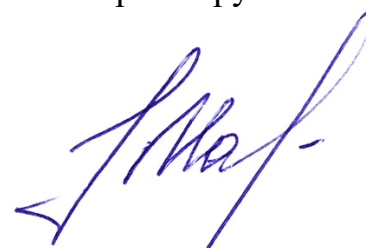


ФГБОУ ВО «УХТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Проектирование и эксплуатация магистральных газонефтепроводов»

На правах рукописи



МАМЕДОВА ЭЛЬМИРА АЙДЫНОВНА

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ И
МОНИТОРИНГА ИЗГИБНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ В СТЕНКАХ
ТРУБ ПОДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ
НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ**

Специальность 25.00.19 – Строительство и эксплуатация
нефтегазопроводов, баз и хранилищ

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
д-р техн. наук, профессор,
ректор ФГБОУ ВО «Ухтинский
государственный технический
университет
Руслан Викторович Агиней

Ухта – 2021

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1 КРИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР СРЕДСТВ И МЕТОДОВ МОНИТОРИНГА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ	15
1.1 Роль природных факторов в отказах и авариях на магистральных нефтегазопроводах	15
1.2 Классификация методов мониторинга продольных напряжений в стенках магистральных нефтегазопроводов	21
1.3 Применяемые на практике методы мониторинга напряженно- деформированного состояния участков подземных магистральных трубопроводов	25
1.4 Локальные методы неразрушающего контроля напряженно- деформированного состояния трубопроводов, основанные на применении различных физических полей	32
1.5 Методы определения продольных напряжений по изгибу оси трубопровода	41
1.6 Сравнение физических методов контроля НДС.....	45
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 1.....	48
ГЛАВА 2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНОГО ШАГА ИЗМЕРЕНИЙ КРИВИЗНЫ ОСИ ПОДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА ТРАССОПОИСКОВЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ ПРИ ОЦЕНКЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ С ПОВЕРХНОСТИ ГРУНТА.....	50
2.1 Моделирование задачи по определению минимального шага выполнения измерений глубины заложения оси подземного трубопровода с поверхности грунта.....	51
2.2 Результаты определения минимального шага выполнения измерений глубины заложения трубопровода с поверхности грунта.....	57

2.3	Разработка математической модели определения минимального шага выполнения обследований планово-высотного положения трубопровода трассопоисковым оборудованием при оценке напряженно-деформированного состояния с поверхности грунта	68
	ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 2.....	76
	ГЛАВА 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ, НАХОДЯЩИХСЯ ПОД ДАВЛЕНИЕМ СРЕДЫ И ИЗГИБОМ, ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИЗМЕРЕНИЯ КОЭРЦИТИВНОЙ СИЛЫ МЕТАЛЛА.....	77
3.1	Постановка задачи экспериментального исследования оценки напряженного состояния трубопроводов, находящихся под действием плосконапряженного состояния, по результатам измерения коэрцитивной силы	77
3.2	Выбор приборов и оборудования для проведения экспериментальных исследований	78
3.3	Обоснование выбора конструкции стенда для моделирования плосконапряженного состояния	82
3.4	Планирование эксперимента.....	84
3.5	Методика проведения стендовых испытаний для оценки плосконапряженного состояния участка трубопровода по результатам измерения коэрцитивной силы	90
3.6	Обработка результатов экспериментальных исследований.....	96
3.7	Зависимость коэрцитивной силы, измеренной в продольном направлении от величины продольных напряжений.....	100
	ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3.....	108
	ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ НАЧАЛЬНОГО НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА ДЛЯ ПУСКО-НАЛАДКИ СИСТЕМЫ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА	110

4.1 Методика оценки начального напряженно-деформированного состояния участка трубопровода на примере выполнения пуско-наладки системы волоконно-оптического мониторинга	110
4.2 Оценка напряженно-деформированного состояния участка трубопровода по результатам измерения пространственного положения с поверхности грунта.....	116
4.3 Методика определения напряженно-деформированного состояния по результатам измерения коэрцитивной силы стенок участков нефтегазопроводов	118
4.3.1 Определение плоскости изгиба участка трубопровода.....	118
4.3.2 Определение значений продольных напряжений в стенке трубопровода.....	120
4.4 Методика расчета нулевой деформации нефтегазопроводов	121
4.5 Пример практической реализации разработанной методики	124
ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 4.....	132
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	133
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	135
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	153
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	180
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	181
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	183

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы.

Одним из наиболее значимых критериев работоспособности участка подземных магистральных нефтегазопроводов, является уровень напряженно-деформированного состояния (далее – НДС) стенок труб. Эксплуатация трубопровода с установленным уровнем надежности возможна только в том случае, когда механические напряжения в стенках труб от действующих нагрузок и воздействий не превышают допустимых значений [23, 33, 42, 56, 65, 69, 105, 129, 130].

Вместе с тем, интенсивное развитие нефтегазовой промышленности в ряде случаев предопределяет перемещение мест строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов в районы со сложными природными условиями и ставит задачи обеспечения надежности их эксплуатации, как опасных производственных объектов. В условиях действия экзогенных и эндогенных процессов, приводящих к силовому воздействию на трубопроводы, в стенках труб появляются механических изгибные напряжения, заранее спрогнозировать которые весьма затруднительно [18, 28, 36, 42, 53, 54, 64, 87, 105-107, 113, 115-117].

Наиболее целесообразным решением этой актуальной задачи является применение систем мониторинга изгибных напряжений в стенках труб, которые могут быть построены на использовании различных принципов: электротензометрическом, инклинометрическом, применением FBG (волоконные брэгговские решетки), эффекте Манделштама-Бриллюэна и др.

Общим недостатком перечисленных методов является невозможность оценки НДС без знания начальных напряжений в трубопроводе, которые имелись на момент монтажа и пуско-наладки системы мониторинга. Кроме этого, после срабатывания системы мониторинга необходима верификация данных для обоснованного принятия решения по дальнейшим эксплуатационным режимам работы трубопровода. Таким образом, задача

создания и совершенствования «не отнулевых» методов контроля изгибных напряжений в стенках трубопроводов, а также разработки подходов по настройке систем мониторинга напряжений на основе таких измерений, является весьма актуальной.

Степень разработанности. Развитием методов оценки изгибных напряжений в трубопроводах без данных о начальном изгибе трубопроводов занимались многие отечественные и зарубежные ученые и специалисты. Магнитными методами, в частности, коэрцитиметрическим, магнитострикционным, методом измерения шумов Баркгаузена: Р.В. Агинеи, И.Н. Андронов, М.М. Бердник, Э.С. Горкунов, Г.В. Бида, В.Ф. Новиков, А.П. Ничипурук, J. Reason, M. Rekić, J.G. Gore; акустическими методами, основанными на эффекте акустоупругости: Н.Е. Никитина, В.А. Зазнобин, В.В. Муравьев, и др.; методами оценки НДС на основе знаний о профиле изгиба оси трубы: Р.М. Аскарлов, В.М. И.Н. Бирилло, Варшицкий И.И. Велиюлин, А.Г. Гареев, К.М. Гумеров, М.И. Давлетов, Р.М. Зарипов, А.С. Кузьбожев и др. Существенный вклад в развитие систем мониторинга технического состояния магистральных трубопроводов внесли Р.Р. Исламов, Б.Л. Житомирский, А.С. Лопатин, Д.Н. Ляпичев, С.В. Савченков, М.В. Чучкалов, М.А. Adegboye, A. A Ayadi, J.D. Betancur, A.M.V. Braga, A. Carlino, S.V. Cunha, J. Freire, J. Frings, Y.D. Gong, K.A. Handawi, M. Ho, H.A. Joe, I. Kabashkin, W. Liu, A.H. Morshed, M. Nikles, T. Parker, L. Wong H. Yen-Te и др.

Идея работы. Для определения изгибных напряжений в стенках труб участка магистрального трубопровода необходимо применять комплекс усовершенствованных методов, рационально сочетающих «масштабный» метод оценки изгибных напряжений по профилю оси трубопровода с поверхности грунта и «локальные» методы, основанные на использовании физических полей, применяемые в точках, определяемых с поверхности грунта.

Цель работы – совершенствование методов определения изгибных напряжений в стенках подземных магистральных трубопроводов, а также

разработка подходов по настройке систем мониторинга напряжений в трубопроводах на их основе.

Задачи исследования:

1. Выполнить критический анализ методов оценки НДС стенок магистрального трубопровода, на основании которого определить требуемый набор методов. Установить требования к методам контроля, которые при их комплексной реализации позволят определить изгибные напряжения в стенках труб.

2. Провести научное обоснование применяемых подходов при определении НДС по кривизне оси трубопровода, включая выбор рационального шага измерения с учетом диаметра трубопровода, глубины заложения, точности трассопоискового оборудования.

3. Усовершенствовать локальный магнитный метод определения НДС, основанный на измерении коэрцитивной силы металла стенок труб, с учетом возможности определения положения плоскости изгиба трубопровода и определения НДС под действием внутреннего давления среды и изгиба.

4. Разработать методику и алгоритм для её реализации, позволяющие оценить нулевую (начальную) деформацию трубопровода для пуско-наладки системы мониторинга НДС на примере волоконно-оптической системы.

Соответствие паспорту специальности.

Представленная диссертационная работа соответствует паспорту специальности 25.00.19 – «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ», а именно области исследования: п. 6 «Разработка и усовершенствование методов эксплуатации и технической диагностики оборудования насосных и компрессорных станций, линейной части трубопроводов и методов защиты от коррозии» и п. 1 «Напряженное состояние и взаимодействие с окружающей средой трубопроводов, резервуаров и оборудования при различных условиях эксплуатации с целью

разработки научных основ и методов прочностного, гидравлического и теплового расчетов нефтегазопроводов и газонефтехранилищ».

Научная новизна:

1. Предложены и обоснованы математические выражения, позволяющие определить действительные значения радиусов изгиба для двух граничных случаев относительно истинного значения радиуса, на основании которых получены зависимости абсолютного значения разности между максимальными изгибными напряжениями от минимального шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования.

2. Разработана математическая модель для определения минимального шага измерений пространственного положения подземных магистральных нефтегазопроводов для оценки напряженно-деформированного состояния с поверхности грунта при известном значении погрешности трассопоискового оборудования для трубопроводов номинальным диаметром 820, 1020, 1220 и 1420 мм. Обоснованы значения коэффициентов, входящих в математическую модель для определения минимального шага проведения съемки пространственного положения трассы в зависимости от погрешности трассопоискового оборудования.

3. Для применяемого модельного стенда экспериментально установлены зависимости изменения коэрцитивной силы, измеренной в продольном направлении трубопровода, от величины продольных напряжений, вызванных действием поперечного изгиба и внутреннего давления, получены и обоснованы выражения для нахождения сжимающих и растягивающих напряжений в сечении трубопровода по коэрцитивной силе с учетом внутреннего давления.

4. Разработана методика оценки начальных изгибных деформаций в стенках нефтегазопроводов и алгоритм для ее реализации, предусматривающие сочетание и последовательное использование метода оценки НДС на основе определения пространственного положения

трубопровода и магнитного метода оценки НДС в выбранных сечениях трубопровода с применением коэрцитиметрического метода.

Положения, выносимые на защиту.

1. Применение разработанной математической модели определения минимального шага измерений пространственного положения подземных магистральных нефтегазопроводов для оценки их НДС с поверхности грунта при известном значении погрешности трассопоискового оборудования для трубопроводов диаметром 820-1420 мм, позволяет обеспечить погрешность оценки НДС порядка 50 МПа при основной погрешности трассопоискового оборудования 1-5%, с применением шага измерения 20-60 м в зависимости от диаметра трубопровода, при этом полученный результат не зависит от истинного радиуса изгиба трубопровода.

2. Реализация коэрцитиметрического метода с почасовым дискретным перемещением датчика коэрцитиметра по окружности сечения трубопровода с определением коэрцитивной силы при ориентации магнитного потока вдоль трубопровода и в окружном направлении, позволяет определить значения изгибных напряжений с установлением областей сжатия и растяжения металла при изгибе и, соответственно, положения плоскости изгиба, в том числе при избыточном давлении среды внутри трубопровода, что позволяет уточнить НДС трубопровода для решения задачи пуско-наладки систем мониторинга трубопроводов.

3. Выполнение разработанного алгоритма комплексного поэтапного диагностирования трубопроводов с вводимой в эксплуатацию системой мониторинга НДС, включающих измерение пространственного положения оси диагностируемого участка трубопровода, оценку напряженного состояния стенок трубопровода с определением ориентации плоскости изгиба, выявление при наличии сечений со значениями изгибных напряжений более 50 МПа, верификацию значений НДС коэрцитиметрическим методом по разработанной методике, позволяет определять начальные напряжения на

участке трубопровода и выполнять настройку систем мониторинга при пуско-наладке.

Методология и методы исследования. Поставленные в работе задачи решены с использованием методов сравнения, научного анализа и эксперимента, при этом при проведении экспериментальной части исследования применялись абстрагирование, обобщение, идеализация, измерение, сравнение, а также методы статистической обработки результатов измерений.

Степень достоверности и апробация результатов. Основные научные положения, выводы и рекомендации, сформулированные в работе, базируются на экспериментальных данных, полученных с применением современных методов исследований, имитационного моделирования с использованием сертифицированной и поверенной измерительной техники, научно-исследовательского оборудования и компьютерного обеспечения. Результаты, полученные в работе, не противоречат результатам, представленным в работах других авторов.

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на XI Международной учебно-научно-практической конференции «Трубопроводный транспорт – 2016» (г. Уфа, 24-25 мая 2016 г.), XV Международной молодежной научно-технической конференции «Будущее технической науки» (г. Нижний Новгород, 27 мая 2016 г.), III научно-практической конференции молодых специалистов АО «Гипрогазцентр» «Актуальные вопросы проектирования объектов добычи, транспорта, хранения и переработки нефти и газа» (г. Нижний Новгород, 27-29 сентября 2016 г.), XVIII Международной молодежной научной конференции «СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ – 2017» (г. Ухта, 12-14 апреля 2017 г.), Межрегиональном вебинаре им. Профессора И.Н. Андропова «Актуальные проблемы транспорта газа и нефти» (г. Ухта, 2018-2020 гг.), Международной конференции «Рассохинские чтения» (г. Ухта, 06-07 февраля 2020 г.), Международной научно-практической конференции молодых ученых

«Актуальные проблемы науки и техники – 2020» (г. Уфа, 25-29 мая 2020 г.), Международной научно-технической конференции «Транспорт и хранение углеводородного сырья» (г. Тюмень, 28-29 мая 2020 г.), XIV Всероссийской научно-технической конференции «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов» (г. Ухта, 05-06 ноября 2020 г.), Национальной научно-практической конференции с международным участием «НЕФТЬ И ГАЗ: технологии и инновации» (г. Тюмень, 19-20 ноября 2020 г.).

Теоретическая значимость исследования обоснована тем, что:

Разработана классификация методов мониторинга продольных напряжений в стенках магистральных нефтегазопроводов, согласно которой существующие в настоящее время методы оценки напряженно-деформированного состояния разделены на две группы методов, в зависимости от необходимости знания начального напряженно-деформированного состояния для работы метода.

Установлено, что для оценки начального (нулевого) напряженно-деформированного состояния магистральных нефтегазопроводов наиболее целесообразным является применение комплекса методов, предусматривающего сочетание и последовательное использование метода оценки НДС на основе определения пространственного положения трубопровода и магнитного метода оценки НДС, основанного на измерении коэрцитивной силы металла труб.

Решена задача определения минимального шага измерений пространственного положения подземных магистральных нефтегазопроводов для оценки напряженно-деформированного состояния с поверхности грунта, предполагая изгиб в сечении трубопровода только в одной плоскости и рассматривая его как совокупность трёх точек оси, которые можно соединить дугой окружности.

Получены выражения, позволяющие определить действительные значения радиусов изгиба для двух граничных случаев относительно фактического значения радиуса изгиба.

Получена зависимость абсолютного значения разности между максимальными изгибными напряжениями от минимального шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности для фактического радиуса изгиба $\rho_{\text{ист}}=300$ м.

Разработана математическая модель определения минимального шага измерений пространственного положения подземных магистральных нефтегазопроводов для оценки напряженно-деформированного состояния с поверхности грунта при известном значении погрешности трассопоискового оборудования для трубопроводов диаметром 820...1420 мм.

Установлены и обоснованы значения коэффициентов, входящих в математическую модель для определения минимального шага проведения съемки пространственного положения трассы в зависимости от погрешности трассопоискового оборудования для магистральных нефтегазопроводов диаметром 820...1420 мм.

Получены и обоснованы выражения для нахождения сжимающих и растягивающих напряжений в сечении трубопровода по коэрцитивной силе с учетом действия поперечного изгиба и внутреннего давления.

Разработана методика комплексного поэтапного диагностирования трубопроводов с вводимой в эксплуатацию системой мониторинга НДС и алгоритм для ее реализации, позволяющие оценить нулевые (начальные) деформации нефтегазопроводов и предусматривающие сочетание и последовательное использование метода оценки НДС на основе определения пространственного положения трубопровода и магнитного метода оценки НДС в выбранных сечениях трубопровода с применением коэрцитиметрического метода.

Практическая значимость работы определяется тем, что:

Установлено, что минимальный шаг проведения измерений зависит от точности трассопоискового оборудования и диаметра трубопровода. И практически находится в диапазоне от 20-60 м (20 м – при минимальной погрешности оборудования, 60 м – при максимальной), при этом фактический радиус изгиба не влияет на определение величины минимального шага измерений.

Разработана методика определения механических напряжений в стальном трубопроводе по результатам измерения коэрцитивной силы металла труб (патент РФ на изобретение №2722333, опубл. 29.05.2020), в том числе определения положения плоскости изгиба в сечении трубопровода по коэрцитивной силе.

Результаты диссертационного исследования подтверждается внедрением результатов работы в учебный процесс обучающихся по направлениям подготовки 21.03.01 и 21.04.01 Нефтегазовое дело в рамках дисциплин «Диагностика объектов транспорта и хранения газа и нефти», «Техническая диагностика объектов нефтегазотранспортных систем» и «Методы расчета и измерения напряженно-деформированного состояния».

Результаты работы, внедрены при реализации НИОКР «Разработка системы мониторинга напряженно-деформированного состояния нефтепроводов, работающих в сложных инженерно-геологических условиях на основе волоконно-оптических датчиков», разрабатываемого ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет» (номер темы в плане 27/17 от 11.05.2017 г.).

Результаты работы, внедрены при реализации НИОКР «Проведение теоретических и экспериментальных исследований для разработки системы мониторинга напряженно-деформированного состояния нефтепроводов на основе волоконно-оптических датчиков», разрабатываемого АО «Гипрогазцентр» (шифр – 4734 НИР, арх. № 24_НИОКР).

Сведения о публикациях автора: по теме диссертации опубликовано 14 печатных работ, из них 5 – в ведущих рецензируемых изданиях, включенных в перечень ВАК РФ, получено 2 патента РФ на изобретения.

Структура и объем работы: диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, содержит 152 страницы текста без приложений, 48 рисунков, 20 таблиц, список литературы из 143 наименований и 4 приложений.

Личный вклад автора заключается в постановке цели и задач исследования, анализе отечественной и зарубежной практики оценки напряженно-деформированного состояния подземных магистральных трубопроводов, проведении теоретических и экспериментальных исследований, обработке полученных результатов, их апробации, подготовке публикаций по выполненной работе, оформлении результатов интеллектуальной деятельности для получения патентов на изобретения РФ.

ГЛАВА 1 КРИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР СРЕДСТВ И МЕТОДОВ МОНИТОРИНГА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПОДЗЕМНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ

1.1 Роль природных факторов в отказах и авариях на магистральных нефтегазопроводах

Одним из наиболее значимых критериев работоспособности участков подземных магистральных нефтегазопроводов, является уровень напряженно-деформированного состояния (далее – НДС) стенок труб. Эксплуатация трубопровода с установленным уровнем надежности возможна только в том случае, когда механические напряжения в стенках труб от действующих нагрузок и воздействий не превышают допускаемых значений.

Вместе с тем, интенсивное развитие нефтегазовой промышленности в ряде случаев предопределяет необходимость строительства и эксплуатации подземных магистральных трубопроводов в районах со сложными природными условиями и ставит задачи обеспечения контроля прочности и работоспособности этих конструкций [10, 14, 18, 28, 36, 42, 53, 54, 64, 87, 105-107, 113, 115-117]. Находясь в осложненных условиях эксплуатации, магистральный трубопровод испытывает дополнительные нагрузки, которые способствуют появлению избыточных механических напряжений, приводящих к критическому состоянию материала и, как следствие, возможному разрушению [23, 33, 42, 56, 65, 69, 105, 129, 130].

На основе информации о разрушениях магистральных трубопроводов за период 1968-2018 гг., содержащейся в ряде международных баз данных, среди которых: данные Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор); база EGIG (European Gas Pipeline Incident Data Group); база UKOPA (UNITED KINGDOM ONSHORE PIPELINE OPERATORS' ASSOCIATION); база CONCAWE (Conservation of Clean Air and Water in Europe); база OPS PHMSA (Office of Pipeline Safety under the

Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration); база NEB (National Energy Board, Canada) был выполнен статистический анализ причин наступления аварийных ситуаций на магистральных нефтегазопроводах [96, 114, 119, 136, 139, 141].

Анализ причин возникновения аварийных ситуаций на магистральных нефтегазопроводах за рассматриваемый период показывает, что по данным различных баз данных от 4 до 13% аварийных разрушений нефтегазопроводов произошли по причине природного воздействия (рисунок 1.1).

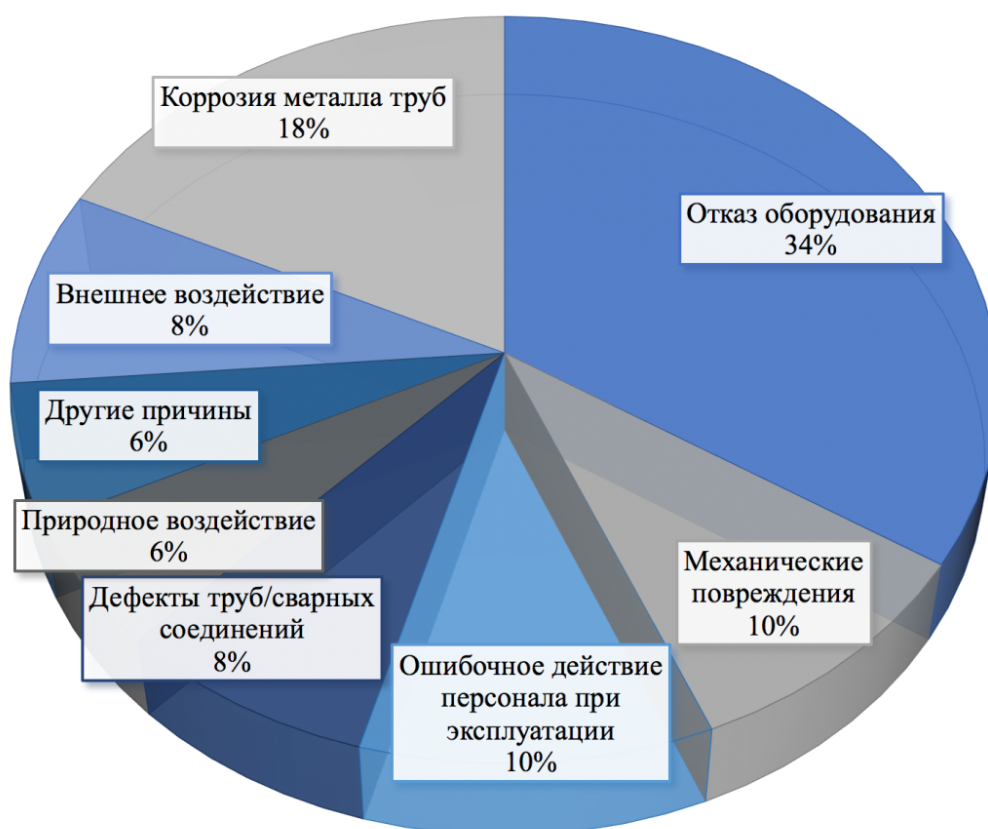


Рисунок 1.1 – Основные причины возникновения аварийных ситуаций на магистральных нефтегазопроводах большого диаметра в республиках бывшего СССР, странах Европы и США за период 1968-2018 гг. по [96, 114, 119, 136, 139, 141]

При этом среди природных воздействий доля аварийных инцидентов на подземных магистральных нефтегазопроводах, вызванных вследствие проявления геологических факторов составляет порядка 37% от общего числа разрушений, метеорологических факторов – 29%, гидрологических и климатических опасностей доля разрушений составляет по 14%, а доля

неизвестных и других опасностей незначительна и составляет порядка 4% и 2% инцидентов соответственно. Общее распределение аварий на магистральных нефтегазопроводах по категориям природных воздействий представлено на рисунке 1.2.

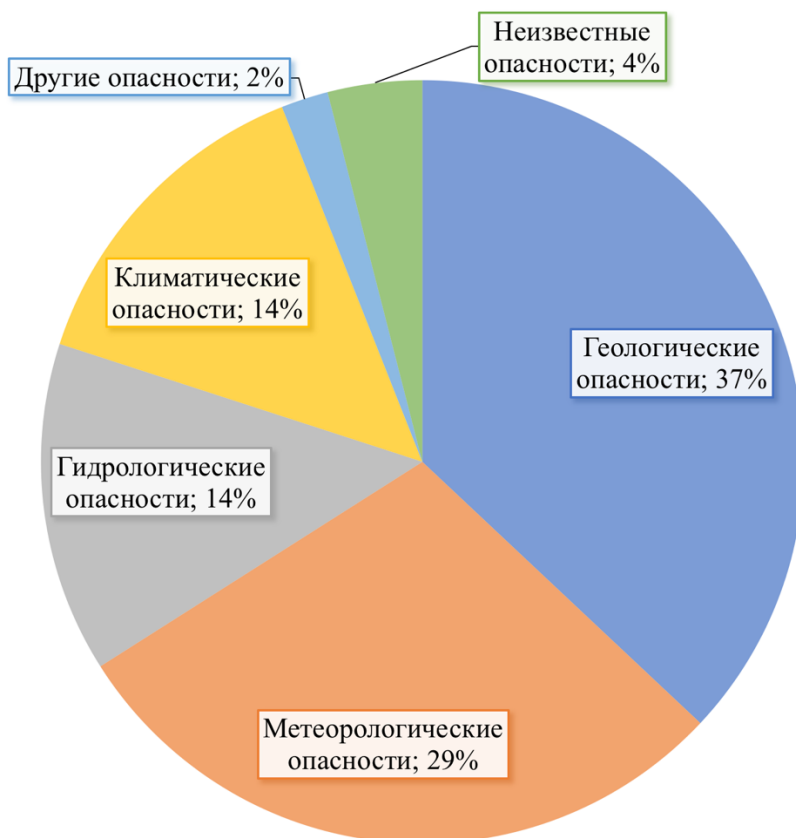


Рисунок 1.2 – Общее распределение аварий на магистральных нефтегазопроводах большого диаметра по категориям природных воздействий в республиках бывшего СССР, странах Европы и США за период 1970-2012 гг. [96, 114, 119, 136, 139, 141]

Геологические опасности являются основной категорией природных воздействий, вызывающих аварийные инциденты на подземных магистральных трубопроводах. При этом среди геологических природных воздействий, оказывающих влияние на аварийность магистральных трубопроводов, можно особо выделить подвижки грунта, вызванные оползнями, пучениями грунта, а также вызванные сейсмическими воздействиями перемещения грунта, особенно в зонах активных тектонических разломов [43-45]. Распределение разрушений подземных

магистральных нефтегазопроводов от различных геологических природных факторов (в % от общего количества разрушений) показано на рисунке 1.3.

Среди геологических опасностей основной геологической опасностью являются оползни, вызывающие порядка 46% разрушений на нефтегазопроводах, просадка грунта – вторая по значимости опасность (24%), землетрясения, согласно выполненному анализу, представляют 10% от общего числа геологических опасностей.

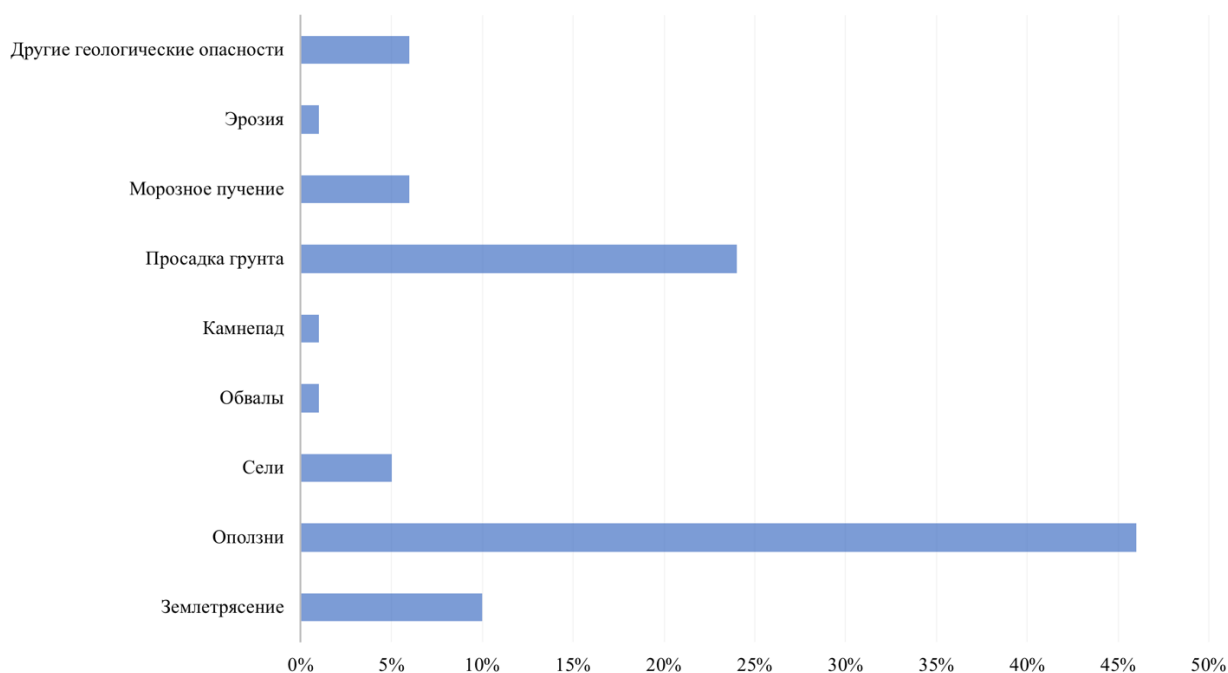


Рисунок 1.3 – Удельное распределение разрушений подземных магистральных нефтегазопроводов большого диаметра от различных геологических природных факторов (в % от общего количества разрушений) в республиках бывшего СССР, странах Европы и США за период 1970-2012 гг. [96, 114, 119, 136, 139, 141]

В работе [44, 45] выполнен ретроспективный анализ причин отказов магистральных нефтегазопроводов, работающих в осложненных инженерно-геологических условиях, согласно которому установлено, что доля разрушений магистральных трубопроводов по причине воздействия сложных природных явлений составляет порядка 5-6% от общего числа инцидентов за проанализированный период. При этом среди природных явлений, вызывающих разрушения магистральных трубопроводов выделяются геологические и гидрологические природные явления (такие как зоны

активных тектонических разломов, карсты, оползневые зоны, многолетнее пучение, зоны вечномёрзлых грунтов и т.п.) [84].

Перечисленные природные явления, составляют группу особых нагрузок и воздействий, влияние которых на напряженно-деформированное состояние участка является труднопрогнозируемым на этапе проектирования магистрального трубопровода, внося в процессе его эксплуатации значительный вклад в напряженно-деформированное состояние участка, и способствуя появлению избыточных изгибных напряжений. Оказывая силовое воздействие на участок, действие особых нагрузок приводит к изменению напряженного состояния трубопровода в продольном направлении за счет изменений кривизны трубы.

Опыт эксплуатации магистральных нефтегазопроводов показывает, что в полной мере учесть данные напряжения на стадии проектирования не представляется возможным, поэтому актуален вопрос своевременного выявления участков трубопроводов с недопустимыми напряжениями и принятия превентивных мер для их последующей надежной эксплуатации [23, 33, 42, 69, 105, 129, 130].

Согласно требованиям нормативного документа СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [92] с целью предотвращения недопустимых пластических деформаций в конструкции при проектировании подземных магистральных трубопроводов выполняется предварительная оценка продольных и кольцевых напряжений (рисунок 1.4).

Кольцевые напряжения достаточно просто и точно рассчитываются по известной т.н. котельной формуле (формула Мариотта) и трудностей не вызывают. Эти напряжения условно постоянны по окружности рассматриваемого сечения трубы (трубная оболочка – идеальный цилиндр с постоянной толщиной стенки).

Продольные, осевые или фибровые напряжения в стенках труб также могут быть определены расчетно. Формула для определения продольных напряжений состоит из трех составляющих: 1. компонента от кольцевых

напряжений, рассчитывается как произведение кольцевых напряжений на коэффициент, принимающий разные значения в зависимости от условий заземления трубопровода. Такие напряжения условно одинаковы в каждой точке сечения трубы; 2. компонента, учитывающая температурные напряжения, вызываемые возможными температурными деформациями в заземленном грунте трубопровода. Такие напряжения также одинаковы; 3. компонента, учитывающая изгиб трубопровода. При изгибе напряжения по окружности сечения трубы различны как величине, так и по знаку.

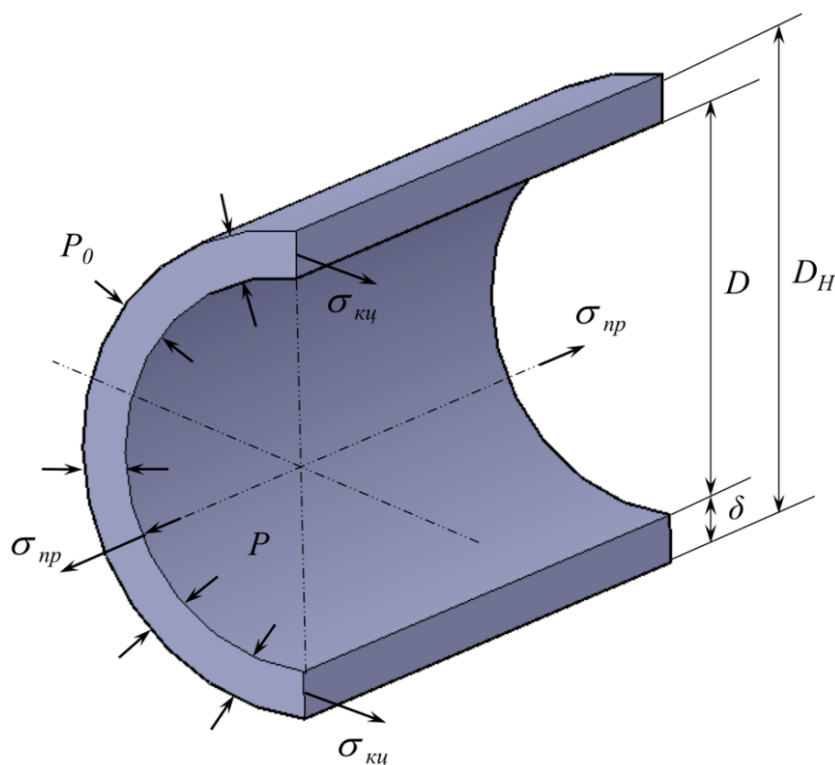


Рисунок 1.4 – Расчетная схема нагружения подземного трубопровода

При проектировании трубопровода, задаются определенной «прямолинейностью» проектируемого участка трубопровода, чтобы третья компонента продольных напряжений не превышала заданный уровень, обычно задаются критерием не снижения радиуса кривизны ниже $1000...1400D$.

Однако при воздействии природных факторов (геологических, тектонических и др.) в трубопроводе могут возникать чрезмерные напряжения, не предусмотренные проектом, что в конечном счете приводит к аварийным ситуациям.

1.2 Классификация методов мониторинга продольных напряжений в стенках магистральных нефтегазопроводов

Отмеченное в разделе 1.1 настоящей диссертации предопределяет необходимость непрерывного измерения (мониторинга) фактической величины изгибных напряжений в стенке контролируемого участка подземного магистрального трубопровода, эксплуатирующегося в сложных инженерно-геологических и/или природно-климатических условиях, современными системами мониторинга напряженно-деформированного состояния трубопроводов [18, 28, 36, 42, 64, 87, 105-107, 113, 115-117].

В настоящее время известно большое количество методов, позволяющих оценить напряженно-деформированное состояние в стенке действующего трубопровода. Классификация методов неразрушающего контроля напряженного состояния трубопроводов по видам НК (согласно ГОСТ Р 56542-2015 «Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов») представлена на рисунке 1.5 [32]. Методы неразрушающего контроля напряженного состояния трубопроводов условно можно разделить на две укрупненные группы, в зависимости от необходимости знания начального НДС для работы метода:

Группа 1. Методы, не работающие без данных о начальном напряженно-деформированном состоянии конструкции

К методам группы 1 можно отнести следующие системы мониторинга НДС участка: применение интеллектуальных вставок (ИВ), мониторинг с применением волоконно-оптических датчиков деформации на основе эффекта Мандельштама-Бриллюэна, а также применение оптических датчиков деформации на основе эффекта Брэгга (датчики FBG).

При этом, стоит отметить, что согласно предлагаемой классификации методов неразрушающего контроля напряженного состояния трубопроводов применение интеллектуальных вставок (ИВ) и мониторинг с применением волоконно-оптических датчиков деформации на основе эффекта

Мандельштама-Бриллюэна позволяют выполнять мониторинг НДС участков магистральных нефтегазопроводов, в том время как применение оптических датчиков деформации на основе эффекта Брэгга позволяет выполнить лишь локальную диагностику на небольшом по протяженности участке.

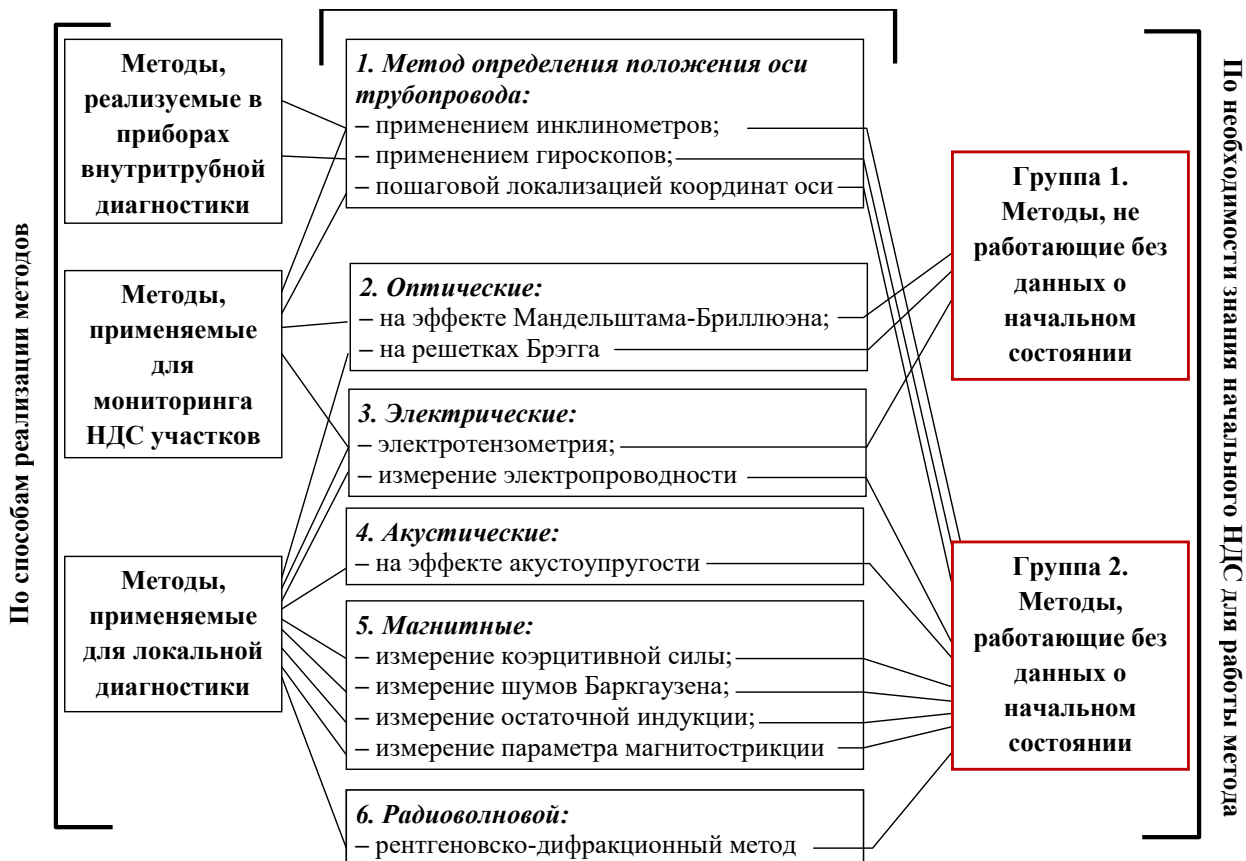


Рисунок 1.5 – Классификация методов неразрушающего контроля напряженного состояния трубопроводов по видам НК (согласно ГОСТ Р 56542-2015 кроме п.1)

Поскольку данные системы мониторинга НДС относятся к группе «отнулевых», т.е. к методам [9, 13, 15, 55], применение которых невозможно без данных о начальном напряженно-деформированном состоянии нагруженной конструкции, показывая лишь приращение напряжений или деформаций в конструкции, а не их абсолютные значения, то для корректной эксплуатации данных систем мониторинга необходимо выполнять предварительную оценку существующих (начальных) в конструкции напряжений (деформаций).

Кроме этого, знания о существующем в конструкции напряженно-деформированном состоянии необходимо при выполнении:

- пуско-наладки системы мониторинга НДС трубопроводов;
- калибровки таких систем мониторинга;
- верификации полученных данных при отклике системы мониторинга.

Для выполнения пуско-наладки, калибровки, а также верификации данных группы «отнулевых» систем мониторинга, в качестве величины деформаций трубопровода (ε_{Σ}), закладываемой при настройке систем, следует принимать сумму величин базовой деформации трубопровода, имеющуюся на участке мониторинга до монтажа системы мониторинга и деформации трубопровода, измеренной системой после установки [45]:

$$\varepsilon_{\Sigma} = \varepsilon_{base} + \varepsilon_{изм}, \quad (1.1)$$

где ε_{Σ} – величина деформации трубопровода;

ε_{base} – величина базовой деформации трубопровода на участке мониторинга, до монтажа системы мониторинга;

$\varepsilon_{изм}$ – величина деформации трубопровода, измеренная системой после установки.

Стоит отметить, что в настоящее время в отечественной и зарубежной практике подобные рекомендации по настройке этих систем отсутствуют.

Группа 2. Методы, работающие без данных о начальном напряженно-деформированном состоянии конструкции

Ко второй группе методов оценки напряженно-деформированного состояния следует отнести: методы определения положения оси трубопровода, электрические, акустические, магнитные, а также радиоволновые методы контроля.

В ряде указанных методов, метод определения продольных напряжений по изгибу оси трубопровода стоит особняком. Для реализации данного метода необходимы данные о пространственных координатах точек оси трубопровода, которые могут быть получены с поверхности грунта с применением приборов, работающих на принципе измерения напряженности

электромагнитного поля, возникающего вокруг трубопровода при протекании тока через металл стенок труб. Метод может эффективно использоваться в практике диагностирования подземных трубопроводов, однако он работает только в условиях первоначально прямолинейных труб, с кривизной, не превышающей диапазоны, указанные в ГОСТ 20295-85 «Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия» [31]. Такая искусственная кривизна может быть вызвана т.н. отводами холодного гнутья.

Перечисленные в этой группе методов, т.н. физические методы работают с использованием различных физических полей и позволяют оценить напряжения в стенке трубопровода без знания начальных напряжений. Как правило, для этого используются сложные методики настройки оборудования или интерпретации данных на заранее полученных тарировочных зависимостях. Все перечисленные методы требуют доступ к металлу трубы и в большинстве случаев подготовку поверхности к проведению измерения. Точность таких методов, как правило не лучше $\pm 30\%$ если напряжения предварительно не были известны и $\pm 5-10\%$, если известны начальные напряжения в металле.

В качестве критериев при помощи которых будем проводить сравнительный анализ примем: характер контроля НДС (разрушающие или неразрушающие); точность оценки НДС по данным открытых источников применительно к материалу стали труб, находящихся в плоском напряженном состоянии; скорость настройки и проведения измерений; возможность применения на трубах как малого, так и большого диаметра; удобство использования в полевых условиях (портативность, автономность питания и т.д.); возможность измерения на неподготовленной предварительно поверхности, в т. ч. через слой изоляционного покрытия; возможность контроля значительного по протяженности участка трубопровода; точность определения зон с максимальными значениями напряжений на участке ($\pm 1-2$ м).

1.3 Применяемые на практике методы мониторинга напряженно-деформированного состояния участков подземных магистральных трубопроводов

1. Интеллектуальные вставки

В настоящее время при мониторинге напряженно-деформированного состояния действующих нефтегазопроводов широкое применение получило применение интеллектуальных вставок (ИВ), основанных на методе электротензоизмерений. Метод электротензоизмерений основан на регистрации электрического сопротивления тензорезистора при его растяжении или сжатии.

С целью усовершенствования существующих методов мониторинга напряженно-деформированного состояния магистральных трубопроводов компанией АО «Газпром оргэнергогаз» было разработано средство контроля НДС участка, получившее название «интеллектуальная вставка» (рисунок 1.6) [67].

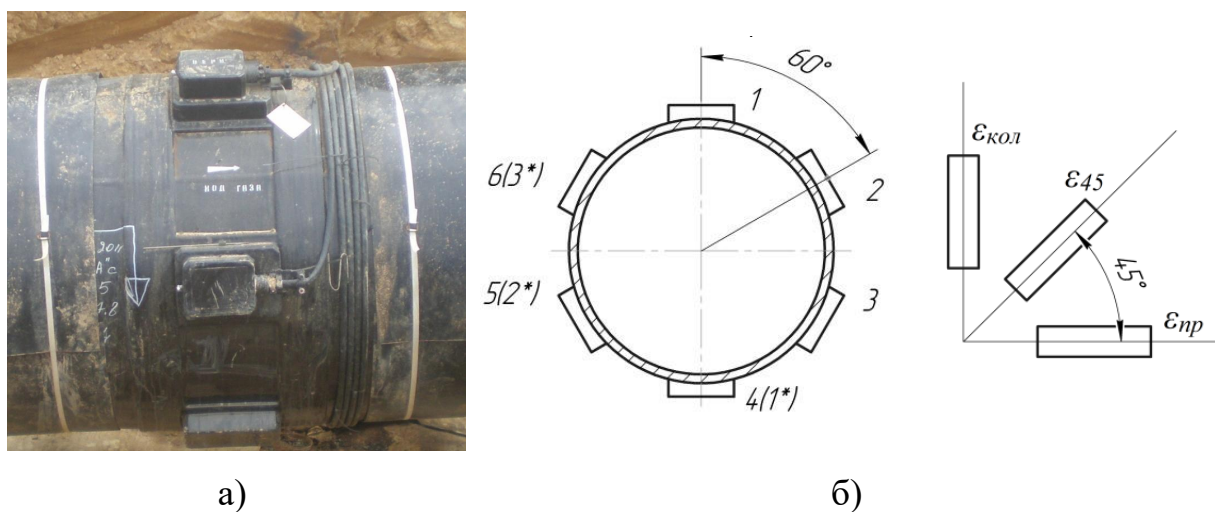


Рисунок 1.6 – Интеллектуальная вставка в газопроводе «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» (а) и схема расположения тензодатчиков в катушке измерительной (б)

Данное изделие включает в себя измерительный элемент – катушку измерительную (КИ), представляющую собой отрезок трубы, соответствующий параметрам контролируемого трубопровода и соосно сваривающийся в контролируемый участок МТ, с установленными на ней

тензодатчиками, комплект вторичных преобразователей сигнала, а также контрольно-измерительный пункт [67, 103].

Несмотря на достаточно высокую точность определения напряженно-деформированного состояния (± 1 МПа), применимость данного метода ограничивается в виду следующего ряда причин:

1. Применение интеллектуальных вставок позволяет определить напряженно-деформированное состояние на участке трубопровода исключительно в точке установки системы, поскольку тензодатчики, смонтированные на ввариваемой катушке, не чувствительны к изменениям деформаций в областях предшествующих и последующих от места их установки (для монтажа ИВ на эксплуатирующемся участке трубопровода необходима информация о месте установки, характеризующемся повышенным значением НДС). Поэтому для увеличения зоны охвата такой системой, необходима установка большего количества ИВ, что не всегда рационально.

2. Необходимость проектирования и монтажа вставки до начала эксплуатации трубопровода (в данном случае измерительный патрубок врезается в нефтегазопровод с известными «нулевыми» показателями тензодатчиков и система позволяет контролировать и учитывать напряжения (деформации) в трубопроводе, вызванные в результате выполнения строительно-монтажных работ).

2. Волоконно-оптические датчики деформации на основе эффекта Мандельштама-Бриллюэна

Как показано в работах [43, 45, 46, 81, 91, 95] одним из информативных и перспективных методов контроля напряженно-деформированного состояния протяженных участков линейной части подземных магистральных нефтегазопроводах, является применение системы мониторинга на базе волоконно-оптических датчиков (сенсоров) деформации.

Принцип мониторинга напряженно-деформированного состояния протяженной конструкции волоконно-оптическим сенсором распределения

деформации основан на регистрации параметров тонкой структуры рассеянного излучения, в частности на основе регистрации параметров вынужденного рассеяния Мандельштама-Бриллюэна.

При этом, важным требованием, предъявляемым к конструкции волоконно-оптического сенсора деформации, является отсутствие чувствительности волокна внутри сенсорного кабеля к деформации (растяжению или сжатию) самого сенсорного кабеля.

Конструктивно волоконно-оптический сенсор распределения продольных деформаций представляет собой кабель, содержащий несколько оптических волокон, расположенных строго параллельно оси сенсора, в плотном механическом контакте с наружным полимерным покрытием. Конструкция сенсора деформации должна исключать взаимное скольжение её элементов в диапазоне допустимых деформаций [25, 26, 50, 102, 128, 140, 142].

Практически при применении волоконно-оптической системы мониторинга оценки напряженно-деформированного состояния на внешнюю поверхность контролируемого участка трубопровода выполняется монтаж нескольких сенсоров (датчиков), позволяющих выполнить измерение продольной деформации в нескольких точках поперечного сечения трубопровода. В случае, если участок трубопровода является опасным с точки зрения геологических процессов, то волоконно-оптические датчики размещаются непосредственно на трубопроводе (рисунок 1.7). Это решение дает более точную информацию о горизонтальных смещениях трубопровода [37, 38, 45, 46, 109, 121-123, 138].

Примером практического применения данной системы мониторинга является магистральный газопровод «Сахалин-Хабаровск-Владивосток». Участок проложен в районах со сложными сейсмотектоническими и геологическими условиями, пересекая болотистые почвы и 32 зоны активных тектонических разломов (АТР), характеризующиеся нестабильным состоянием грунта, который может увеличиваться (при промерзании) или уменьшаться (при протаивании) в размерах в связи с сезонными изменениями.

Учитывая протяженность газопровода ПАО «Газпром» приняло решение установить волоконно-оптическую систему геотехнического мониторинга распределенного измерения деформаций [39].



Рисунок 1.7 – Размещение волоконно-оптических датчиков на участке газопровода «Сахалин – Хабаровск – Владивосток» [39]

Непрерывный анализ состояния объекта и мгновенный отклик системы на произошедшие события, возможность выполнения контроля значительного по протяженности участка трубопровода (до 50-60 км), возможность классификации регистрируемого события, высокая точность определения места события на трассе (1-5 м), высокая чувствительность и точность системы при правильном монтаже и настройке, высокий срок службы, сравнимый со сроком службы трубопровода являются достоинствами данной системы мониторинга [38, 127, 137, 133, 134].

Развитию научно-методических основ применения волоконно-оптических сенсоров деформации для мониторинга технического состояния нефтегазопроводов, эксплуатируемых в сложных инженерно-геологических условиях посвящена работа [45]. В работах [2, 45, 46] представлены результаты расчетов погрешности при оценке продольных напряжений в сечении трубопровода при разной конфигурации волоконно-оптических

сенсоров. По результатам выполненных расчетов автором предлагается выполнять монтаж трех волоконно-оптических датчиков на поверхность контролируемого участка трубопровода, располагая их по окружности трубопровода с угловой ориентацией в 120 град. с вершиной в оси трубопровода, поскольку именно при данной конфигурации ВОС достигается наименьшая погрешность при определении напряженного состояния.

В результате проверки адекватности подобранных уравнений регрессии автором установлено, что применение системы мониторинга напряженно-деформированного состояния на базе волоконно-оптических сенсоров деформации является целесообразным при превышении напряжений в конструкции величины 50 МПа.

Однако, наряду с вышеперечисленными достоинствами, необходимо отметить, что поскольку данный метод относится к группе «отнулевых», т.е. метод показывает лишь приращение напряжений, а не их абсолютные значения, то для задач его пуско-наладки, калибровки, верификации необходимо применение методов, способных работать без знания начальных напряжений.

3. Оптические датчики деформации на основе эффекта Брэгга

Мониторинг деформаций подземных магистральных нефтегазопроводов также может выполняться с помощью оптических датчиков деформации на основе эффекта Брэгга, устанавливаемых на поверхность трубопровода в отдельных местах на участках, подверженных воздействию геологических опасностей, таких как оползни, карсты, землетрясения и т.д [108, 110-112, 120, 125, 126, 135, 143]. Датчики позволяют контролировать состояние объекта во многих точках одновременно благодаря возможности спектрального и временного мультиплексирования.

Чувствительным элементом оптических датчиков деформации на основе эффекта Брэгга являются волоконные брэгговские решетки, представляющие собой участок световода с периодическим изменением показателя преломления вдоль оси [120, 124-126, 143]:

$$\lambda_b = 2n\lambda, \quad (1.2)$$

где λ_b – брэгговская длина волны;

n – эффективный показатель преломления сердечника оптического волокна;

λ – расстояние между решетками или период решетки.

Определение величины деформации на контролируемом участке происходит путем измерения величины смещения длины волны отраженного света, возникающего вследствие изменения периода и показателя преломления брэгговской решетки при механическом воздействии.

Схематическое изображение принципа работы оптических датчиков деформации на основе эффекта Брэгга и их реакция на деформацию представлены на рисунке 1.8.

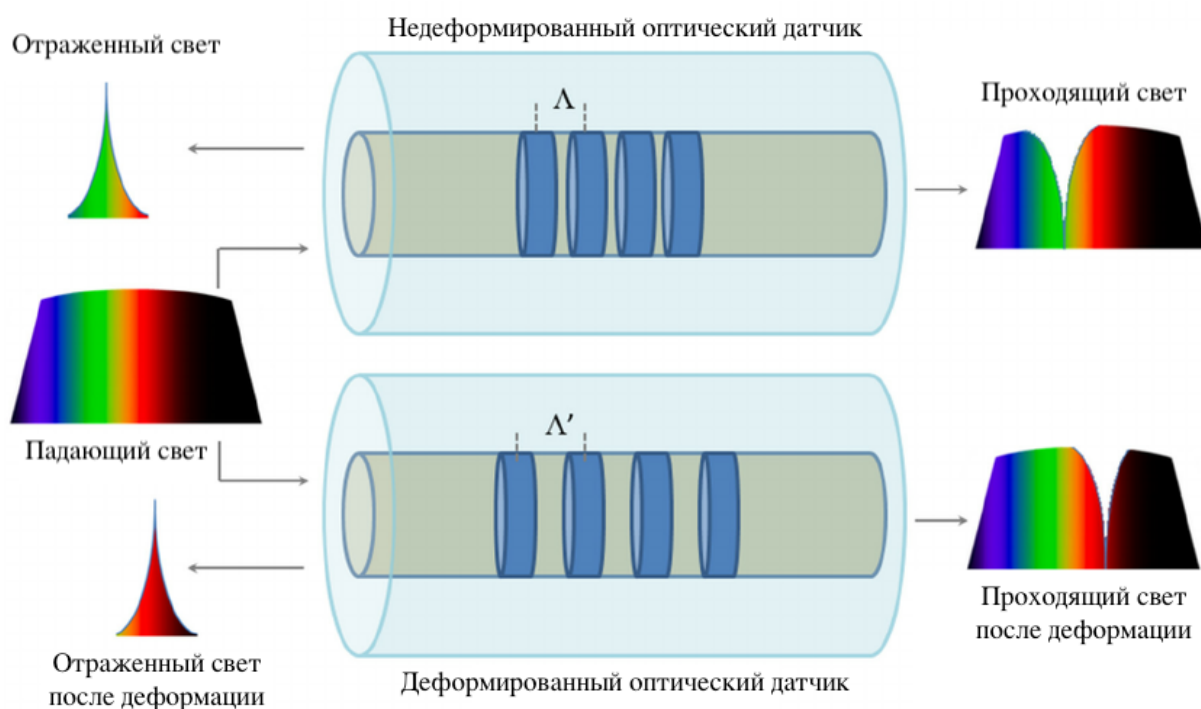


Рисунок 1.8 – Схема, поясняющая принцип работы оптических датчиков деформации на основе эффекта Брэгга и их реакция на деформацию

Поскольку оптические датчики деформации на основе эффекта Брэгга являются тензометрическими приборами, то они обладают многими преимуществами хорошо известных тензометрических датчиков. При этом,

сравнивая электрические тензометрические датчики с оптическими датчиками на основе эффекта Брэгга, преимущество последних заключается в их простом прямом креплении к стенке трубопровода, а также в возможности обеспечения точного линейного измерения деформаций, особенно при низких значениях деформаций, что очень важно для правильного прогнозирования условий работы трубопровода.

Кроме того, преимуществом оптических датчиков по сравнению с электрическими тензодатчиками является температурная стабильность и устойчивость к электромагнитным помехам. Кроме того, возможность мультиплексирования оптических датчиков, основанных на эффекте Брэгга, которые могут быть установлены в одном оптическом кабеле, дает дополнительное преимущество, делая процедуру монтажа в полевых условиях намного проще.

В работе [108] представлены результаты экспериментальных исследований возможности применения оптических датчиков деформации на основе эффекта Брэгга. Установлено, что применение оптических датчиков деформации на основе эффекта Брэгга возможно не только для мониторинга изменения температуры и/или деформации подземных магистральных трубопроводов, но и для мониторинга движения грунта.

В работе [125] представлены результаты экспериментального исследования, заключающегося в измерении деформации оптическим датчиком, основанном на эффекте Брэгга и сравнении полученных измерений с теоретическими значениями деформации, возникающими в нагруженном образце. В ходе проведения экспериментальных испытаний алюминиевый образец размерами $20 \times 3,8 \times 0,5$ см³ подвергался испытанию на изгиб, при этом нагрузка прикладывалась к центральной части образца, в направлении по нормали. Величина нагрузки изменялась от 0 до 350 Н. В работе установлено, что разница между экспериментальными и теоретическими измерениями механической деформации, возникшей в образце, составляет менее 4%, что говорит о высокой точности системы.

1.4 Локальные методы неразрушающего контроля напряженно-деформированного состояния трубопроводов, основанные на применении различных физических полей

1. Акустический метод

Известно, что применение акустического метода определения напряженного состояния в металлоконструкциях, основанного на эффекте акустоупругости, связано с наличием линейной зависимости скорости упругих волн от механических напряжений, возникающих в конструкции.

Практическая реализация возможностей метода определения напряженно-деформированного состояния металла, основанного на эффекте акустоупругости нашла отражение в ультразвуковом приборе для определения механических напряжений ИН-5101А, производства ООО «ИНКОТЕС». Данный прибор позволяет оценить линейное и плоское напряженное состояние растяжения-сжатия металлоконструкции, находящейся под различными силовыми воздействиями и нагрузками.

В приборе ИН-5101А используется ультразвуковой эхо-метод возбуждения упругих волн в твердой среде с помощью контактных совмещенных преобразователей, осуществляющих и излучение, и прием ультразвука. В одном корпусе смонтированы три пьезопластины, излучающие две взаимно-перпендикулярно поляризованные сдвиговые волны и продольную волну [70-74, 80, 85].

Вычисление двухосных напряжений по данным акустических измерений производится согласно формулам [11, 40, 47, 70-74, 66, 80]:

$$\begin{aligned}\sigma_{np} &= K_1 \left(\frac{t_{01}t_3}{t_{03}t_1} - 1 \right) - K_2 \left(\frac{t_{02}t_3}{t_{03}t_2} - 1 \right), \\ \sigma_{ки} &= K_1 \left(\frac{t_{02}t_3}{t_{03}t_2} - 1 \right) - K_2 \left(\frac{t_{01}t_3}{t_{03}t_1} - 1 \right),\end{aligned}\tag{1.3}$$

где K_1, K_2 – коэффициенты упруго-акустической связи материала трубы;

t_{01}, t_{02}, t_{03} – времена распространения (задержки) сдвиговых и продольной волны при начальном уровне напряжений;

t_1, t_2, t_3 – времена распространения (задержки) сдвиговых и продольной волны при текущем уровне напряжений.

Изучению возможности оценки механических напряжений в металлоконструкциях на основе явления акустоупругости, в том числе в стенке трубопроводов, посвящен ряд работ таких авторов как: Никитина Н. Е., Зазнобин В. А., Муравьев В. В., Андронов И. Н., Агинец Р. В. и т.д [6, 40, 47, 66, 70-74].

В работе [70] приведены результаты измерения механических напряжений в трубной плети, сваренной из двух труб бывших в эксплуатации, и вырезанных из магистральных газопроводов и содержащих стресс-коррозионные дефекты. Общая длина трубной плети составила 11 метров, диаметр 1020 мм и толщина стенки 14 мм, материал – сталь X70. Экспериментальные исследования заключались в измерении акустических параметров при ступенчатом нагружении трубного элемента внутренним давлением: 0; 10; 29; 75; 94 и 120 атм.

Показано, что разница расчетных и измеренных значений составила для осевых напряжений – 15 МПа, для окружных напряжений – 36 МПа, что составляет примерно 3% и 8% от предела текучести материала, принятого автором равным 465 МПа.

В работе [6] авторами было выполнено исследование зависимости времени прохождения ультразвуковой волны (скорости) от напряжений в трубе, вызванных изгибом и внутренним давлением. Измерения времени распространения ультразвуковых волн на трубном элементе проводились в двух точках, находящихся на верхних образующих сечений объекта. При этом, в каждой точке преобразователь возбуждал три волны и измерял время их распространения: первая – продольная волна, вторая – сдвиговая, поляризованная перпендикулярно оси трубы, третья – сдвиговая, поляризованная параллельно оси трубы, направление распространения волны – перпендикулярно поверхности трубы.

Установлено, что рост изгибных напряжений на величину равную 10-20 МПа приводит к увеличению времени t для продольных волн и сдвиговых волн перпендикулярной поляризации на величину порядка 50-80 нс, а снижение механических напряжений приводит к уменьшению времени t для сдвиговой волны продольной поляризации также на аналогичную величину 50-80 нс.

2. Магнитные методы

Для исследования напряженно-деформированного состояния достаточно большое развитие получили магнитные методы. Их суть основана на свойстве ферромагнитных материалов, изменять магнитное состояние под влиянием механических напряжений [1, 3-6, 9, 12, 13, 15, 16, 19, 21, 22, 24, 29, 35, 48, 55, 68]. Среди магнитных методов определения напряжений, использующих эффект магнитоупругости, достаточно часто применяются следующие: магнитострикционный метод, метод, основанный на эффекте Баркгаузена и коэрцитиметрический метод.

2.1 Метод измерения коэрцитивной силы

Среди магнитных методов оценки напряженно-деформированного состояния часто выделяют метод измерения коэрцитивной силы (КС) металла.

В диссертационной работе [9] выполнены исследования, заключающиеся в оценке влияния одноосного напряженного состояния на коэрцитивную силу металла. Экспериментальные испытания выполнялись на плоских образцах (марка стали 17Г1С), вырезанных из фрагментов труб, характеризующихся различными условиями эксплуатации [4, 9].

Испытания заключались в поэтапном нагружении образцов металла растягивающими усилиями с измерением коэрцитивной силы на каждом этапе нагружения. При этом магнитный поток, возникающий в датчике, сначала был направлен соосно направлению деформации, а затем перпендикулярен ему. Зависимости, построенные по результатам испытаний, показали, что зависимости коэрцитивной силы, измеренной при намагничивании вдоль действия растягивающей нагрузки и в направлении, перпендикулярном

действия растягивающих усилий, отличаются друг от друга. На основании полученного вывода в работе [9] было предложено ввести понятие анизотропии коэрцитивной силы (АКС).

С целью адаптации существующих методик определения напряженно-деформированного состояния по измерения коэрцитивной силы металла к использованию их на трубопроводах, находящихся в эксплуатации экспериментально был установлен характер изменения коэрцитивной силы металла конструкции в условиях плоского (двухосного) напряженного состояния.

В работах [15, 16] исследованы зависимости влияния напряженного состояния на величину коэрцитивной силы металла путем проведения исследований на образцах, моделирующих фрагмент трубопровода, находящегося в плоском напряженном состоянии при воздействии внутреннего давления и крутящего момента, создающего в металле трубопровода касательных напряжений.

На рисунке 1.9 представлена обобщенная зависимость коэрцитивной силы от величины механических напряжений, действующих в направлении намагничивания для случая кручения испытуемой модели трубопровода.

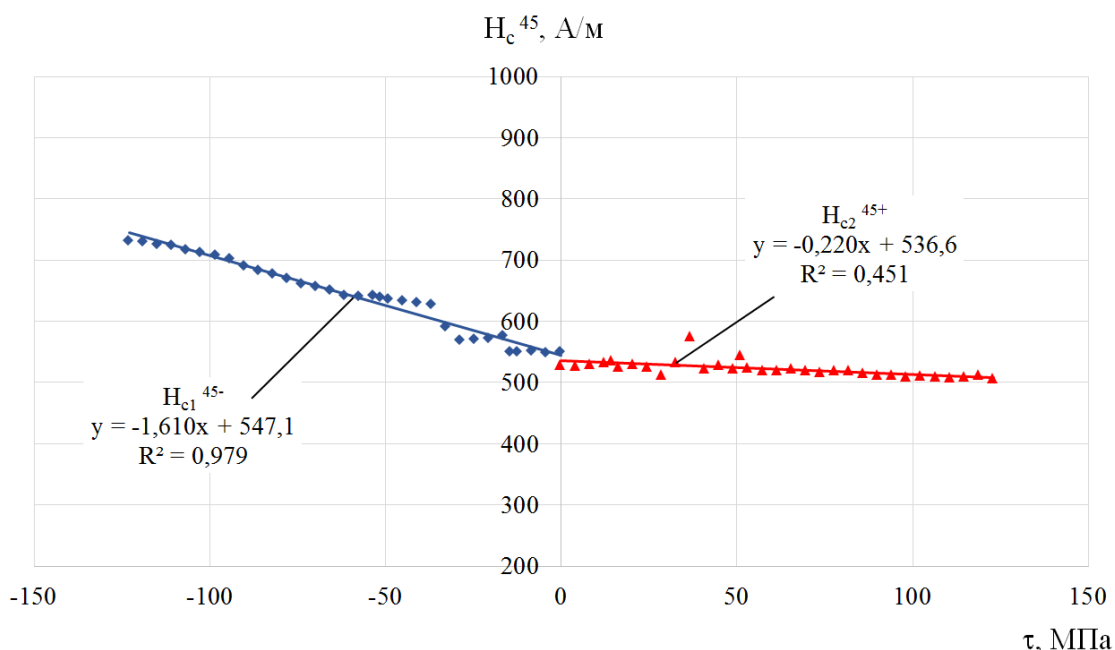


Рисунок 1.9 – Зависимость коэрцитивной силы металла от величины главных напряжений, возникающих при кручении [16]

Таким образом, в ходе проведенной работы автором установлено, что растягивающие напряжения приводят к снижению коэрцитивной силы, измеренной в направлении действия этих напряжений, в то время как сжимающие напряжения приводят к увеличению показаний коэрцитиметра.

С целью развития метода оценки НДС по коэрцитивной силе в работах [3, 12, 55] проведено исследование влияния вида плосконапряженного состояния на величину коэрцитивной силы металла трубопровода. Автором проведены исследования напряженно-деформированного состояния металла при одновременном действии осевых и касательных напряжений на коэрцитивную силу и анизотропию коэрцитивной силы.

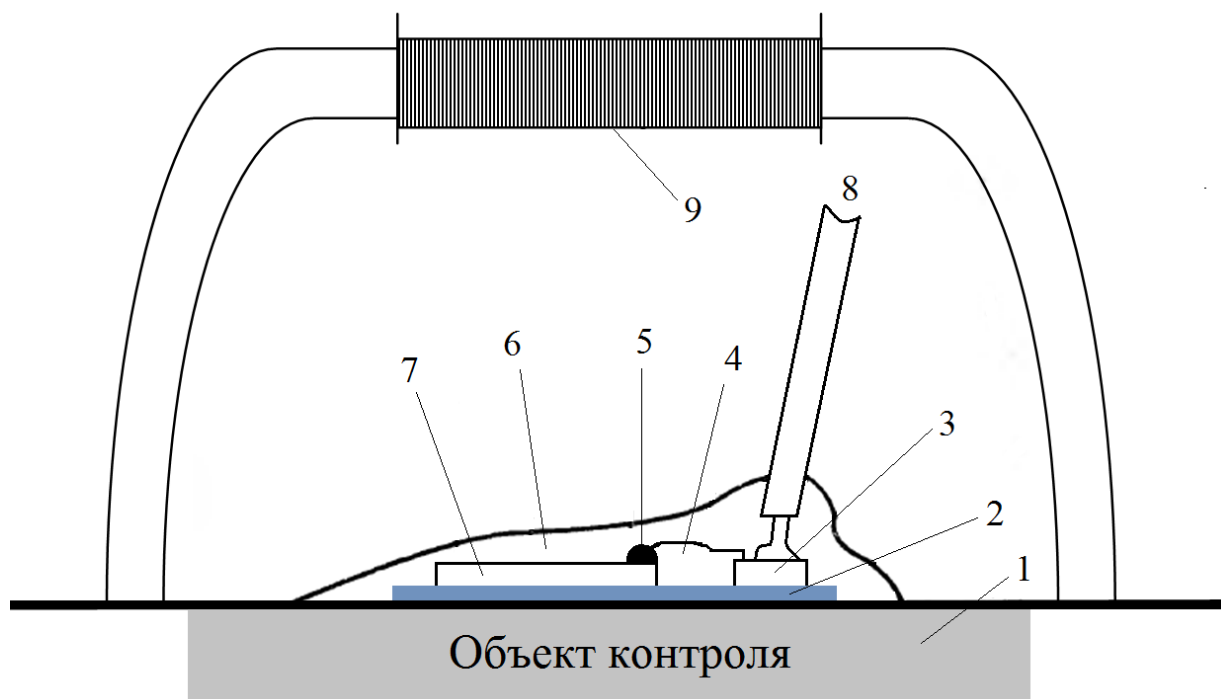
2.2 Магнитострикционный метод

Метод основан на использовании зависимости магнитострикции от величины приложенных напряжений. Его сущность заключается в следующем: на поверхность элемента конструкции, например, трубопровода наклеивается электротензодатчик, продольная ось которого располагается параллельно действующим усилиям; проводится намагничивание вдоль или поперек оси датчика внешним магнитным полем и дальнейшее измерение продольной или поперечной магнитострикции (рисунок 1.10).

При этом под параметром магнитострикции λ понимают относительную деформацию, вызванную воздействием магнитного поля. О величине напряжений судят по отношению продольной и поперечной величин магнитострикции.

В работе [21, 22, 24] проведены исследования изменения магнитных свойств стали 45, в том числе изменение параметра магнитострикции. В работе измерение продольной магнитострикции осуществляли с помощью тензорезисторов, соединенных по схеме моста Уитстона. Авторами установлено, что уже при незначительном увеличении напряжений меняется ход кривой магнитострикции. Данный факт связан с изменением распределения спонтанной намагниченности ферромагнетика под действием упругих деформаций, т.к. упругая деформация вызывает переориентацию

направлений намагниченности. При этом в зависимости от приложенной нагрузки меняется характер поведения кривых магнитострикции в зависимостях продольной магнитострикции при различных значениях приложенной нагрузки.



- 1 – поверхность объекта контроля; 2 – клей; 3 – контакт; 4 – провод;
5 – спайка; 6 – защитный слой; 7 – электротензорезистор; 8 – кабель;
9 – электромагнит

Рисунок 1.10 – Иллюстрация принципа измерения напряжений в конструкции при помощи магнитострикционного метода

В статье [68] приведены аналогичные данные для трубной стали 09Г2С, что с увеличением внешнего магнитного поля продольная магнитострикция сначала принимает положительные значения, а затем, в полях выше 170 А/см, становится отрицательной. При растягивающих напряжениях 150 МПа поле H , в котором λ становится отрицательной, составляет 28 А/см, что в 6 раз меньше относительно ненагруженного состояния. А при напряжениях 300 МПа поле смены знака магнитострикции в 12 раз меньше, чем в ненагруженном состоянии. Вследствие изменения знака магнитострикции реакция всех магнитных характеристик на напряжения меняется на противоположную.

2.3 Метод измерения шумов Баркгаузена

Известно, что появление магнитных шумов обусловлено взаимодействием доменных границ с дефектами структуры металла, поэтому регистрируемые преобразователем параметры магнитных шумов тесно связаны с изменениями структурного состояния металлов.

Установлено, что с увеличением растягивающей нагрузки в стальных изделиях величина магнитных шумов монотонно возрастает, при сжатии металла, наоборот, уменьшается, при этом в области упругой деформации металла эта зависимость близка к линейной. При достижении предела упругости металла величина магнитных шумов достигает максимума и при переходе в область пластической деформации металла монотонно уменьшается, поэтому в области пластической деформации металла однозначность параметров магнитных шумов нарушается.

Именно этот эффект используется в таких приборах как StressScan 500oC и PollScan-200 иностранного производства, а также магнитошумовых анализаторах отечественного производства, среди которых можно выделить: ИНТРОСКАН, Стресскан, Роллскан, Интромаг, Пион и т.д. Время измерения приборами в одной точке достигает 2 секунд, что является вполне приемлемым для практического использования.

Оценка НДС металла по показаниям магнитошумового прибора осуществляется по диаграмме зависимости интенсивности магнитных шумов от механического напряжения металла, полученной предварительно в лабораторных условиях для заданной марки стали.

В качестве недостатка необходимо отметить, что этот метод существенно зависит от качества подготовки поверхности. В работах [22, 29] показано значительное влияние поверхностно-пластического деформирования на ЭДС скачков Баркгаузена. Так, например, при увеличении напряжений до 400 МПа выходной сигнал изменяется на 60 %, тогда как при наклепе поверхности выходной сигнал может изменяться в десятки и даже сотни раз, что затрудняет использование данного метода для измерения напряжений в реальных

металлоконструкциях.

Вместе с тем, метод Баркгаузена имеет несколько особенностей, приводящих к ряду ограничений при его применении на трубопроводах.

Во-первых, объем металла, от которого можно получить информацию о его напряженном состоянии, очень мал – от нескольких миллиметров до долей миллиметра. По этой причине свойства поверхностного слоя металла, в котором по технологической причине происходит колебание его химического состава, например, выгорание углерода, поверхностного наклепа, скорости охлаждения изменяются и существенно сказываются на результатах определения напряжений.

Во-вторых, показания прибора зависят от частоты сигнала. При больших частотах сказывается даже тонкий слой влаги на поверхности металла.

В-третьих, на показания измерения существенно влияет зазор между датчиком прибора и поверхностью трубопровода, выдержать постоянство, которого практически невозможно. Действие зазора на результаты измерений становится тем более ощутимым, чем больше величина магнитной индукции, созданной в металле и магнитопроводе датчика. А так как в момент измерения по обмотке датчика идет переменный ток, то зазор неизбежно скажется на результатах определения напряжений.

3. Рентгеновский метод

В основе рентгеновского метода определения напряжений лежит явление интерференции рентгеновского излучения при прохождении его через кристаллическую решетку материала [118, 131, 132].

Рентгеновская дифрактометрия (т.н. метод «X-ray diffractometry») является единственным прямым методом неразрушающего контроля упругих деформаций кристаллической решетки и расчета по ним напряжений, который не требует предварительных данных о состоянии материала. Инструментом данного метода является рентгеновское излучение, длина волны которого соизмерима с межплоскостными расстояниями кристаллической решетки.

Принцип определения напряженно-деформированного состояния этим методом заключается в монохроматической рентгеновской дифракции под высоким дифракционным углом 2θ на поверхности материала (рисунок 1.11). Измеряемый образец вращается в направлении угла ψ . Угол ψ , определяющий вращение поверхности образца – это угол между вертикальной линией поверхности и дифракционными плоскостями кристаллической решетки образца. При этом дифракция происходит под углом 2θ , определенным законом Вульфа-Брэгга [131, 132].



Рисунок 1.11 – Схема, поясняющая принцип определения напряженно-деформированного состояния методом рентгеновской дифрактометрии

В настоящее время рентгеновский метод реализован в различных портативных дифрактометрах иностранного производства, позволяющих выполнить оценку двухосного и трехосного напряженного состояния конструкции, среди которых можно выделить GNR SpiderX (производство «GNRNORD», Германия) и Xstress (производство «Stresstech», Финляндия).

Несмотря на то, что рентгеновский метод по сравнению с другими методами обладает бесспорными преимуществами в определении остаточных напряжений, он не получил широкого распространения. Объясняется это прежде всего сложностью применяемой аппаратуры и невысокой точностью

результатов измерений. Рентгеновский метод имеет еще одну специфическую особенность, затрудняющую его применение. Поскольку отражение рентгеновских лучей обладает избирательностью по отношению к плоскостям кристаллической решетки, возникает вопрос об упругой анизотропии кристаллов. Исследуемый материал в среднем изотропен, отдельные же его кристаллы анизотропны, и при определении напряжений это обстоятельство должно учитываться, так как отраженные лучи попадают на пленку не от любых плоскостей, а только от тех, которые имеют определенную кристаллографическую ориентировку. В связи с этим, при определении напряжений следует, строго говоря, пользоваться не средними значениями упругих констант металла, которые свойственны соответствующим плоскостям кристаллов. Задача устранения указанных трудностей в целом еще не решена и поэтому рентгеновский метод определения напряжений нуждается в совершенствовании.

В ряде статей описывается практическое применение рентгеновского метода, в частности выполнены исследования по применению метода при определении остаточных напряжений при сварке, для исследования концентрации напряжений в образцах с надрезом, а также при изучении остаточных напряжений в образцах, нагружаемых переменной нагрузкой [51, 118, 131, 132].

1.5 Методы определения продольных напряжений по изгибу оси трубопровода

1. Определение напряженно-деформированного состояния по результатам нивелирования верха трубопровода при вертикальной плоскости изгиба

В работе [9] описана методика по результатам нивелирования верха трубопровода при вертикальной плоскости изгиба и требования по ее осуществлению. Определение напряженно-деформированного состояния в любом сечении трубопровода производится с использованием расчетно-

экспериментального метода, в основе которого лежит натурная инструментальная съемка пространственного положения оси трубопровода. Расчёт НДС ведется при условии представления трубопровода в виде многопролетной неразрезной балки, подверженной поперечной нагрузке и внутреннему давлению.

Ограничение метода заключается в отсутствии возможности применения методики к участкам с гнутыми вставками. В ходе математической обработки имеет место проблема аппроксимации полученных по длине участка точек, которых должно быть достаточное количество, поскольку дискретность получаемой информации напрямую зависит от числа измерений, достаточных для получения данных с требуемой точностью.

2. Определение напряженно-деформированного состояния по результатам расчета радиуса изгиба оси трубопровода

В настоящее время известно большое количество методов определения радиусов изгиба действующих подземных трубопроводов по результатам обследования планово-высотного положения. Как правило, данные методы основываются на геометрических построениях [17, 20, 27, 34, 41, 52, 63, 75, 78, 86, 89, 94, 99, 100, 104].

По результатам анализа существующей литературы и нормативно-технической документации можно выделить следующие основные методы:

2.1 Определение радиуса изгиба оси трубопровода с применением аппроксимирующих функций

В работах [17, 34, 41, 52, 89, 99] определение радиуса изгиба участка трубопровода производится по координатам трех соседних точек контроля, располагающихся на разных расстояниях друг от друга и последующей аппроксимацией экспериментальных точек полиномиальной функцией.

Недостатки данного метода заключаются в том, что: 1. точность определения радиуса изгиба напрямую зависит от точности подбираемой аппроксимирующей функции, описывающей профиль участка трубопровода; 2. использование аналитической зависимости, описывающей профиль участка

трубопровода, для определения радиуса изгиба, приведет к некорректному расчету напряжений, которые будут значительно занижены в сравнении с фактическими значениями, что противоречит основному принципу расчетов на прочность.

2.2 *Определение радиуса изгиба оси трубопровода с применением «метода окружностей» по ВРД 39-1.10-026-2001*

Нормативный документ ВРД 39-1.10-026-2001 [27] регламентирует определение радиуса изгиба участка трубопровода «Методом окружностей». Согласно документу определение радиуса кривизны осуществляется путем измерения глубины заложения трубопровода в трех и более точках, расположенных на одном уровне дневной поверхности с последующим построением окружностей через каждые три смежные измеренные точки (рисунок 1.12). При этом измерение глубины заложения вдоль оси трубопровода должны выполняться с равным шагом.

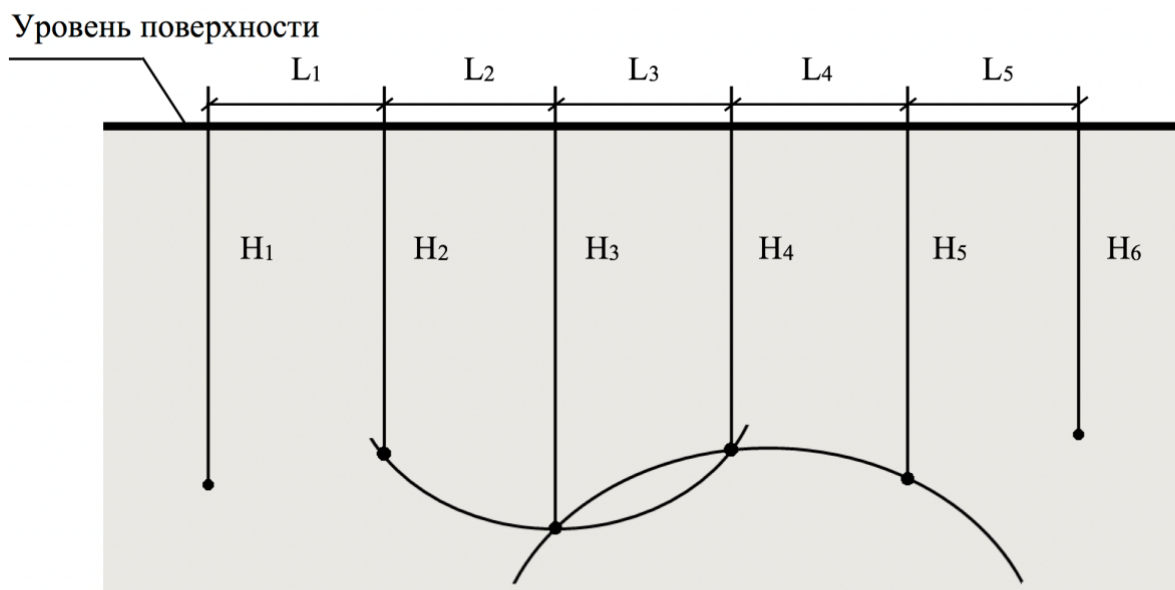


Рисунок 1.12 – Схема определения радиуса изгиба трубопровода согласно ВРД 39-1.10-026-2001 [27]

Вычисление радиуса изгиба трубопровода выполняется по формуле:

$$\rho = \frac{L^2}{2H_{\text{прог}}} + \frac{H_{\text{прог}}}{2}, \quad (1.4)$$

где $H_{\text{прог}}$ – величина стрелы прогиба трубопровода, м.

Однако, наряду с относительной простотой реализации, метода имеет ряд недостатков: 1. точки измерения должны располагаться в вертикальной плоскости; 2. шаг между точками измерения глубины заложения трубопровода вдоль оси должен быть одинаковым; 3. метод приводит к значительным погрешностям в зависимости от выбора точек, участвующих в построении окружности. На рисунке 1.12 проведено два радиуса изгиба, проходящего через точки 2...4 и 3...5, при этом на участке 3-4, принадлежащем области построения каждого из радиусов, проведены две разные по знаку окружности.

Обойти ряд ограничений методики, описанной в ВРД 39-1.10-026-2001 позволяет методика определения радиуса упругого изгиба нефтегазопроводов, предложенная в работе [45], в соответствии с которой, искомая величина определяется как радиус окружности, проведенной через три соседние точки измерения с номерами $i - 1$; i ; $i + 1$ (где $i = 2, 3, \dots, n - 1$), при этом точки измерения вдоль оси трубопровода могут располагаться на разном расстоянии.

Методика, предложенная автором, позволяет определить радиус изгиба на основании результатов определения пространственного положения трубопровода с поверхности грунта или в шурфах либо на основании результатов определения пространственного положения трубопровода в ходе внутритрубной диагностики.

Однако для практического применения предлагаемой в работе [45] методики определения радиуса кривизны оси трубопровода необходимо: 1. определить минимальный шаг между точками проведения измерений глубины заложения оси трубопровода трассопоисковым оборудованием с поверхности грунта; 2. установить связь приборной погрешности применяемого трассопоискового оборудования для измерения глубины заложения трубопровода и минимального шага проведения измерений с поверхности грунта.

1.6 Сравнение физических методов контроля НДС

В таблице 1.1 представлен результат сравнения локальных методов неразрушающего контроля напряженно-деформированного состояния трубопроводов, основанных на применении различных физических полей.

Таблица 1.1 – Сравнение неразрушающих методов оценки НДС, применяемых на действующих трубопроводах [57]

№ п/п	Требования к методу для определения напряженно-деформированного состояния протяженных подземных трубопроводов	Рентгенографический	Магнитный метод (измерение коэрцитивной силы)	Акустический (основанный на эффекте акустоупругости)
1	2	3	4	5
1	Неразрушающий характер контроля	Да	Да	Да
2	Точность оценки НДС	±10 МПа	±20-30 МПа	±10-15 МПа
3	Скорость и простота измерения	Низкая скорость измерения, обусловленная длительным процессом подготовки поверхности контроля	Высокая скорость измерения	Относительно высокая скорость измерения
4	Возможность контроля стенок труб диаметром более 219 мм, менее 219 мм	Да	Да	Да
5	Удобство использования в полевых условиях	Да	Да	Да

6	Возможность измерения на неподготовленной предварительно поверхности	Перед проведением измерений необходима механическая зачистка, с последующей химической обработкой поверхности ОК	Измерения можно проводить через слой изоляционного покрытия	Перед проведением измерений необходима зачистка поверхности ОК
---	--	--	---	--

Установлено, что наиболее предпочтительным среди физических методов контроля НДС на подземных трубопроводах, находящихся в эксплуатации, является магнитный метод, основанный на измерении и последующем анализе коэрцитивной силы металла труб [57].

Преимуществом данного метода является возможность использования его как при монтаже, пуско-наладке так и при эксплуатации систем мониторинга НДС.

Однако применение данного метода контроля в качестве самостоятельного, не позволяет интегрально оценивать действующие в трубопроводе напряжения и выделить зоны с максимальными значениями, а также осуществлять контроль протяженного участка трубопровода.

Стоит отметить, что в настоящее время исследования, проведённые для оценки напряженно-деформированного состояния магистральных трубопроводов по результатам измерения коэрцитивной силы в ряде работ [1, 3-6, 9, 12, 13, 15, 16, 35, 55], выполнены для случаев одноосного напряженного состояния, плосконапряженного состояния и при наличии крутящих моментов. Однако в рамках данных работ не было проведено испытаний для исследования влияния реальных условий эксплуатации сооружения на НДС т.е. внутреннего давления транспортируемой среды и изгибающих усилий.

Методики, основанные на результатах вышеописанных испытаний, являются недостаточно полными, поскольку в них не учтено действие реальных условий эксплуатации нефтегазопроводов на их напряженно-

деформированное состояние (сочетание действия внутреннего давления транспортируемой среды и изгибающих усилий).

Учитывая вышеописанные недостатки метода определения НДС по результатам измерения коэрцитивной силы, наиболее целесообразным является применение комплекса методов, заключающегося в последовательном применении метода оценки напряженно-деформированного состояния по кривизне оси трубопровода и магнитного метода, основанного на измерении коэрцитивной силы металла [57, 59].

Однако, для эффективного применения существующих в настоящее время методик оценки НДС по результатам измерения глубины заложения оси трубопровода с поверхности грунта имеют ряд необходимо решить ряд вопросов, связанных с установкой связи приборной погрешности трассопоискового оборудования, применяемого для определения пространственного положения трубопровода и величины погрешности определения напряжений в металле, а также определением оптимального шага выполнения измерений.

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 1

1. Анализ причин разрушения магистральных нефтегазопроводов, выполненный на основе информации о разрушениях, содержащейся в международных базах данных, позволил установить, что от 4 до 13% аварийных разрушений трубопроводов произошли по причине природного воздействия. При этом среди природных воздействий, оказывающих влияние на аварийность магистральных трубопроводов, особо выделены подвижки грунта, вызванные оползнями, пучениями грунта, а также вызванные сейсмическими воздействиями перемещения грунта, особенно в зонах активных тектонических разломов.

2. Разработана классификация методов мониторинга продольных напряжений в стенках магистральных нефтегазопроводов, в которой существующие в настоящее время методы оценки напряженно-деформированного состояния разделены на две группы методов, в зависимости от необходимости знания начального напряженно-деформированного состояния для работы метода: группа 1 – методы, работающие без данных о начальном напряженно-деформированном состоянии конструкции и группа 2 – методы, не работающие без данных о начальном напряженно-деформированном состоянии конструкции.

3. Обзор методов оценки напряженно-деформированного состояния участков трубопровода позволяет заключить, что мониторинг фактической величины изгибных напряжений может быть осуществлен с применением следующих систем: интеллектуальных вставок (ИВ), волоконно-оптических датчиков деформации на основе эффекта Мандельштама-Бриллюэна, оптических датчиков деформации на основе эффекта Брэгга, однако для пуско-наладки, калибровки и верификации показаний данных систем мониторинга необходимо обоснование и применение дополнительных методов оценки НДС, позволяющих работать без знания начального напряженного состояния в конструкции.

4. Анализ локальных методов, основанных на применении различных физических полей, показал, что наиболее для оценки напряженно-деформированного состояния на подземных трубопроводах, находящихся в эксплуатации, является магнитный метод, основанный на измерении и последующем анализе коэрцитивной силы металла труб. Однако магнитный метод не позволяет интегрально оценить действующие в трубопроводе напряжения, выделить зоны с максимальными значениями, а также осуществить контроль протяженного участка трубопровода. С этой целью необходимо применение комплекса методов, заключающегося в последовательном применении метода оценки кривизны оси трубопровода и магнитного метода, основанного на измерении коэрцитивной силы металла.

ГЛАВА 2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНОГО ШАГА ИЗМЕРЕНИЙ КРИВИЗНЫ ОСИ ПОДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА ТРАССОПОИСКОВЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ ПРИ ОЦЕНКЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ С ПОВЕРХНОСТИ ГРУНТА

Как было отмечено в первой главе настоящей диссертационной работы для оценки существующих в стенке подземного протяженного магистрального трубопровода механических напряжений предлагается применять комплекс усовершенствованных методов, рационально сочетающих «масштабный» метод оценки изгибных напряжений по профилю оси трубопровода с поверхности грунта и «локальный» магнитный метод, основанный измерении и последующем анализе коэрцитивной силы металла труб.

Известно, что ненормативное значение кривизны оси трубопровода вносит значительный вклад в напряженно-деформированное состояние участка, приводя к локальному повышению изгибных напряжений. Однако, на стадии проектирования трубопровода это не учитывается, так как в процессе эксплуатации участка не предполагается заметного изменения его проектного положения.

Поскольку определение профиля трубопровода методом внутритрубной диагностики не всегда представляется возможным, в силу технической непригодности большого числа трубопроводов к данному виду диагностирования, в связи с чем, в ряде практических случаев особую актуальность приобретают методы определения радиуса изгиба, основанные на съемке пространственного положения подземного трубопровода с поверхности грунта с последующей аппроксимацией данных измерений квадратичными зависимостями, поскольку в данном случае отсутствует необходимость в проведении вскрышных работ.

Однако, существующие на сегодняшний день методики определения радиуса изгиба оси подземных магистральных трубопроводов с поверхности грунта имеют ряд недостатков, главным образом связанных с вопросами влияния шага измерений глубины заложения трубопровода и погрешности трассопоискового оборудования на результаты расчетов продольных напряжений.

Известно, что на точность определения фактического радиуса кривизны трубопровода влияет ряд параметров, среди которых:

1. Глубина заложения трубопровода от поверхности земли;
2. Шаг измерений глубины заложения трубопровода трассопоисковым оборудованием;
3. Погрешность трассопоискового оборудования, используемого при проведении измерений.

В настоящей главе диссертационного исследования представлен подход к решению задачи по определению минимального шага измерений пространственного положения подземных магистральных нефтегазопроводов трассопоисковым оборудованием для оценки напряженно-деформированного состояния с поверхности грунта.

2.1 Моделирование задачи по определению минимального шага выполнения измерений глубины заложения оси подземного трубопровода с поверхности грунта

При моделировании задачи по определению минимального шага выполнения измерений глубины заложения оси подземного трубопровода с поверхности грунта были приняты следующие допущения [58, 60, 62, 77, 79, 88]:

- изгиб в сечении трубопровода рассматривается как совокупность трёх точек оси, которые можно соединить дугой окружности;

– рассматривается плоская задача (принимается, что изгиб в сечении трубопровода происходит только в одной плоскости) для рассматриваемого участка, ограниченного тремя точками;

– глубина заложения трубопровода от поверхности земли принимается величиной постоянной на протяжении всего участка, и при проведении расчетов не учитывается;

– погрешность используемого трассопоискового оборудования задается величиной абсолютной и фиксированной для каждого отдельного случая расчета ($\Delta h = \text{const}$).

Принятые в расчетах значения абсолютной погрешности трассопоискового прибора, находятся в диапазоне от 3 до 30 см. Выбор границ диапазона обоснован тем, что: 1. согласно нормативному документу СП 36.13330.2012 «Магистральные трубопроводы» [92] минимальное заглубление трубопроводов до верха трубы в зависимости от диаметра прокладываемого участка составляет 0,8-1 м, при этом очевидно, что минимальное расстояние от поверхности грунта до оси трубопровода составит порядка 1,7-2 м; 2. в ряде случаев глубина заложения подземного магистрального трубопровода на подводных переходах через водные преграды может достигать порядка 6-10 м, следовательно, при выполнении обследования плано-высотного положения участка подземного магистрального трубопровода со средней глубиной заложения в 2-6 м трассоискателем при основной погрешности трассопоискового оборудования 1-5%, значение абсолютной погрешности составит $\pm 3 \dots 30$ см.

Стоит отметить, что в технических характеристиках современных трассопоисковых приборов указывается, что погрешность измерений глубины заложения трассы составляет не более $\pm 5\%$. Вместе с тем известно, что погрешность прибора зависит от характеристик конкретного экземпляра прибора, от условий проведения измерений (реальной глубины измерения, температуры и др.), от напряжения питания и прочих факторов. Как правило, на практике фактическая погрешность трассопоискового прибора,

установленная экспериментальным путем, оказывается меньше указанного в технических характеристиках значения. А это значит, что верхний предел диапазона погрешности будет актуальным и при большей глубине заложения магистрального трубопровода подземного исполнения.

Для определения минимального шага выполнения измерений глубины заложения оси подземного трубопровода трассопоисковым оборудованием с поверхности грунта смоделируем следующую задачу.

Пусть имеется протяженный участок подземного магистрального трубопровода диаметром N , мм, и глубиной заложения – h , м (рисунок 2.1). Нахождение непосредственной оси трубопровода и глубины его заложения производится при помощи трассопоискового оборудования с поверхности грунта в трех точках, располагающихся на равном расстоянии друг от друга a , м. Погрешность измерений трассопоискового прибора – Δh , %.

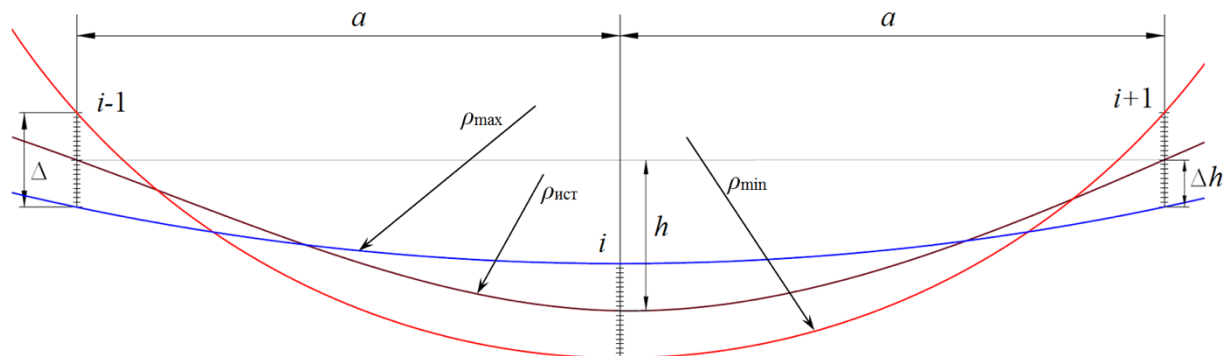


Рисунок 2.1 – Профиль участка трубопровода, аппроксимируемый дугой окружности

Поскольку измеренное значение глубины заложения участка трубопровода в точке измерения имеет некую приборную погрешность Δh , то целесообразно утверждать, что истинное значение величины глубины заложения трубопровода в точках измерения находится в диапазоне, равном глубине заложения трубопровода и погрешности применяемого трассопоискового оборудования $h \pm \Delta h$. Учитывая это, становится очевидным, что, рассматривая изгиб в сечении трубопровода оси как совокупность трёх точек оси, которые можно соединить дугой окружности, конфигурация истинного значения радиуса упругого изгиба $\rho_{ист}$ может принимать множество

разных вариантов в зависимости от измеренного значения глубины заложения участка.

Решение задачи по определению минимального шага измерения глубины заложения трубопровода между точками измерений (пикетами) на поверхности земли при постоянном значении погрешности трассопоискового оборудования сводится к определению разности между максимальными изгибными напряжениями, рассчитанными с учетом фактического (действительного) значения радиуса изгиба $\rho_{\text{расч}}$, снятого в ходе проведения измерений и теоретическими расчетными изгибными напряжениями, полученными при нормативном значении радиуса изгиба $\rho_{\text{ист}}$, и последующему сравнению полученной разности изгибных напряжений с допустимой погрешностью определения продольных напряжений (2.1):

$$\left| \sigma_{\text{изг}}(\rho_{\text{расч}}) - \sigma_{\text{изг}}(\rho_{\text{ист}}) \right| \leq \pm n, \quad (2.1)$$

где $\sigma_{\text{изг}}(\rho_{\text{расч}})$ – максимальные изгибные напряжения, вычисленные исходя из значений фактического ρ , полученных при проведении измерений, МПа;

$\sigma_{\text{изг}}(\rho_{\text{ист}})$ – максимальные изгибные напряжения, вычисленные исходя из истинных (нормативных) значений ρ , МПа;

n – точность определения НДС в стенке трубопровода, МПа.

При этом, допустимая погрешность определения изгибных напряжений, полученных в результате измерения радиуса изгиба трассопоисковым оборудованием и теоретических изгибных напряжений не должна превышать ± 50 МПа [45].

Действительные значения радиусов изгиба определялись для двух граничных случаев (рисунок 2.1) относительно истинного значения радиуса [58, 60, 62, 79]:

- минимальный радиус упругого изгиба, ρ_{min} (погрешность точек $i-1$, $i+1$ – минимальная, погрешность точки i – максимальная);
- максимальный радиус упругого изгиба, ρ_{max} (погрешность точек $i-1$, $i+1$ – максимальная, погрешность точки i – минимальная).

Определение радиуса изгиба участка трубопровода производилось из классической для курса геометрии формулы вычисления радиуса окружности при известной хорде и высоте сегмента (2.2):

$$\rho = \frac{L^2}{8h}, \quad (2.2)$$

где L – расстояние между точками измерений, м, определяемое как:

$$L = 2a, \quad (2.3)$$

a – шаг между точками измерений, м;

h – величина стрелы прогиба трубопровода, м.

При определении радиуса упругого изгиба для первого граничного случая (при минимальном значении радиуса изгиба, ρ_{\min}) погрешности используемого трассопоискового оборудования суммируются с вычисленным для каждого конкретного случая значением стрелы прогиба трубопровода (рисунок 2.2).

Максимальное значение величины стрелы прогиба трубопровода определяется в соответствии с выражением:

$$h_{\max} = h + 2 \cdot \Delta h, \quad (2.4)$$

где Δh – абсолютное значение погрешности трассопоискового оборудования, м.

Тогда минимальный радиус изгиба определяется из соотношения 2.5:

$$\rho_{\min} = \frac{(2a)^2}{8h_{\max}}. \quad (2.5)$$

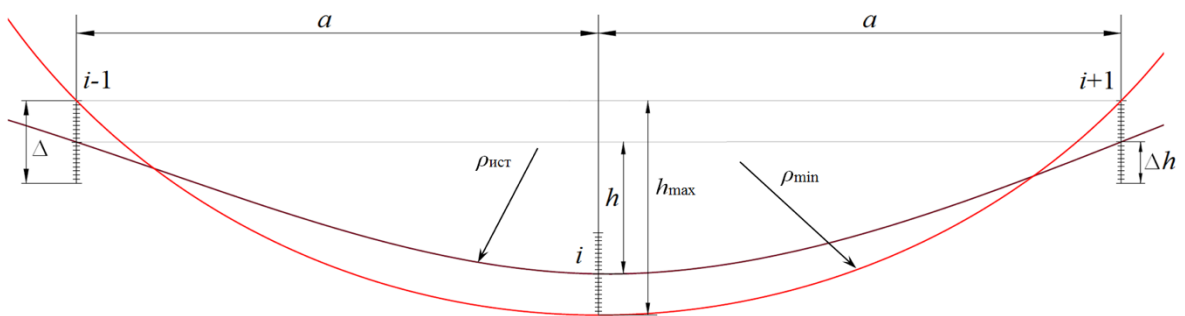


Рисунок 2.2 – Схема определения максимальной стрелы прогиба трубопровода

Аналогично производится расчет для второго граничного случая (при максимальном значении радиуса изгиба, ρ_{\max}) (рисунок 2.3).

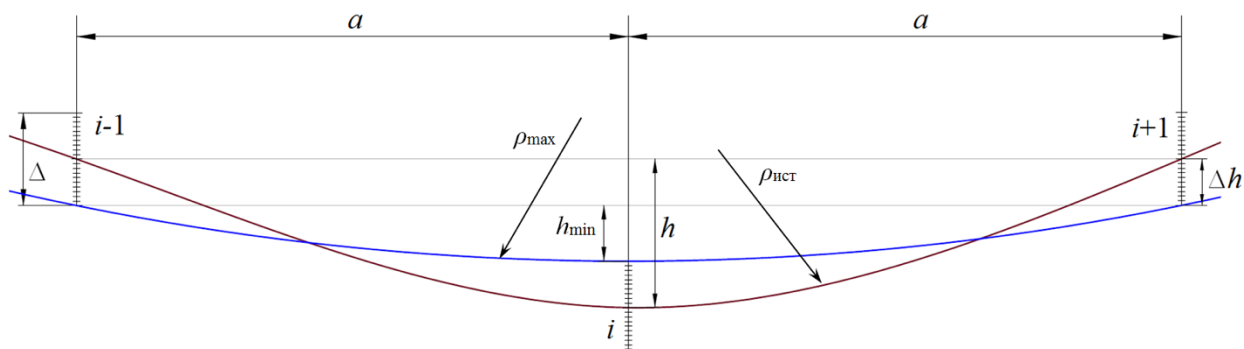


Рисунок 2.3 – Схема определения минимальной стрелы прогиба трубопровода

Однако, в данном случае для определения минимального значения стрелы прогиба трубопровода рассчитывается разность между значением стрелы прогиба трубопровода, определяемом по формуле 2.2 и погрешностью используемого трассопоискового оборудования.

Минимальное значение величины стрелы прогиба трубопровода определяется в соответствии с выражением:

$$h_{\min} = h - 2 \cdot \Delta h. \quad (2.6)$$

Тогда максимальный радиус изгиба определяется из соотношения 2.7:

$$\rho_{\max} = \frac{(2a)^2}{8h_{\min}}. \quad (2.7)$$

Для дальнейшего удобства проведения расчетов по определению радиуса упругого изгиба при различных вариантах погрешности применяемого оборудования и шага проведения съемки трассы магистрального трубопровода над соотношениями 2.5 и 2.7 было проделано математическое преобразование, заключающееся в подстановке в них выражения по определению величины стрелы прогиба трубопровода. В результате были получены выражения (2.8), позволяющие определить значение минимального и максимального радиусов изгиба трубопровода при известной величине абсолютной погрешности трассопоискового оборудования и шага проведения съемки [58, 60, 62]:

$$\rho_{\min} = \frac{\rho_{\text{ист}} (2a)^2}{L^2 + 16\rho_{\text{ист}} \Delta h};$$

$$\rho_{\max} = \frac{\rho_{\text{ист}} (2a)^2}{L^2 - 16\rho_{\text{ист}} \Delta h}.$$
(2.8)

2.2 Результаты определения минимального шага выполнения измерений глубины заложения трубопровода с поверхности грунта

Минимально-допустимый радиус изгиба для трубопровода диаметром 1420 мм определяется из формулы для расчета изгибной составляющей продольных напряжений (формула 2.9), а также из соображений, что максимальные изгибные напряжения не должны превышать предела выносливости (прочности) материала.

$$\sigma_{\text{изг}} = \pm \frac{ED_n}{2\rho_i},$$
(2.9)

где E – переменный параметр упругости (для стали $2,06 \cdot 10^5$), МПа;

D_n – наружный диаметр трубы, м;

ρ – минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, м.

По результатам расчета было установлено, что минимально-допустимый радиус изгиба для трубопровода диаметром 1420 мм составляет 300-350 м.

В таблицах 2.1 и 2.2 представлены расчетные значения минимального (максимального) радиуса изгиба, полученные в зависимости от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования для трубопровода диаметром 1420 мм.

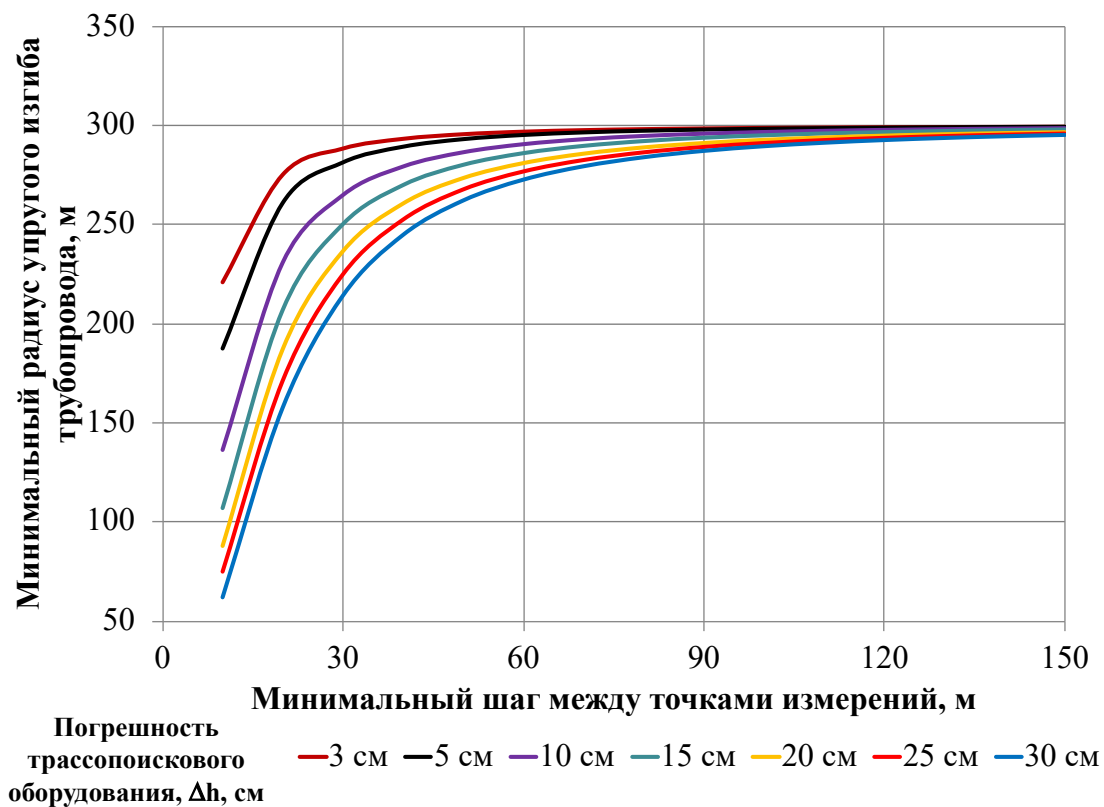
По полученным расчетным значениям минимального и максимального радиусов изгиба были построены зависимости минимального и максимального радиусов упругого изгиба трубопровода от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования (рисунок 2.4).

Таблица 2.1 – Значения минимального радиуса изгиба, в зависимости от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования для трубопровода диаметром 1420 мм при предполагаемом истинном радиусе $\rho_{ист}=300$ м

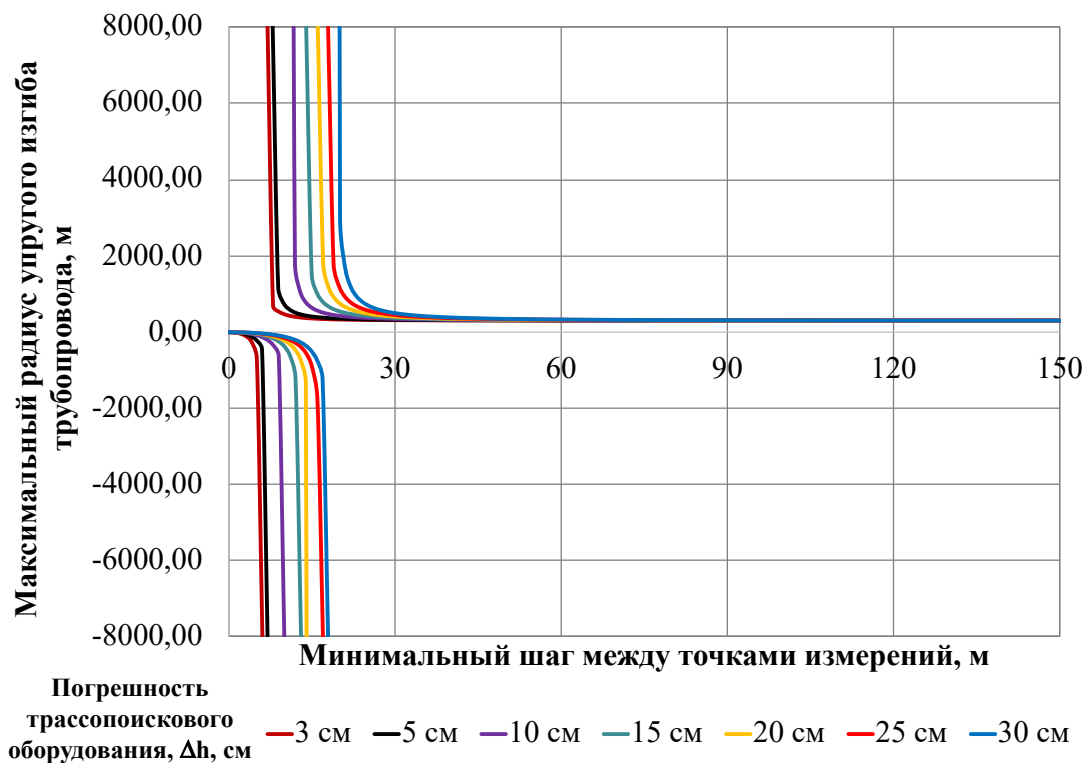
Шаг изм., м	Расчетные значения минимального радиуса упругого изгиба, ρ_{min} , м						
	$\Delta h=3$ см	$\Delta h=5$ см	$\Delta h=10$ см	$\Delta h=15$ см	$\Delta h=20$ см	$\Delta h=25$ см	$\Delta h=30$ см
1	2	3	4	5	6	7	8
10	220,59	187,5	136,36	107,14	88,24	75	62,22
20	275,23	260,87	230,77	206,90	187,50	171,43	157,89
30	288,46	281,25	264,71	250	236,84	225	214,29
40	293,4	289,16	279,07	269,66	260,87	252,63	244,9
50	295,74	292,97	286,26	279,85	273,72	267,86	262,24
60	297,03	295,08	290,32	285,71	281,25	276,92	272,73
70	297,81	296,37	292,83	289,37	285,99	282,69	279,47
80	298,32	297,21	294,48	291,79	289,16	286,57	284,02
90	298,67	297,79	295,62	293,48	291,37	289,29	287,23
100	298,92	298,21	296,44	294,7	292,97	291,26	289,58
110	299,11	298,52	297,05	295,6	294,17	292,74	291,33
120	299,25	298,76	297,52	296,3	295,08	293,88	292,68
130	299,36	298,94	297,88	296,84	295,8	294,77	293,74
140	299,45	299,08	298,17	297,27	296,37	295,48	294,59
150	299,52	299,2	298,41	297,62	296,83	296,05	295,28

Таблица 2.2 – Значения максимального радиуса изгиба, в зависимости от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования для трубопровода диаметром 1420 мм при предполагаемом истинном радиусе $\rho_{ист}=300$ м

Шаг изм., м	Расчетные значения минимального радиуса упругого изгиба, ρ_{max} , м						
	$\Delta h=3$ см	$\Delta h=5$ см	$\Delta h=10$ см	$\Delta h=15$ см	$\Delta h=20$ см	$\Delta h=25$ см	$\Delta h=30$ см
1	2	3	4	5	6	7	8
10	468,75	750	-1500	-375	-214,29	-150	-115,38
20	329,67	352,94	428,57	545,45	750,00	1200	3000
30	312,5	321,43	346,15	375	409,09	450	500
40	306,91	311,69	324,32	338,03	352,94	369,23	387,1
50	304,38	307,38	315,13	323,28	331,86	340,91	350,47
60	303,03	305,08	310,34	315,79	321,43	327,27	333,33
70	302,22	303,72	307,53	311,44	315,45	319,57	323,79
80	301,7	302,84	305,73	308,68	311,69	314,75	317,88
90	301,34	302,24	304,51	306,82	309,16	311,54	313,95
100	301,08	301,81	303,64	305,5	307,38	309,28	311,2
110	300,9	301,5	303,01	304,53	306,07	307,63	309,2
120	300,75	301,26	302,52	303,8	305,08	306,38	307,69
130	300,64	301,07	302,15	303,23	304,32	305,42	306,53
140	300,55	300,92	301,85	302,78	303,72	304,66	305,61
150	300,48	300,8	301,61	302,42	303,23	304,05	304,88



а)



б)

Рисунок 2.4 – Зависимость минимального (а) и максимального (б) радиусов упругого изгиба трубопровода от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования ($\rho_{ист}=300$ м)

На рисунке 2.4 представлены графики зависимости минимального (рисунок 2.4а) и максимального (рисунок 2.4б) радиусов упругого изгиба трубопровода, от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования для трубопровода диаметром 1420 мм с принятым истинным радиусом изгиба 300 м.

Из графиков видно, что с увеличением погрешности оборудования, применяемого для поиска трассы, наблюдается отклонение рассчитанного радиуса изгиба от истинного значения, при этом максимальное отклонение возникает при небольших шагах измерения [58, 60, 62, 79].

Аналогичные расчеты были произведены для истинного радиуса изгиба $\rho_{ист}=500$ м, $\rho_{ист}=1000$ м. Результаты расчетов представлены в таблицах 2.3-2.6.

Таблица 2.3 – Значения минимального радиуса изгиба, в зависимости от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования для трубопровода диаметром 1420 мм при предполагаемом истинном радиусе $\rho_{ист}=500$ м

Шаг изм., м	Расчетные значения минимального радиуса упругого изгиба, ρ_{min} , м						
	$\Delta h=3$ см	$\Delta h=5$ см	$\Delta h=10$ см	$\Delta h=15$ см	$\Delta h=20$ см	$\Delta h=25$ см	$\Delta h=30$ см
1	2	3	4	5	6	7	8
10	312,5	273,76	166,67	125	100	83,33	71,43
20	434,78	400,00	333,00	285,71	250,00	222,22	200
30	468,75	450	409,09	375	346,15	321,43	300
40	481,93	470,59	444,44	421,05	400	380,95	363,64
50	488,28	480,77	462,96	446,43	431,03	416,67	403,23
60	491,8	486,49	473,68	461,54	450	439,02	428,57
70	493,95	490	480,39	471,15	462,26	453,7	445,45
80	495,36	492,31	484,85	477,61	470,59	463,77	457,14
90	496,32	493,9	487,95	482,14	476,47	470,93	465,52
100	497,02	495,05	490,2	485,44	480,77	476,19	471,7
110	497,53	495,9	491,87	487,9	484	480,16	476,38
120	497,93	496,55	493,15	489,8	486,49	483,22	480
130	498,23	497,06	494,15	491,28	488,44	485,63	482,86
140	498,47	497,46	494,95	492,46	490	487,56	485,15
150	498,67	497,79	495,59	493,42	491,27	489,13	487,01

Таблица 2.4 – Значения максимального радиуса изгиба, в зависимости от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования для трубопровода диаметром 1420 мм при предполагаемом истинном радиусе $\rho_{ист}=500$ м

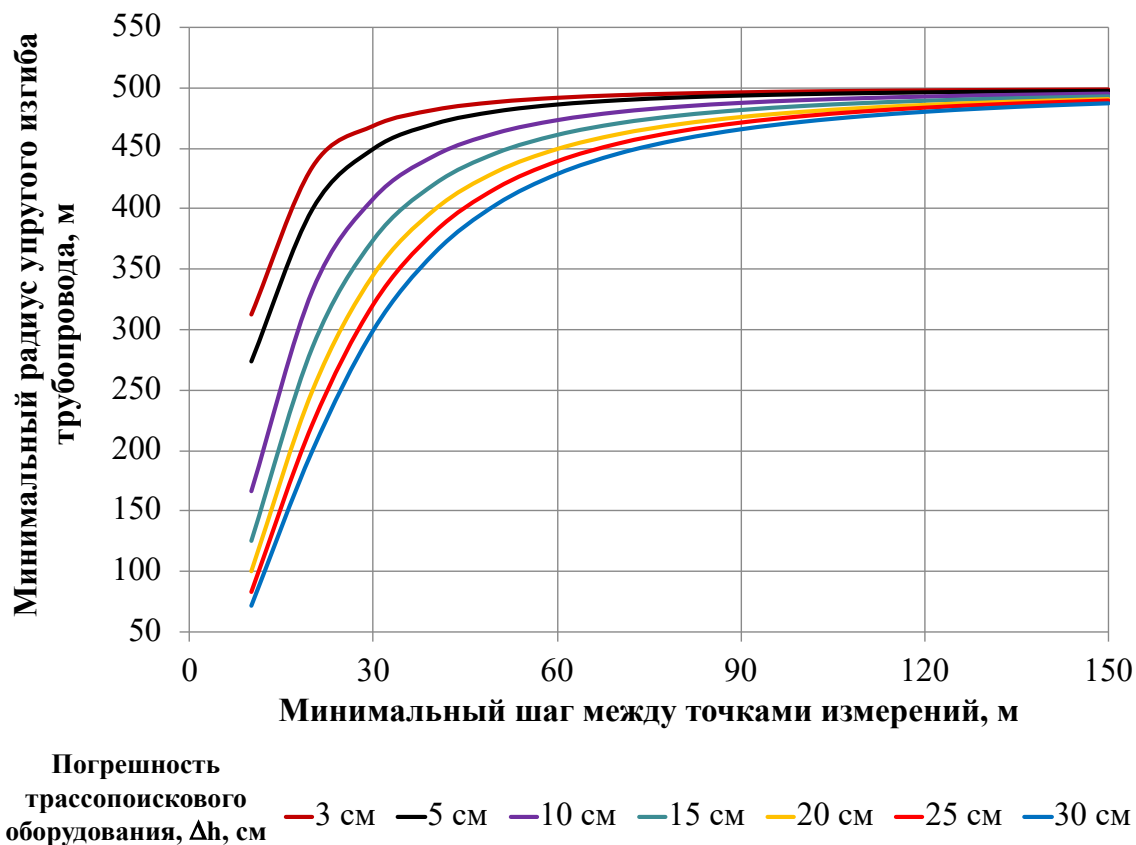
Шаг изм., м	Расчетные значения максимального радиуса упругого изгиба, ρ_{max} , м						
	$\Delta h=3$ см	$\Delta h=5$ см	$\Delta h=10$ см	$\Delta h=15$ см	$\Delta h=20$ см	$\Delta h=25$ см	$\Delta h=30$ см
1	2	3	4	5	6	7	8
10	1250	2880,95	-500	-250	-166,67	-125	-100
20	588,24	666,67	1000,00	2000,00	5378,05	-2000	-1000
30	535,71	562,5	642,86	750	900	1125	1500
40	519,48	533,33	571,43	615,38	666,67	727,27	800
50	512,3	520,83	543,48	568,18	595,24	625	657,89
60	508,47	514,29	529,41	545,45	562,5	580,65	600
70	506,2	510,42	521,28	532,61	544,44	556,82	569,77
80	504,73	507,94	516,13	524,59	533,33	542,37	551,72
90	503,73	506,25	512,66	519,23	525,97	532,89	540
100	503,02	505,05	510,2	515,46	520,83	526,32	531,91
110	502,49	504,17	508,4	512,71	517,09	521,55	526,09
120	502,09	503,5	507,04	510,64	514,29	517,99	521,74
130	501,78	502,98	505,99	509,04	512,12	515,24	518,4
140	501,54	502,56	505,15	507,77	510,42	513,09	515,79
150	501,34	502,23	504,48	506,76	509,05	511,36	513,7

Таблица 2.5 – Значения минимального радиуса изгиба, в зависимости от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования для трубопровода диаметром 1420 мм при предполагаемом истинном радиусе $\rho_{ист}=1000$ м

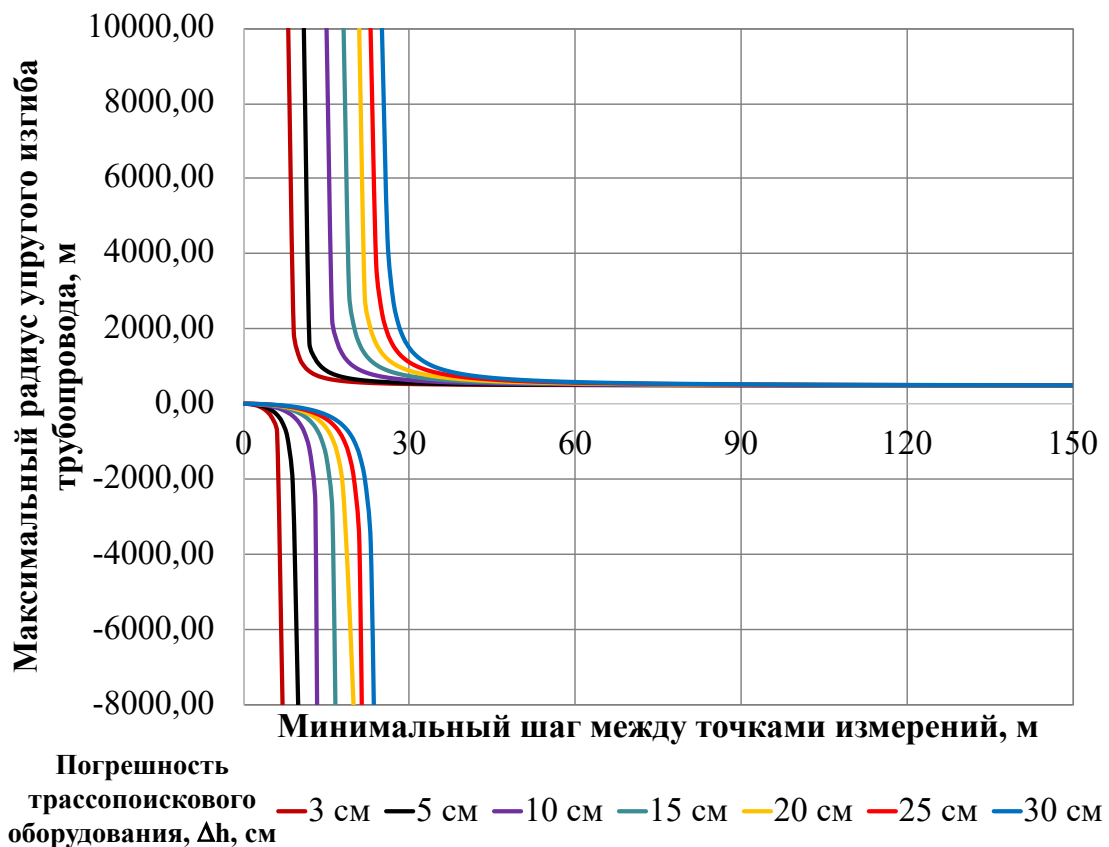
Шаг изм., м	Расчетные значения минимального радиуса упругого изгиба, ρ_{min} , м						
	$\Delta h=3$ см	$\Delta h=5$ см	$\Delta h=10$ см	$\Delta h=15$ см	$\Delta h=20$ см	$\Delta h=25$ см	$\Delta h=30$ см
1	2	3	4	5	6	7	8
10	454,55	333,33	200,00	142,86	111,11	90,91	76,92
20	769,23	666,67	500,00	400,00	333,33	285,71	250,00
30	882,35	818,18	692,31	600,00	529,41	473,68	428,57
40	930,23	888,89	800,00	727,27	666,67	615,38	571,43
50	954,20	925,93	862,07	806,45	757,58	714,29	675,68
60	967,74	947,37	900,00	857,14	818,18	782,61	750,00
70	976,10	960,78	924,53	890,91	859,65	830,51	803,28
80	981,60	969,70	941,18	914,29	888,89	864,86	842,11
90	985,40	975,90	952,94	931,03	910,11	890,11	870,97
100	988,14	980,39	961,54	943,40	925,93	909,09	892,86
110	990,18	983,74	968,00	952,76	937,98	923,66	909,77
120	991,74	986,30	972,97	960,00	947,37	935,06	923,08
130	992,95	988,30	976,88	965,71	954,80	944,13	933,70
140	993,91	989,90	980,00	970,30	960,78	951,46	942,31
150	994,69	991,19	982,53	974,03	965,67	957,45	949,37

Таблица 2.6 – Значения максимального радиуса изгиба, в зависимости от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования для трубопровода диаметром 1420 мм при предполагаемом истинном радиусе $\rho_{ист}=1000$ м

Шаг изм., м	Расчетные значения максимального радиуса упругого изгиба, ρ_{max} , м						
	$\Delta h=3$ см	$\Delta h=5$ см	$\Delta h=10$ см	$\Delta h=15$ см	$\Delta h=20$ см	$\Delta h=25$ см	$\Delta h=30$ см
1	2	3	4	5	6	7	8
10	-5000	-1000	-333,33	-200	-142,86	-111,11	-90,91
20	1428,57	2000,00	10756,10	-2000,00	-1000,00	-666,67	-500
30	1153,85	1285,71	1800	3000	9000	-9000	-3000
40	1081,08	1142,86	1333,33	1600	2000	2666,67	4000
50	1050,42	1086,96	1190,48	1315,79	1470,59	1666,67	1923,08
60	1034,48	1058,82	1125	1200	1285,71	1384,62	1500
70	1025,1	1042,55	1088,89	1139,53	1195,12	1256,41	1324,32
80	1019,11	1032,26	1066,67	1103,45	1142,86	1185,19	1230,77
90	1015,04	1025,32	1051,95	1080	1109,59	1140,85	1173,91
100	1012,15	1020,41	1041,67	1063,83	1086,96	1111,11	1136,36
110	1010,02	1016,81	1034,19	1052,17	1070,8	1090,09	1110,09
120	1008,4	1014,08	1028,57	1043,48	1058,82	1074,63	1090,91
130	1007,15	1011,98	1024,24	1036,81	1049,69	1062,89	1076,43
140	1006,16	1010,31	1020,83	1031,58	1042,55	1053,76	1065,22
150	1005,36	1008,97	1018,1	1027,4	1036,87	1046,51	1056,34

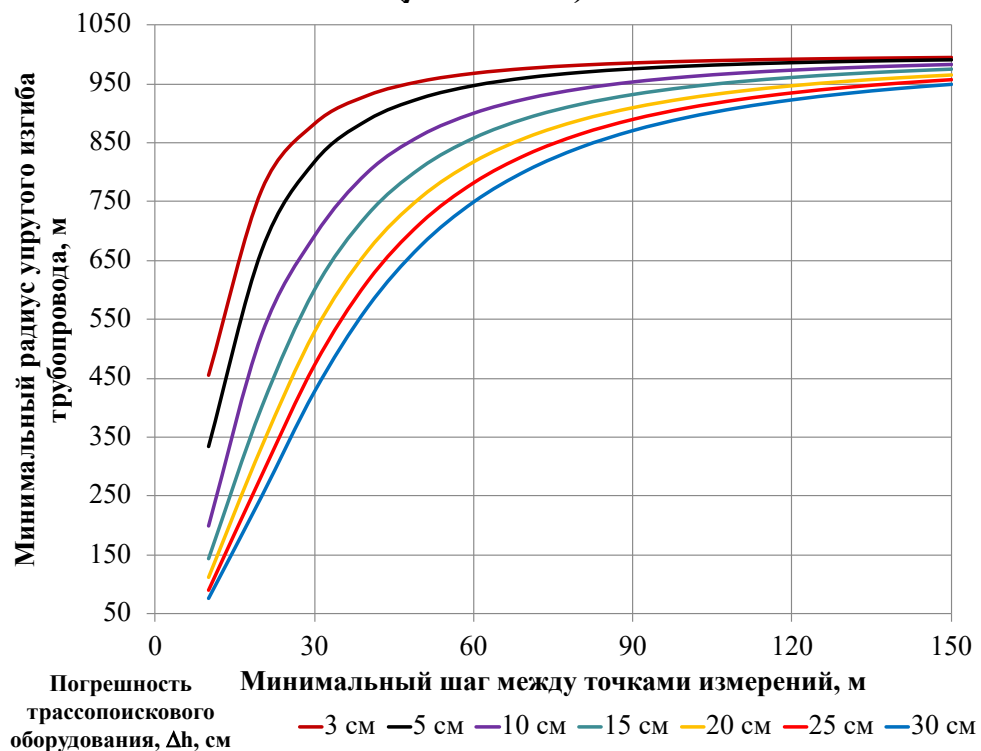


а)

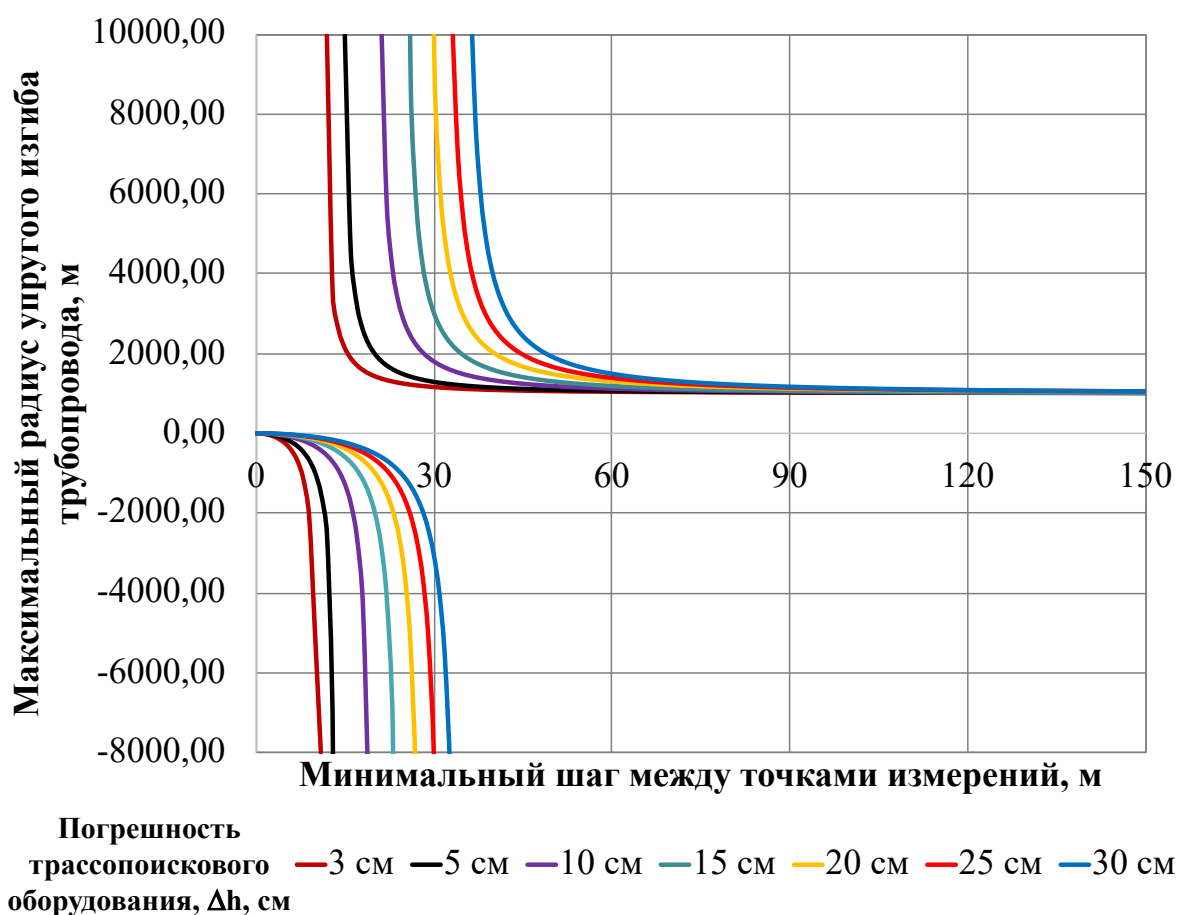


б)

Рисунок 2.5 – Зависимость минимального (а) и максимального (б) радиусов упругого изгиба трубопровода от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования ($\rho_{ист} = 500$ м)



а)



б)

Рисунок 2.6 – Зависимость минимального (а) и максимального (б) радиусов упругого изгиба трубопровода от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования ($\rho_{\text{ист}}=1000$ м)

Дальнейшее определение минимального шага для проведения измерений пространственного положения подземного трубопровода сводится к вычислению абсолютного значения разности между максимальными изгибными напряжениями, рассчитанными с учетом действительного значения радиуса изгиба, снятого в ходе проведения измерений и теоретическими расчетными изгибными напряжениями, полученными при нормативном значении радиуса изгиба и последующему сравнению полученной разности изгибных напряжений с допустимой погрешностью определения продольных напряжений, не превышающей ± 50 МПа (2.1). Результаты расчетов приведены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Абсолютные значения разности между максимальными изгибными напряжениями (для $\rho_{\min}(\rho_{\max})$ и $\rho_{\text{ист}}=300$ м)

Шаг изм., м	Абсолютные значения разности между максимальными изгибными напряжениями (для $\rho_{\min}(\rho_{\max})$, $\Delta\sigma$, МПа)						
	$\Delta h=3$ см	$\Delta h=5$ см	$\Delta h=10$ см	$\Delta h=15$ см	$\Delta h=20$ см	$\Delta h=25$ см	$\Delta h=30$ см
1	2	3	4	5	6	7	8
10	173,04	288,4	576,8	865,2	1153,6	1442	1730,4
20	43,26	72,1	144,2	216,3	288,4	360,5	432,6
30	19,227	32,044	64,089	96,133	128,178	160,222	192,267
40	10,815	18,025	36,05	54,075	72,100	90,125	108,15
50	6,922	11,536	23,072	34,608	46,144	57,68	69,216
60	4,807	8,011	16,022	24,033	32,044	40,056	48,067
70	3,531	5,886	11,771	17,657	23,543	29,429	35,314
80	2,704	4,506	9,013	13,519	18,025	22,531	27,038
90	2,136	3,560	7,121	10,681	14,242	17,802	21,363
100	1,73	2,884	5,768	8,652	11,536	14,420	17,304
110	1,43	2,383	4,767	7,150	9,534	11,917	14,301
120	1,202	2,003	4,006	6,008	8,011	10,014	12,017
130	1,024	1,707	3,413	5,12	6,826	8,533	10,239
140	0,883	1,471	2,943	4,414	5,886	7,357	8,829
150	0,769	1,282	2,564	3,845	5,127	6,409	7,691

Результаты расчетов абсолютных значений разности максимальных изгибных напряжений, полученных с учетом расчетных радиусов, совпали для двух граничных случаев, что говорит об отсутствии зависимости между минимальным шагом измерения пространственного положения и конфигурацией рассматриваемого радиуса упругого изгиба.

По полученным расчетным значениям, были построены зависимости абсолютного значения разности между максимальными изгибными напряжениями от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования для фактического радиуса изгиба $\rho_{\text{ист}}=300$ м (рисунок 2.7).

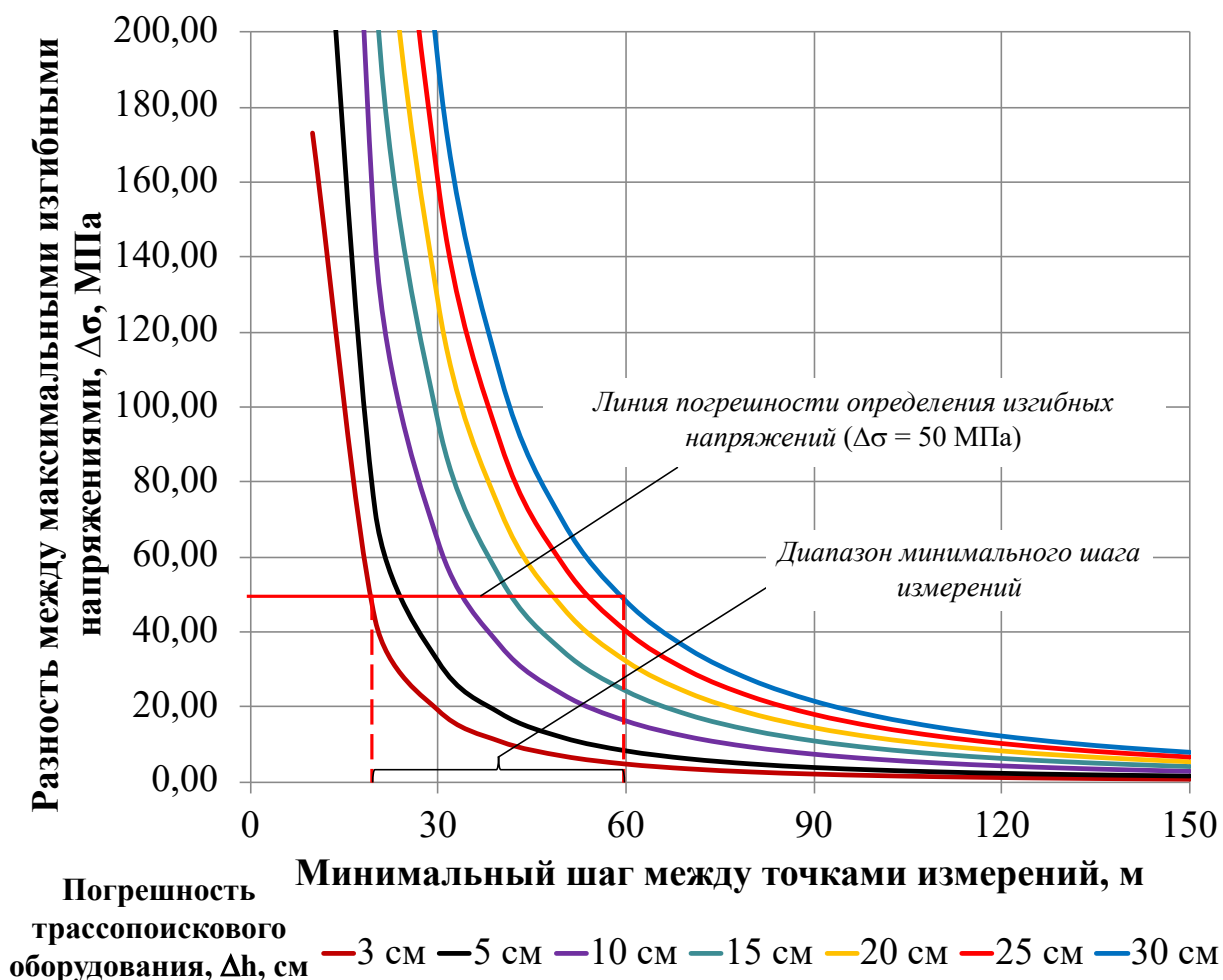


Рисунок 2.7 – Зависимость абсолютного значения разности между максимальными изгибными напряжениями от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования (для $\rho_{\min}(\rho_{\max})$ и $\rho_{\text{ист}}=300$ м)

Как видно из представленного графика, линия допустимых погрешностей определения продольных напряжений (± 50 МПа) пересекает зависимости при минимальном шаге измерений, находящемся в диапазоне 20-60 м. При этом значение минимального шага проведения измерений варьируется в зависимости от абсолютного значения погрешности трассопоискового оборудования [62, 79].

Идентичный диапазон значений минимального шага измерений был получен и для фактических радиусов изгиба $\rho_{\text{ист}}=500$ и $\rho_{\text{ист}}=1000$ м (рисунок 2.8). Данное замечание свидетельствует о том, что значение минимального шага измерений не зависит не только от конфигурации рассматриваемого

истинного радиуса упругого изгиба, но и от его величины, однако, значительный вклад вносит диаметр трубопровода и погрешность применяемого трассопоискового оборудования.

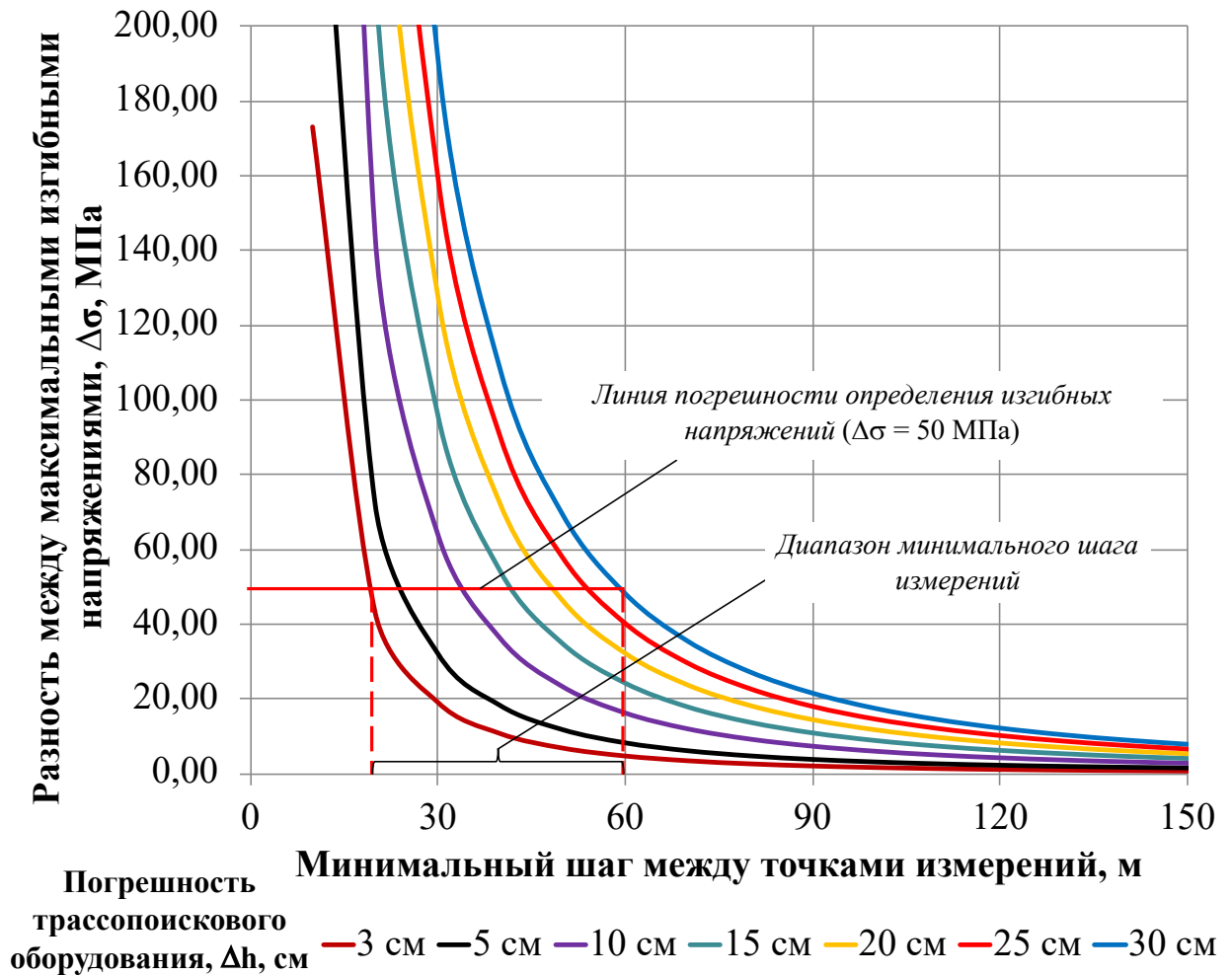


Рисунок 2.8 – Зависимость абсолютного значения разности между максимальными изгибными напряжениями от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования (для $\rho_{\min}(\rho_{\max})$ и $\rho_{\text{ист}}=500(1000)$ м)

Докажем математически отсутствие связи между значением минимального шага измерений глубины заложения трубопровода с поверхности грунта и величиной истинного радиуса изгиба, приведя следующие выкладки:

$$\Delta\sigma = \left| \frac{ED}{2} \left(\frac{1}{\rho_{\text{расч}}} - \frac{1}{\rho_{\text{ист}}} \right) \right|;$$

$$\left(\frac{1}{\rho_{\text{расч}}} - \frac{1}{\rho_{\text{ист}}} \right) = \frac{(2a)^2 \pm 16\rho_{\text{ист}}\Delta h}{\rho_{\text{ист}}(2a)^2} - \frac{(2a)^2}{\rho_{\text{ист}}(2a)^2} = \pm \frac{16\Delta h}{4a^2};$$

$$\Delta\sigma = \left| \frac{ED}{2} \left(\pm \frac{16\Delta h}{4a^2} \right) \right|. \quad (2.10)$$

2.3 Разработка математической модели определения минимального шага выполнения обследований планово-высотного положения трубопровода трассопоисковым оборудованием при оценке напряженно-деформированного состояния с поверхности грунта

Полученное выражение (2.10) позволяет определить абсолютные значения разности между максимальными изгибными напряжениями от шага между точками измерений при различных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования и диаметрах диагностируемых трубопроводов.

При разработке математической модели определения минимального шага выполнения обследований планово-высотного положения трубопровода трассопоисковым оборудованием при оценке напряженного состояния с поверхности грунта, а также определении коэффициентов, входящих в нее, построенные по расчетным значениям кривые (рисунок 2.7) были аппроксимированы степенной функцией вида $\Delta\sigma = kx^n$, поскольку именно при данном виде функции достигается максимальный коэффициент достоверности ($R^2=1$) (рисунок 2.9). По результатам аппроксимации был получен ряд степенных уравнений зависимости $\Delta\sigma(a)$ для различных значений абсолютной погрешности трассопоискового оборудования (таблица 2.8).

Из рисунка 2.9 видно, что с увеличением погрешности применяемого трассопоискового оборудования наблюдается тенденция увеличения коэффициента k в степенном уравнении зависимости разности между максимальными изгибными напряжениями от шага измерений.

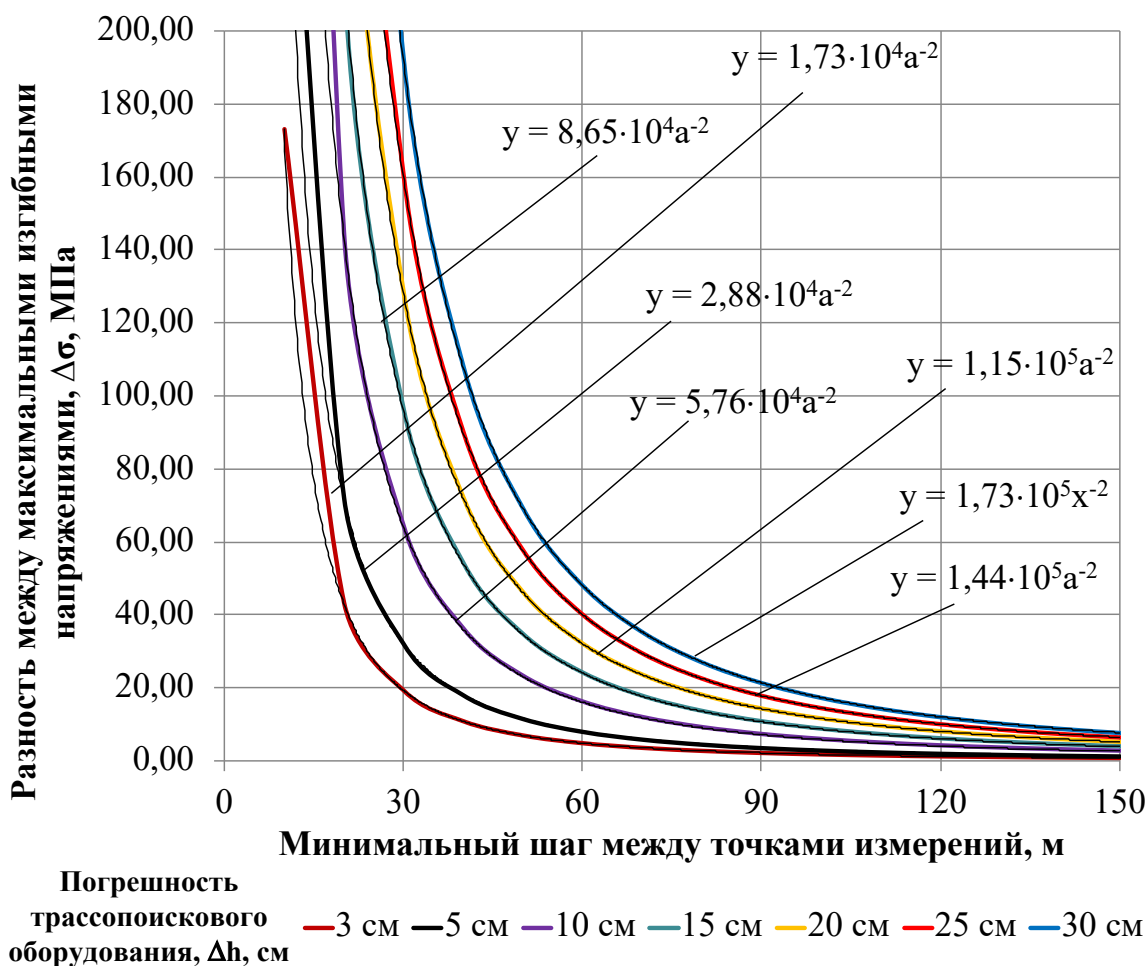


Рисунок 2.9 – Зависимость абсолютного значения разности между максимальными изгибными напряжениями от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования для трубопровода диаметром 1420 мм

Таблица 2.8 – Уравнения зависимости $\Delta\sigma(a)$ для различных значений абсолютной погрешности трассопоискового оборудования

Погрешность трассопоискового оборудования, Δh , см	Уравнение зависимости $\Delta\sigma(a)$
3	$\Delta\sigma = 1,73 \cdot 10^4 a^{-2}$
5	$\Delta\sigma = 2,88 \cdot 10^4 a^{-2}$
10	$\Delta\sigma = 5,76 \cdot 10^4 a^{-2}$
15	$\Delta\sigma = 8,65 \cdot 10^4 a^{-2}$
20	$\Delta\sigma = 1,15 \cdot 10^5 a^{-2}$
25	$\Delta\sigma = 1,44 \cdot 10^5 a^{-2}$
30	$\Delta\sigma = 1,73 \cdot 10^5 a^{-2}$

На основании данного замечания был построен график зависимости коэффициента k от погрешности Δh , представленный на рисунке 2.10.

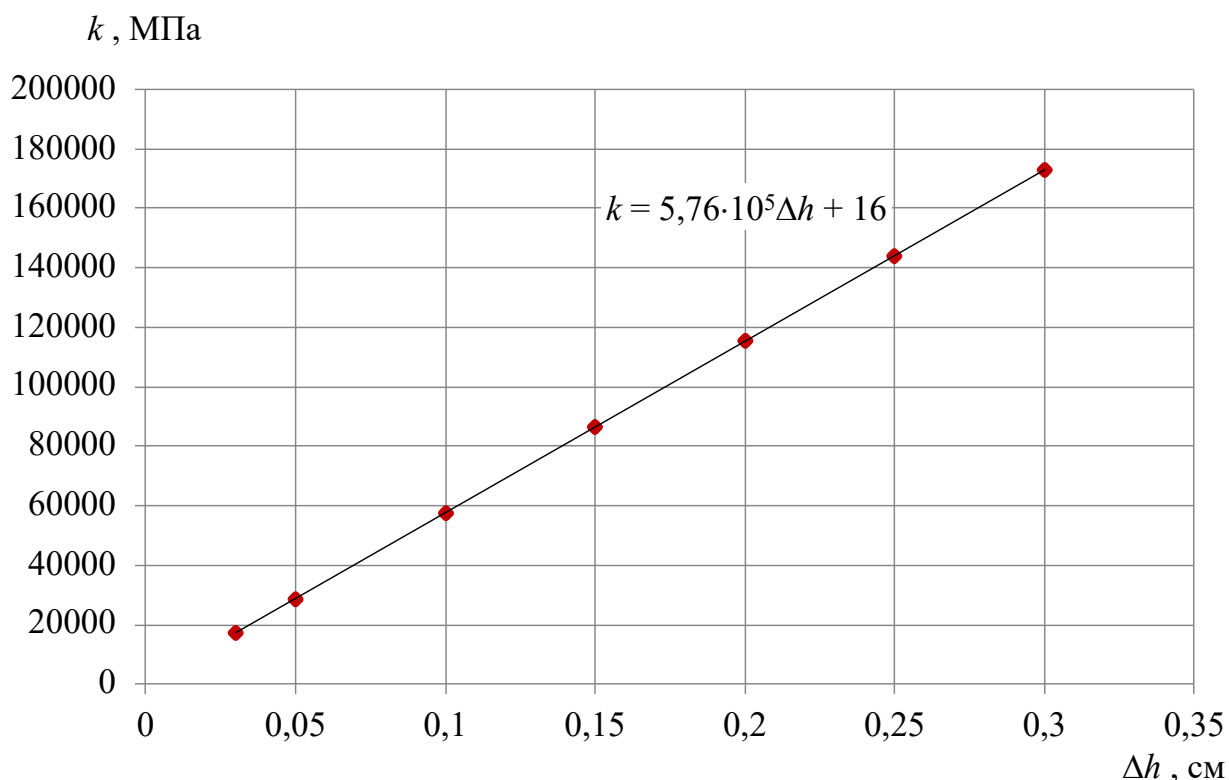


Рисунок 2.10 – Зависимость изменения коэффициента k от значения погрешности трассопоискового оборудования Δh для трубопровода диаметром 1420 мм

Аппроксимировав полученные данные, было получено следующее линейное уравнение, описывающее зависимость между коэффициентом k в степенном уравнении зависимости $\Delta\sigma(a)$ и абсолютным значением погрешности трассопоискового оборудования, применяемого для оценки пространственного положения магистральных нефтегазопроводов:

$$k = 576728\Delta h + 16,318. \quad (2.13)$$

Подставив данное выражение в степенное уравнение зависимости разности между максимальными изгибными напряжениями от шага измерений, и выразив из полученного выражения значение минимального шага между точками измерений, получим следующую зависимость для нахождения оптимального шага проведения изменения съемки трассы подземного магистрального трубопровода при допустимой погрешности определения продольных напряжений составляющей ± 50 МПа:

$$a = (1,15 \cdot 10^4 \Delta h + 0,32)^{\frac{1}{2}}. \quad (2.14)$$

В общем виде математическая модель для определения минимального шага проведения измерения съемки трассы подземного магистрального трубопровода при произвольной допустимой погрешности определения продольных напряжений выглядит следующим образом [62]:

$$a = \sqrt{\frac{c\Delta h + d}{\Delta\sigma}} = (m\Delta h + n)^{\frac{1}{2}}. \quad (2.15)$$

где c , d – коэффициенты, входящие в состав математической модели при произвольной допустимой погрешности определения продольных напряжений;

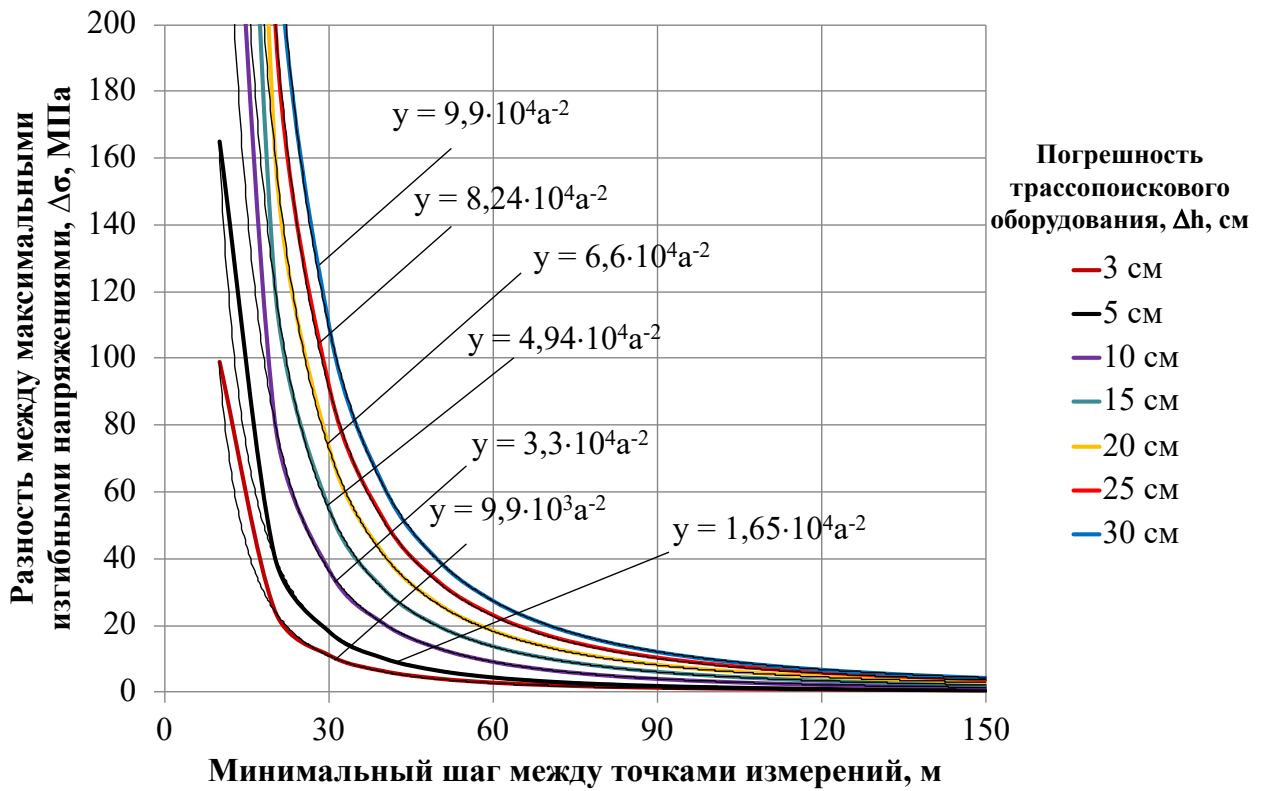
m , n – коэффициенты, входящие в состав математической модели при допустимой погрешности определения продольных напряжений составляющей ± 50 МПа;

$\Delta\sigma$ – точность определения НДС в стенке трубопровода, МПа.

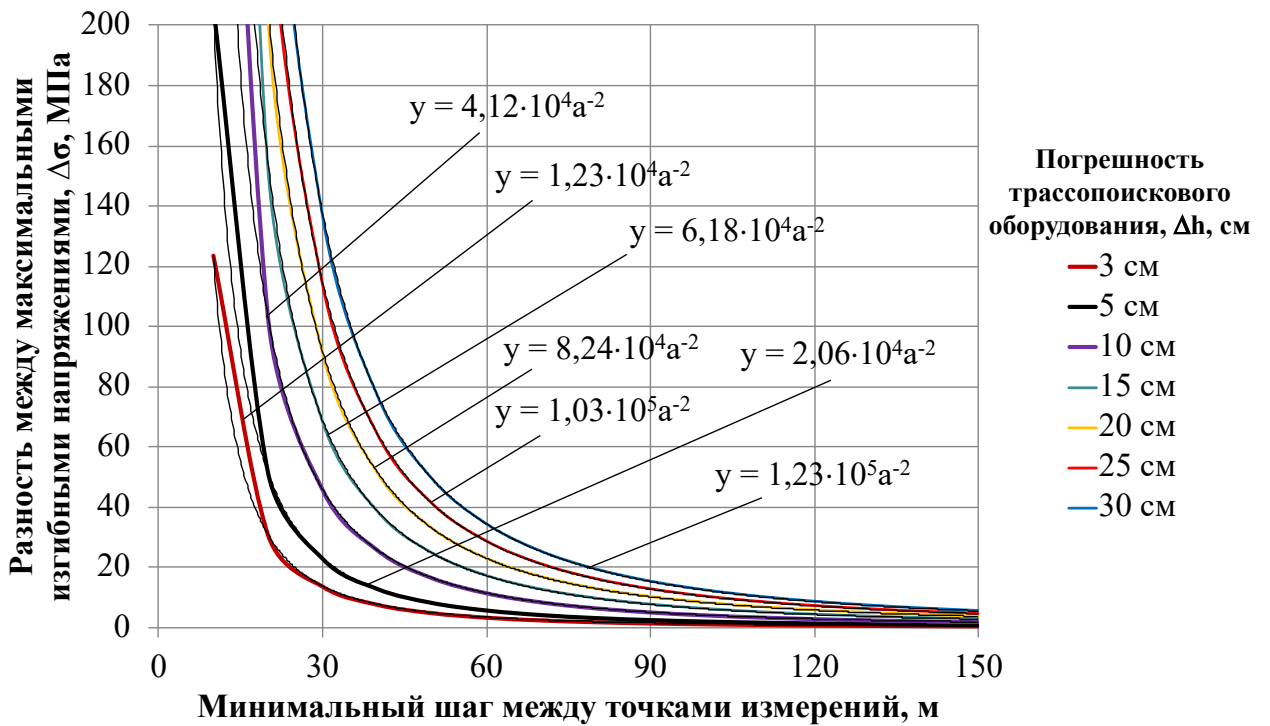
Δh – абсолютное значение погрешности трассопоискового оборудования, м.

Следующий этап исследования заключался в определении коэффициентов m и n , входящих в математическую модель для определения оптимального шага проведения обследования планово-высотного положения съемки трассы для подземных нефтегазопроводов диаметром 820, 1020 и 1220 мм. Последовательность определения коэффициентов m и n для других диаметров идентична действиям, выполняемым при определении коэффициентов для трубопровода диаметром 1420 мм.

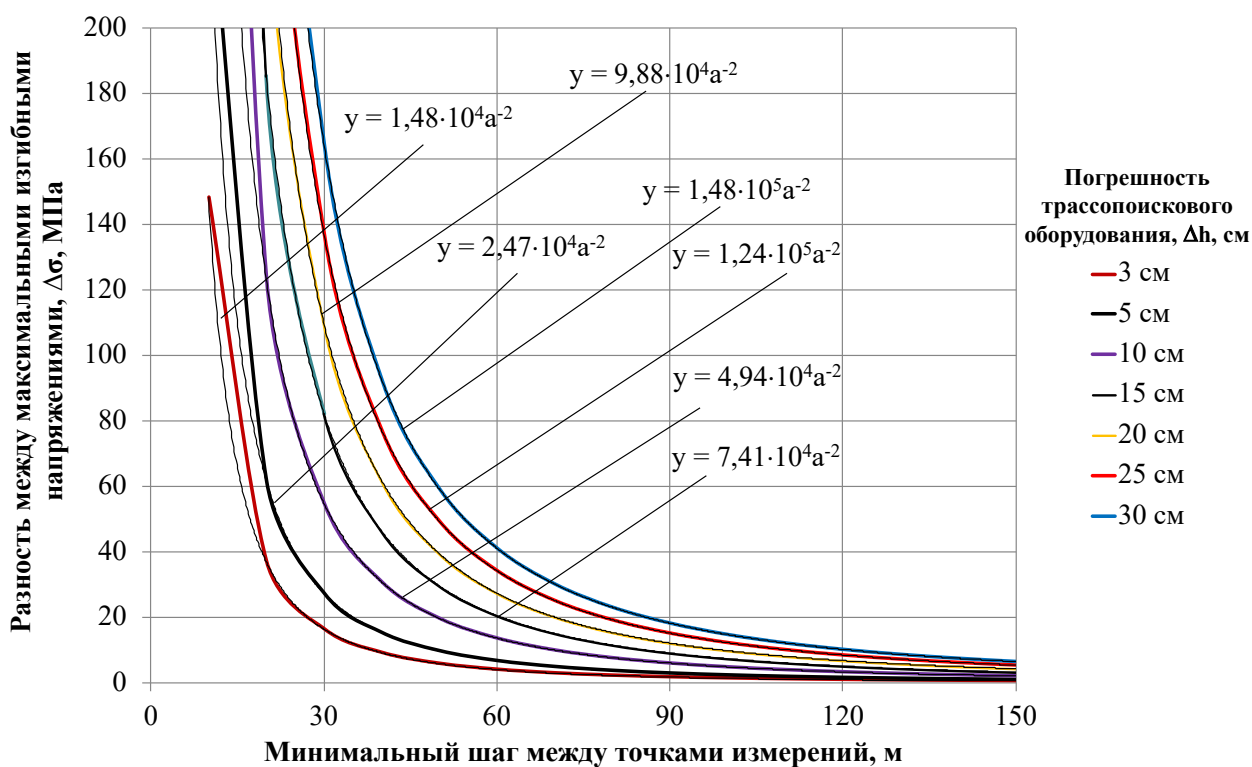
На рисунке 2.11 представлены графики зависимости абсолютного значения разности между максимальными изгибными напряжениями от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования для трубопроводов номинальным диаметром 820, 1020 и 1220 мм.



а)



б)



в)

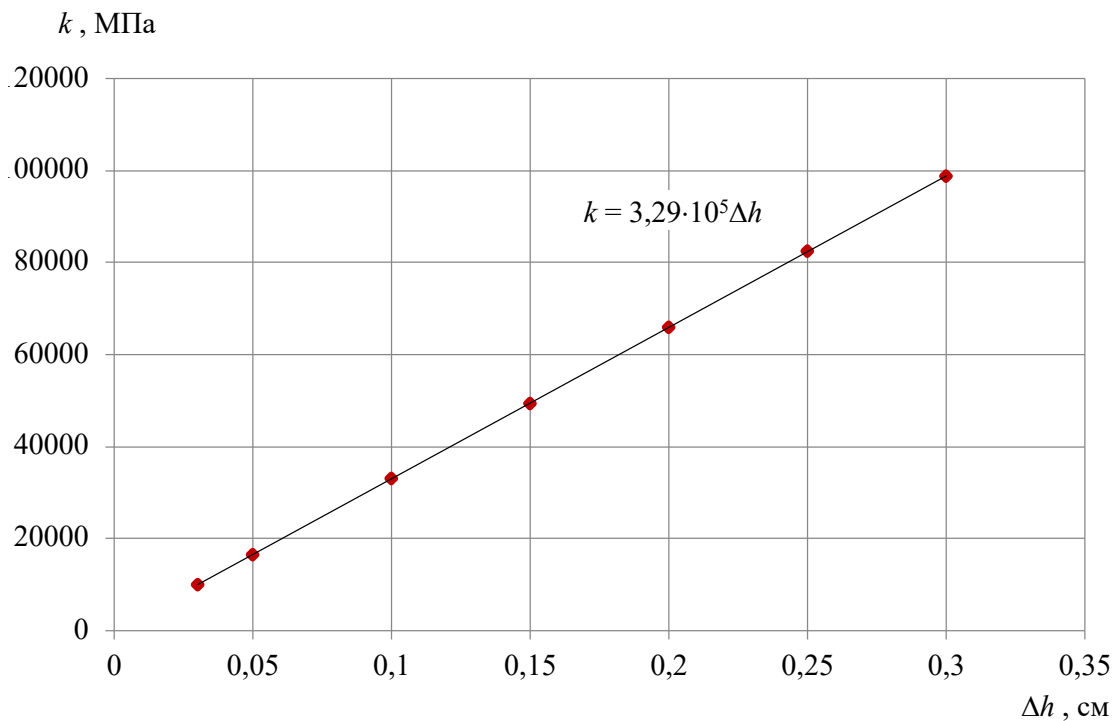
Рисунок 2.11 – Зависимость абсолютного значения разности между максимальными изгибными напряжениями от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования для трубопровода диаметром а) 820 мм; б) 1020 мм; в) 1220 мм

Из графиков видно, что с увеличением диаметра обследуемого трубопровода наблюдается увеличение диапазона минимального шага между точками измерения глубины заложения трассы. Так, для подземных нефтегазопроводов диаметром 820 мм оптимальный шаг находится в интервале от 20 до 45 м, а для 1020 и 1220 мм в диапазоне от 20 до 50 м и от 20 до 55 м соответственно.

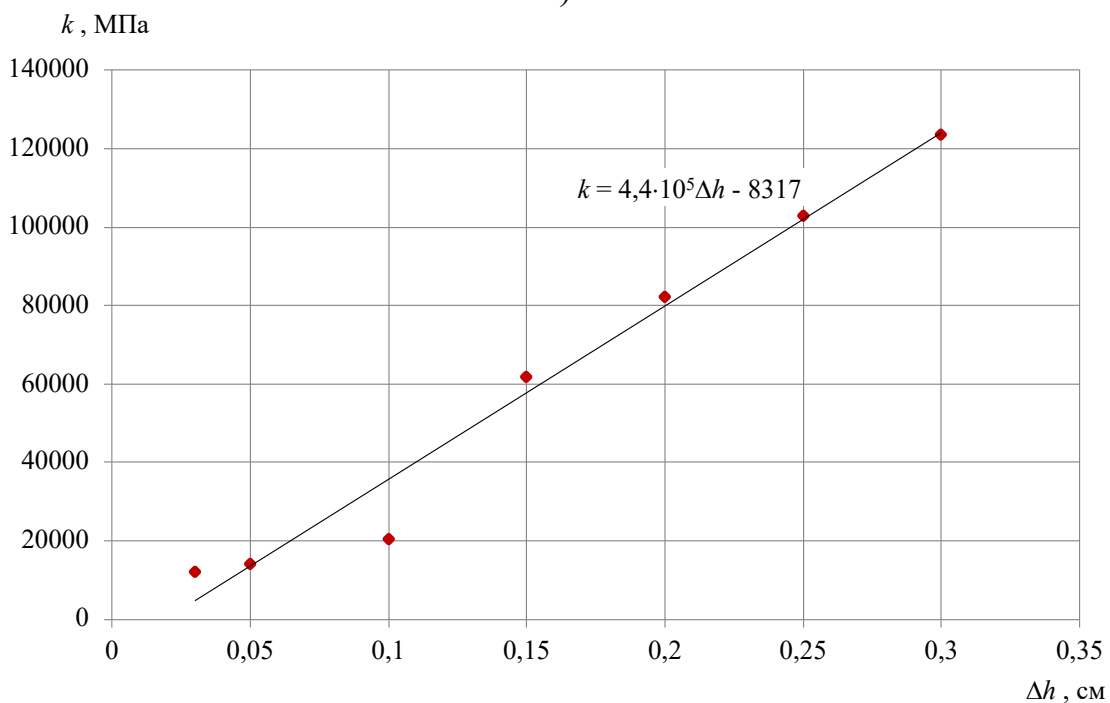
На рисунке 2.12 представлены графики зависимости коэффициента k от погрешности Δh для трубопроводов диаметром 820, 1020 и 1220 мм.

На основании уравнений, полученных при аппроксимации кривых, представленных на рисунке 2.12 для трубопроводов диаметром 820, 1020 и 1220 мм при допустимой погрешности определения продольных напряжений составляющей ± 50 МПа, были получены значения коэффициентов m и n ,

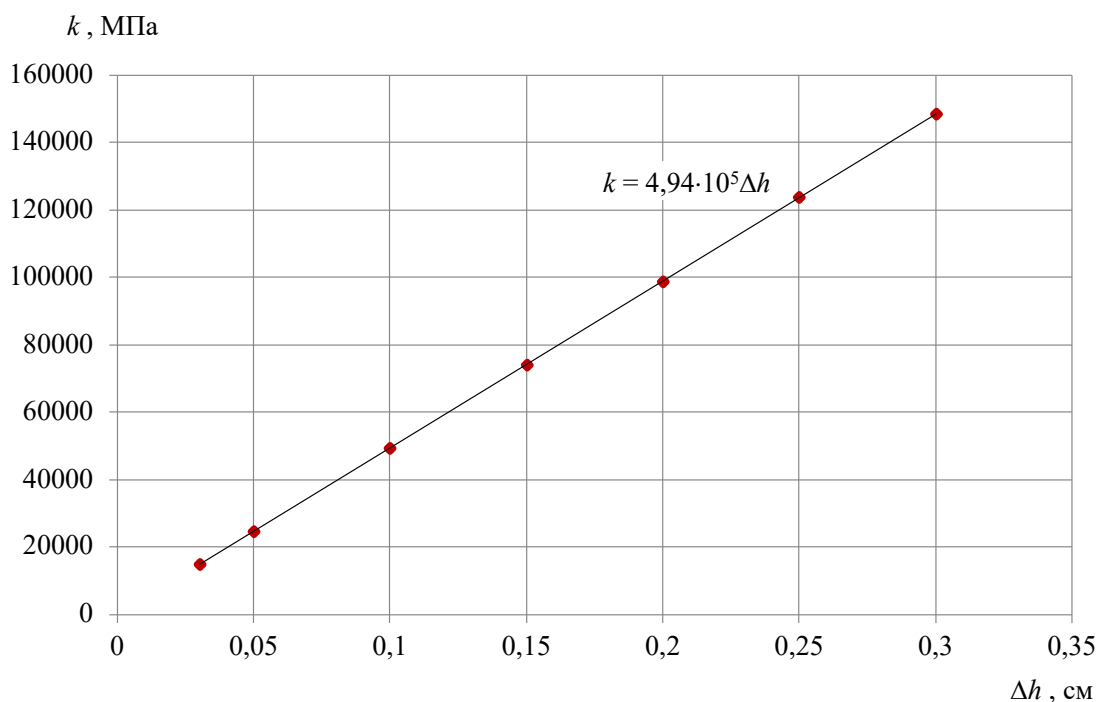
входящих в математическую модель для определения оптимального шага между точками измерения глубины заложения трассы подземного магистрального трубопровода. Значения коэффициентов представлены в таблице 2.9.



а)



б)



в)

Рисунок 2.12 – Зависимость изменения коэффициента k от значения погрешности трассопоискового оборудования для трубопровода диаметром а) 820 мм; б) 1020 мм; в) 1220 мм

Таблица 2.9 – Значения коэффициентов m и n , входящих в математическую модель для определения минимального шага между точками измерения глубины заложения трассы для трубопроводов различного диаметра (при $\Delta\sigma = \pm 50$ МПа)

Диаметр трубопровода, мм	Значение коэффициента m	Значение коэффициента n
820	$6,6 \cdot 10^3$	0
1020	$8,8 \cdot 10^3$	-166
1220	$1,0 \cdot 10^4$	0
1420	$1,15 \cdot 10^4$	0,32

При этом уравнения для определения минимального шага между точками измерения пространственного положения примут следующий вид:

- для трубопровода диаметром 820 мм: $a = (6,6 \cdot 10^3 \Delta h)^{\frac{1}{2}}$
- для трубопровода диаметром 1020 мм: $a = (8,8 \cdot 10^3 \Delta h - 166)^{\frac{1}{2}}$
- для трубопровода диаметром 1220 мм: $a = (1 \cdot 10^4 \Delta h)^{\frac{1}{2}}$.

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 2

1. Предполагая изгиб в сечении трубопровода только в одной плоскости и рассматривая его как совокупность трёх точек оси, которые можно соединить дугой окружности была решена задача определения минимального шага измерений пространственного положения подземных магистральных нефтегазопроводов для оценки напряженно-деформированного состояния с поверхности грунта. Получены выражения, позволяющие определить действительные значения радиусов изгиба для двух граничных случаев относительно истинного значения радиуса.

2. Получены зависимости абсолютного значения разности между максимальными изгибными напряжениями от минимального шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования. Установлено, что минимальный шаг проведения измерений зависит от точности трассопоискового оборудования и диаметра трубопровода и практически находится в диапазоне от 20-60 м (20 м – при минимальной погрешности оборудования, 60 м – при максимальной), при этом величина фактического радиуса изгиба оси трубопровода не влияет на определение минимального шага проведения измерений пространственного положения трубопровода с поверхности грунта.

3. Разработана математическая модель определения минимального шага измерений пространственного положения подземных магистральных нефтегазопроводов для оценки напряженно-деформированного состояния с поверхности грунта при известном значении погрешности трассопоискового оборудования для трубопроводов диаметром 820, 1020, 1220 и 1420 мм. Установлены и обоснованы значения коэффициентов, входящих в математическую модель для определения минимального шага проведения съемки пространственного положения трассы в зависимости от погрешности трассопоискового оборудования.

ГЛАВА 3 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ, НАХОДЯЩИХСЯ ПОД ДАВЛЕНИЕМ СРЕДЫ И ИЗГИБОМ, ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИЗМЕРЕНИЯ КОЭРЦИТИВНОЙ СИЛЫ МЕТАЛЛА

3.1 Постановка задачи экспериментального исследования оценки напряженного состояния трубопроводов, находящихся под действием плосконапряженного состояния, по результатам измерения коэрцитивной силы

Представленный в первой главе анализ существующих методик оценки напряженного состояния по результатам измерения коэрцитивной силы металла показал, что методики, основанные на ранее полученных результатах испытаний, являются недостаточно полными, поскольку в них не учтено воздействие реальных условий эксплуатации нефтегазопроводов на НДС конструкции.

В настоящее время не выполнена опытная адаптация метода контроля напряженного состояния, основанного на измерении и анализе коэрцитивной силы в условиях сочетания воздействий внутреннего давления среды и изгиба.

Данная глава диссертационной работы посвящена экспериментальному исследованию, целью которого является оценка величины продольных напряжений, возникающих в стенке трубопровода, испытывающего сочетание воздействий внутреннего давления транспортируемой среды и изгибающих усилий на конструкцию, по результатам измерения коэрцитивной силы металла.

Задачами экспериментального исследования, позволяющими достичь поставленной цели, являются:

1. Выбор и обоснование приборов и оборудования для проведения экспериментальных исследований, а также конструкции стенда для моделирования плосконапряженного состояния;

2. Разработка с учетом теории планирования эксперимента методики проведения стендовых испытаний, моделирующих условия, близкие к эксплуатационным (в настоящей работе при сочетании воздействия внутреннего давления транспортируемой среды и изгибающих усилий на стенку трубопровода);

3. Обработка и анализ результатов проведенного экспериментального исследования.

3.2 Выбор приборов и оборудования для проведения экспериментальных исследований

При проведении экспериментальных исследований по оценке напряженно-деформированного состояния (НДС) протяженных подземных магистральных трубопроводов методом, основанном на измерении коэрцитивной силы металла необходим прибор, отвечающий следующему ряду требований:

- достаточно высокая точность измерений (погрешность измерения не более 5%);
- широкий диапазон измерений коэрцитивной силы;
- длительное время автономной работы.

Известно, что на сегодняшний день оборудование коэрцитиметрического анализа позволяет измерить данный параметр с точностью до 5%. Такая точность позволяет с большой достоверностью определять напряженное состояние коэрцитиметрическим методом.

Для выполнения измерений коэрцитивной силы использовался прибор КМ 445.2. Конструктивно коэрцитиметр КМ-445.2 представляет собой переносный прибор настольного исполнения, состоящий из блока электронного и преобразователя (ПК), соединенных гибким жгутом (рисунок 3.1). Блок электронный и ПК выполнены в металлических корпусах. Органы управления и индикации коэрцитиметра расположены на передней панели, к

которой крепится блок электронных плат. Прибор питается от встроенной аккумуляторной батареи.



1 – датчик-преобразователь; 2 – измерительный блок; 3 – соединительный кабель; 4 – индикатор; 5 – сердечник электромагнита преобразователя

Рисунок 3.1 – Общий вид коэрцитиметра КМ-445.2

Принцип действия коэрцитиметра основан на перемагничивании по предельной петле гистерезиса участка объекта контроля, замыкающего полюса преобразователя коэрцитиметра и измерению значения тока в размагничивающей катушке преобразователя коэрцитиметра в момент равенства нулю магнитного потока в магнитопроводе. В качестве нуля-индикатора магнитного потока в магнитопроводе используются датчики

Холла. Измеренное значение размагничивающего тока пересчитывается в электронном блоке в значение коэрцитивной силы, которое индицируется на экране дисплея [1, 5, 6].

Для определения коэрцитивной силы объекта контроля его устанавливают на рабочие поверхности насадок. Результат вычисленной коэрцитивной силы отображается на дисплее электронного блока.

Основные технические характеристики коэрцитиметра КМ-445.2 представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики коэрцитиметра КМ-445.2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерения коэрцитивной силы, А/м	от 150 до 6000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерения коэрцитивной силы, %	±5
Средний срок службы, лет	8
Габаритные размеры (длина×ширина×высота), мм, не более: – преобразователя – блока электронного	200x140x100 235x230x130
Рабочие условия применения: – температура окружающего воздуха, °С – относительная влажность воздуха, % – атмосферное давление, кПа (мм. рт. ст)	группа 3 по ГОСТ 22261-94 от плюс 5 до плюс 40 90 при темп. Плюс 25 °С от 84 до 106,7 (от 630 до 800)
Продолжительность непрерывной работы	не менее 12 часов

Преобразователь коэрцитиметра представляет собой П-образный магнитопровод, на котором расположены намагничивающие и размагничивающие катушки, а также преобразователи Холла. На полюсах магнитопровода установлены специальные насадки, входящие в комплект коэрцитиметра. Насадки служат для уменьшения магнитных зазоров между полюсами магнитопровода ПК и поверхностью контролируемых плоских объектов. Перемычкой этого магнита является феррозонд. При пропускании постоянного тока по обмотке намагничивается участок объекта контроля.

После того, как магнит выключают, в нем остается остаточный магнитный ток, который создает на выходе феррозонда сигнал. При пропускании по обмотке возбуждения тока противоположного направления начинается процесс размагничивания [5, 6, 9]. При измерении коэрцитивной силы исследуемую поверхность намагничивают до насыщения переменным полем электромагнитного преобразователя, а затем данный участок поверхности размагничивают [1, 3, 5, 6, 9].

При размагничивании ток увеличивают до тех пор, пока магнитный поток в цепи не станет равным нулю, этому соответствует отсутствие выходного сигнала преобразователя. В коэрцитиметрическом методе ток фиксируется в тот момент, когда индукция или намагниченность равна нулю. В таком случае влияние зазора на результаты измерений минимально. На глубину промагничивания положительно сказывается отсутствие переменного намагничивающего поля. Чем больше значение H_c материала, тем большим должен быть размагничивающий ток.

Также при проведении экспериментальных исследований были использованы следующие приборы и оборудование: домкрат гидравлический бутылочный, динамометр электронный переносной, насос опрессовочный, электронная рулетка (дальномер).

Перечень приборов и оборудования, использованного для проведения испытаний, а также их основные технические характеристики представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Технические характеристики использованного при проведении эксперимента приборов и оборудования

Наименование характеристики	Значение характеристики
Домкрат гидравлический бутылочный (по ГОСТ 53822-2010)	
Грузоподъемность, т	3
Минимальная высота подхвата, мм	194
Максимальная высота подъема, мм	371
Динамометр электронный переносной (ДЭПЗ-1Д-НВ-00) (по ГОСТ Р 55223-2012)	
Предел измерения, кН	от 0,1 до 1000

Предел допускаемой погрешности измерения, %	$\pm 0,06$
Насос опрессовочный НА-250 (по ГОСТ Р 50981-96)	
Подача насоса, см ³ /дв. ход	10
Напор, атм	250
Электронная рулетка (дальномер) Bosch GLM 250VF Professional (по ГОСТ 19223-90)	
Минимальное расстояние измерений, м	0,05
Максимальное расстояние измерений, м	250
Погрешность измерений не более, мм	± 1
Класс лазера	2
Длина волны, нм	635

3.3 Обоснование выбора конструкции стенда для моделирования плосконапряженного состояния

В качестве модельного объекта исследования использовался испытательный стенд, расположенный на производственной базе АО «Гипрогазцентр» в пос. Б. Ельня, представляющий собой участок трубопровода с торцевыми заглушками общей длиной 10,5 м, закрепленный на двух опорах. Наружный диаметр стенда – 219 мм, толщина стенки – 5 мм, материал – сталь 17Г1С. Выбор марки стали обусловлен ее широким применением в производстве труб, используемых при сооружении магистральных трубопроводов. Крепление концов трубы к бетонным блокам выполнялось с помощью металлических хомутов, длина пролета составляла 10 м. Общий вид стенда представлен на рисунке 3.2.

Уникальность данного стенда заключается:

- в максимальном приближении к реальному объекту;
- в возможности создавать изгиб и внутреннее давление с использованием домкрата и ручного насоса;
- в возможности дополнительного контроля изгиба и внутреннего давления с использованием лазерной линейки и манометра.



Рисунок 3.2 – Общий вид испытательного стенда для моделирования плосконапряженного состояния

Испытательный стенд разработан таким способом, чтобы иметь максимальное приближение к реальным нефтегазопроводам. Соотношение толщины стенки и радиуса стенда позволяет оценивать его как тонкостенную

цилиндрическую оболочку, как и трубы, на реальных объектах, для которых выполняется соотношение (3.1):

$$\frac{h}{R} \leq \frac{1}{20}, \quad (3.1)$$

где h – толщина стенки, мм;

R – радиус трубы, мм.

$$\frac{5}{109,5} \leq \frac{1}{20}.$$

При этом малый радиус трубы позволяет ей работать как балке, что дает возможность гнуть ее без локальных деформаций.

3.4 Планирование эксперимента

Известно, что основной целью планирования эксперимента является определение минимального количества проведения опытов, необходимых и достаточных для достижения требуемой точности измерений и сохранения статистической достоверности результатов [49, 90, 98, 101].

При планировании экспериментальных исследований для оценки плосконапряженного состояния участка трубопровода по результатам измерения коэрцитивной силы был спланирован двухфакторный эксперимент, при этом в качестве факторов были выделены следующие:

1. Фактор А – Изменение величины внутреннего давления, нагнетаемого в стенде, P , МПа (интервал варьирования фактора составил А1 ($P_1 = 0$ МПа) ... А10 ($P_{10} = 4,5$ МПа) с шагом $P = 0,5$ МПа);

2. Фактор Б – Изменение высоты поднятия штока домкрата при создании поперечного изгиба, h , мм (интервал варьирования фактора составил В1 ($h_1 = 0$ мм) ... В10 ($h_{10} = 7,2$ мм) с шагом $h = 0,8$ мм).

Структура данных для двухфакторного эксперимента представлена в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Общая схема результатов для двухфакторного эксперимента

Фактор А, P , МПа	Фактор Б, h , мм									
	$h_1=0$	$h_2=8$	$h_3=16$	$h_4=24$	$h_5=32$	$h_6=40$	$h_7=48$	$h_8=56$	$h_9=64$	$h_{10}=72$
$P_1=0$	A1Б1	A1Б2	A1Б3	A1Б4	A1Б5	A1Б6	A1Б7	A1Б8	A1Б9	A1Б10
$P_2=0,5$	A2Б1	A2Б2	A2Б3	A2Б4	A2Б5	A2Б6	A2Б7	A2Б8	A2Б9	A2Б10
$P_3=1$	A3Б1	A3Б2	A3Б3	A3Б4	A3Б5	A3Б6	A3Б7	A3Б8	A3Б9	A3Б10
$P_4=1,5$	A4Б1	A4Б2	A4Б3	A4Б4	A4Б5	A4Б6	A4Б7	A4Б8	A4Б9	A4Б10
$P_5=2$	A5Б1	A5Б2	A5Б3	A5Б4	A5Б5	A5Б6	A5Б7	A5Б8	A5Б9	A5Б10
$P_6=2,5$	A6Б1	A6Б2	A6Б3	A6Б4	A6Б5	A6Б6	A6Б7	A6Б8	A6Б9	A6Б10
$P_7=3$	A7Б1	A7Б2	A7Б3	A7Б4	A7Б5	A7Б6	A7Б7	A7Б8	A7Б9	A7Б10
$P_8=3,5$	A8Б1	A8Б2	A8Б3	A8Б4	A8Б5	A8Б6	A8Б7	A8Б8	A8Б9	A8Б10
$P_9=4$	A9Б1	A9Б2	A9Б3	A9Б4	A9Б5	A9Б6	A9Б7	A9Б8	A9Б9	A9Б10
$P_{10}=4,5$	A10Б1	A10Б2	A10Б3	A10Б4	A10Б5	A10Б6	A10Б7	A10Б8	A10Б9	A10Б10
N	100									

Проводился двухфакторный эксперимент типа p^k , где число факторов $k = 2$, число уровней факторов принято $p = 10$, общее число опытов составило $N = 100$. При этом минимально необходимое количество повторных (параллельных) измерений в точке для каждого отдельного опыта составляло $m = 3$.

Минимально необходимое количество повторных измерений в точке для каждого опыта определялось на основе предварительно выполненной пробной серии дублирующих опытов и последующей обработке результатов согласно выражению:

$$m_{\min} \geq \left(\frac{\sigma \cdot t}{\bar{a} \cdot \Delta} \right)^2, \quad (3.2)$$

где \bar{a} – среднее значение измерений;

σ – среднеквадратичное отношение измерений;

t – критерий Стьюдента (для доверительной вероятности $P_d = 0,95$ и числа степени свободы $f = 2$ критерий Стьюдента принимался $t = 4,3$ [90, 98]);

Δ – требуемая точность измерений, %.

Полученные результаты экспериментального исследования подлежат статической обработке согласно классическим формулам курса теории вероятности и математической статистики.

Результаты расчета дисперсии и среднеквадратичного отклонения выполненных опытов представлены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчетов дисперсии и среднеквадратичного отклонения выполненных измерений коэрцитивной силы

Фактор А	Фактор Б									
	Уровень Б1	Уровень Б2	Уровень Б3	Уровень Б4	Уровень Б5	Уровень Б6	Уровень Б7	Уровень Б8	Уровень Б9	Уровень Б10
Уровень А1	557	580	569	545	542	544	537	505	524	505
	548	572	574	558	544	534	541	503	527	506
	552	575	571	547	544	539	540	504	525	505
Среднее значение коэрц. силы, \bar{a} , А/м	552,3	575,7	571,3	550,0	543,3	539,0	539,3	504,0	525,3	505,3
Дисперсия, S^2	20,3	16,3	6,3	49,0	1,3	25,0	4,3	1,0	2,3	0,3
СКО, σ	4,5	4,0	2,5	7,0	1,2	5,0	2,1	1,0	1,5	0,6
Уровень А2	584	580	563	551	538	536	507	501	493	501
	580	577	562	549	528	531	504	495	494	487
	583	576	564	550	533	535	506	500	492	495
Среднее значение коэрц. силы, \bar{a} , А/м	582,3	577,7	563,0	550,0	533,0	534,0	505,7	498,7	493,0	494,3
Дисперсия, S^2	4,3	4,3	1,0	1,0	25,0	7,0	2,3	10,3	1,0	49,3
СКО, σ	2,1	2,1	1,0	1,0	5,0	2,6	1,5	3,2	1,0	7,0
Уровень А3	584	582	567	555	545	536	518	500	502	515
	579	577	568	557	547	538	521	501	506	511
	580	581	562	556	545	539	520	500	503	513

Продолжение таблицы 3.4

Среднее значение коэфф. силы, \bar{a} , А/м	581,0	580,0	565,7	556,0	545,7	537,7	519,7	500,3	503,7	513,0
Дисперсия, S^2	7,0	7,0	10,3	1,0	1,3	2,3	2,3	0,3	4,3	4,0
СКО, σ	2,6	2,6	3,2	1,0	1,2	1,5	1,5	0,6	2,1	2,0
Уровень А4	580	573	554	546	531	524	525	514	497	513
	578	580	553	543	534	524	520	507	508	503
	580	576	552	545	531	525	522	510	501	506
Среднее значение коэфф. силы, \bar{a} , А/м	579,3	576,3	553,0	544,7	532,0	524,3	522,3	510,3	502,0	507,3
Дисперсия, S^2	1,3	12,3	1,0	2,3	3,0	0,3	6,3	12,3	31,0	26,3
СКО, σ	1,2	3,5	1,0	1,5	1,7	0,6	2,5	3,5	5,6	5,1
Уровень А5	581	585	573	564	546	544	523	518	517	501
	581	587	572	560	552	535	528	509	508	512
	580	585	571	562	551	539	525	510	511	505
Среднее значение коэфф. силы, \bar{a} , А/м	580,7	585,7	572,0	562,0	549,7	539,3	525,3	512,3	512,0	506,0
Дисперсия, S^2	0,3	1,3	1,0	4,0	10,3	20,3	6,3	24,3	21,0	31,0
СКО, σ	0,6	1,2	1,0	2,0	3,2	4,5	2,5	4,9	4,6	5,6
Уровень А6	604	568	583	564	550	541	530	526	519	502
	606	575	576	558	550	542	535	524	524	504
	605	573	581	563	549	542	533	522	520	503
Среднее значение коэфф. силы, \bar{a} , А/м	605,0	572,0	580,0	561,7	549,7	541,7	532,7	524,0	521,0	503,0
Дисперсия, S^2	1,0	13,0	13,0	10,3	0,3	0,3	6,3	4,0	7,0	1,0
СКО, σ	1,0	3,6	3,6	3,2	0,6	0,6	2,5	2,0	2,6	1,0
Уровень А7	612	603	587	575	550	550	541	534	522	513
	617	596	585	571	546	549	534	533	519	508
	615	600	587	573	550	549	541	535	523	510

Продолжение таблицы 3.4

Дисперсия, S^2	1,0	13,0	13,0	10,3	0,3	0,3	6,3	4,0	7,0	1,0
СКО, σ	1,0	3,6	3,6	3,2	0,6	0,6	2,5	2,0	2,6	1,0
Уровень А7	612	603	587	575	550	550	541	534	522	513
	617	596	585	571	546	549	534	533	519	508
	615	600	587	573	550	549	541	535	523	510
Среднее значение коэфф. силы, \bar{a} , А/м	614,7	599,7	586,3	573,0	548,7	549,3	538,7	534,0	521,3	510,3
Дисперсия, S^2	6,3	12,3	1,3	4,0	5,3	0,3	16,3	1,0	4,3	6,3
СКО, σ	2,5	3,5	1,2	2,0	2,3	0,6	4,0	1,0	2,1	2,5
Уровень А8	616	598	589	573	570	555	549	543	530	519
	619	602	592	582	571	551	547	536	534	515
	615	600	590	581	575	553	544	544	532	514
Среднее значение коэфф. силы, \bar{a} , А/м	616,7	600,0	590,3	578,7	572,0	553,0	546,7	541,0	532,0	516,0
Дисперсия, S^2	4,3	4,0	2,3	24,3	7,0	4,0	6,3	19,0	4,0	7,0
СКО, σ	2,1	2,0	1,5	4,9	2,6	2,0	2,5	4,4	2,0	2,6
Уровень А9	617	603	589	584	567	562	548	536	514	522
	613	606	589	576	571	561	547	542	519	528
	614	606	588	580	568	563	547	537	515	526
Среднее значение коэфф. силы, \bar{a} , А/м	614,7	605,0	588,7	580,0	568,7	562,0	547,3	538,3	516,0	525,3
Дисперсия, S^2	4,3	3,0	0,3	16,0	4,3	1,0	0,3	10,3	7,0	9,3
СКО, σ	2,1	1,7	0,6	4,0	2,1	1,0	0,6	3,2	2,6	3,1
Уровень А10	625	601	594	595	575	555	549	546	529	533
	628	611	600	589	577	554	543	541	533	528
	627	605	598	591	575	554	541	544	531	528
Среднее значение коэфф. силы, \bar{a} , А/м	626,7	605,7	597,3	591,7	575,7	554,3	544,3	543,7	531,0	529,7

Дисперсия, S^2	2,3	25,3	9,3	9,3	1,3	0,3	17,3	6,3	4,0	8,3
СКО, σ	1,5	5,0	3,1	3,1	1,2	0,6	4,2	2,5	2,0	2,9

Для определения ошибок повторных опытов эксперимента определим критерий Стьюдента:

$$t_p = \frac{a - \bar{a}}{\sigma} . \quad (3.3)$$

Рассмотрим расчет критерия Стьюдента на примере опыта №1:

$$t_p = \frac{557 - 552,3}{4,5} = 1,0444 .$$

Расчетное значение критерия Стьюдента сравнивается с табличным значением t_T (при $f = 2$ и доверительной вероятности $P_d = 0,95$ табличное значение критерия Стьюдента составит $t_T = 4,3$). Поскольку расчетное значение критерия не превышает табличного, $t_p \leq t_T$, то результаты повторных опытов не являются ошибочными.

Проверку воспроизводимости результатов измерений выполним с помощью критерия Кохрена, расчетное значение которого определяется по формуле:

$$G_p = \frac{S_{\max}^2}{\sum_{k=1}^N S_k^2} , \quad (3.4)$$

где S_k^2 – оценка дисперсии k -ого опыта;

S_{\max}^2 – максимальное значение дисперсий из рассчитанных.

$$G_p = 0,0598 .$$

Далее расчетное значение критерия Кохрена сравнивается с табличным значением G_T для доверительной вероятности 0,95 (при $f_1 = 2$ и $f_2 = 100$ табличное значение критерия Кохрена составит $G_T = 0,08$). Поскольку расчетное значение критерия не превышает табличного, $G_p \leq G_T$, то гипотеза об однородности дисперсий подтверждается.

3.5 Методика проведения стендовых испытаний для оценки плосконапряженного состояния участка трубопровода по результатам измерения коэрцитивной силы

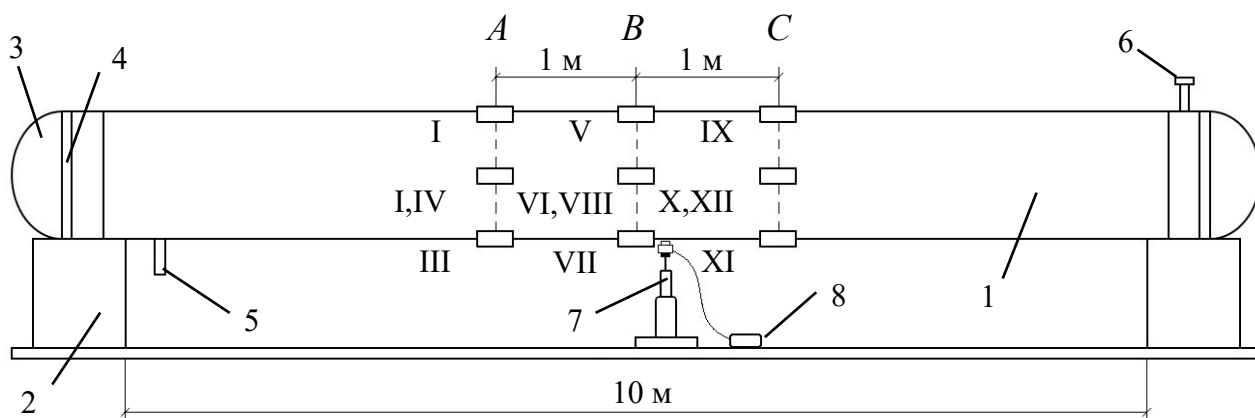
В ходе эксперимента выполнялось поэтапное нагружение стэнда внутренним давлением и изгибом, одновременно измерялась коэрцитивная сила [7, 8, 61, 76].

При этом были применены две группы испытаний:

Первая группа – на поперечный изгиб.

Испытательный стэнд через патрубок заполнялся водой. Труба находилась под нагрузкой от собственного веса металла и веса воды. При этом распределенной нагрузке, возникшей от веса металла трубы и веса воды, противодействует нагрузка, создаваемая при помощи домкрата. Ход штока и создаваемая домкратом нагрузка фиксировалась при помощи электронной рулетки и динамометра.

Вторая группа – на нагружение поперечным изгибом и внутренним давлением.



A; B; C – контрольные сечения на расстоянии 1 м друг от друга;
I ... XII – номера точек контроля; 1 – труба 219x5, $L=10,5$ м; 2 – бетонные блоки; 3 – торцевые заглушки; 4 – хомуты; 5 – патрубок заполнения-слива; 6 – воздухопропускной патрубок; 7 – домкрат; 8 – динамометр

Рисунок 3.3 – Схема испытательного стэнда

Расчетным способом было установлено, что максимальные напряжения в контрольных точках V и VII, не превышают 80% от предела прочности

применяемой марки стали (предел прочности марки стали 17Г1С равен $\sigma_v = 510$ МПа) при усилии на домкрате равном 13,5 кН, что соответствует поднятию штока домкрата на 72 мм, при этом максимально возможное давление среды составляет 4,5 МПа.

В таблице 3.5 представлен порядок проведения экспериментальных исследований на испытательном стенде.

Таблица 3.5 – Порядок проведения испытаний на стенде Ду200

№	Описание действия
1	Выбор сечений для проведения испытаний. Нанесение линий разметки испытательного стенда. Выбор контрольных точек на сечениях для проведения измерений.
2	Определение горизонтали трубы относительно блоков-опор и НДС исходного стенда при помощи электронного дальномера.
3	Заполнение трубы водой через патрубков.
4	Установка домкрата гидравлического бутылочного производства ООО «Сервис ключ» грузоподъемностью 10 т. под центром стенда.
5	Соединение гибкого шланга насоса опрессовочного НА-250 для создания внутреннего давления в образце.
6	Установка между домкратом и трубой динамометра электронного переносного ДЭПЗ 1Д-10Р-00.
7	Регулировка коэрцитиметра КМ 445.2. В случае, если показания прибора на контрольных образцах отличаются более чем на 3% от их паспортных данных, проводится настройка прибора.
8	Проведение первой группы испытаний: Создание поперечного изгиба путем поднятия штока гидравлического домкрата на высоту 8 мм.
9	Измерение коэрцитивной силы в контрольных точках I...XII с занесением полученных данных в журнал измерений, при этом магнитный поток датчика прибора ориентируют соосно с направлением определяемых напряжений.
10	Повторение п. 6 путем изменения изгиба испытательного стенда от 16...72 мм с шагом 8 мм соответственно.
11	Проведение второй группы комбинированных испытаний: Опускание штока домкрата до 0 мм (давление стравлено до 0 МПа).
12	Создание одновременного воздействия внутреннего давления и поперечного изгиба на трубу.
13	Измерение коэрцитивной силы в контрольных точках I...XII с занесением полученных данных в журнал измерений, при этом магнитный поток датчика прибора ориентируют соосно с направлением определяемых напряжений.

14	Повторение п. 10 путем изменения изгиба испытательного стенда от 16...72 мм с шагом 8 мм и нагнетания внутреннего давления от 0 до 4,5 МПа с шагом 0,5 МПа соответственно.
15	Опускание штока домкрата до 0 мм. Стравливание давления до 0 МПа.
16	Завершение эксперимента на испытательном стенде Ду200.

Этап 1. Выбор сечений для проведения испытаний. Нанесение линий разметки испытательного стенда. Выбор контрольных точек на сечениях для проведения измерений.

В рамках подготовительного этапа на испытательном стенде были выбраны три сечения: *A*; *B*; *C* (рисунок 3.3), отстоящих друг от друга на расстоянии 1 м (при этом сечение *B* было выбрано посередине испытательного стенда в зоне действия максимальных растягивающих (сжимающих) напряжений), и на каждом из них – по четыре точки с угловой ориентацией 3; 6; 9 и 12 часов соответственно (рисунок 3.4). Ширина сечений была выбрана с учетом габаритных размеров датчика коэрцитиметра КМ 455.2.

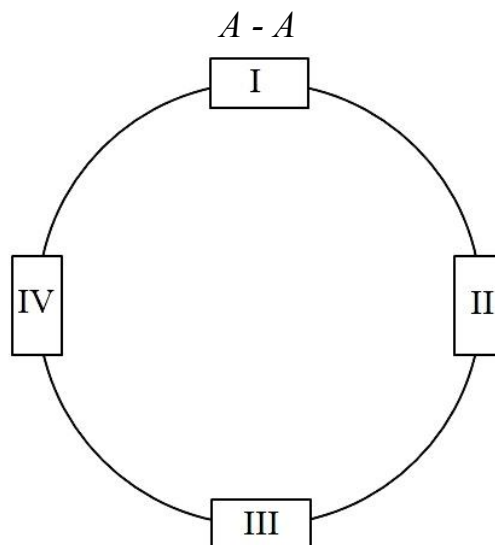
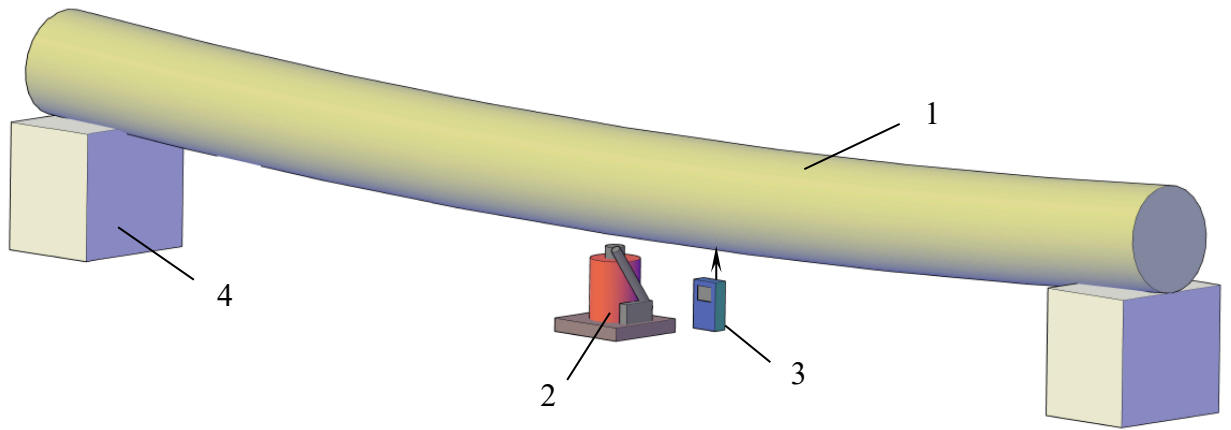
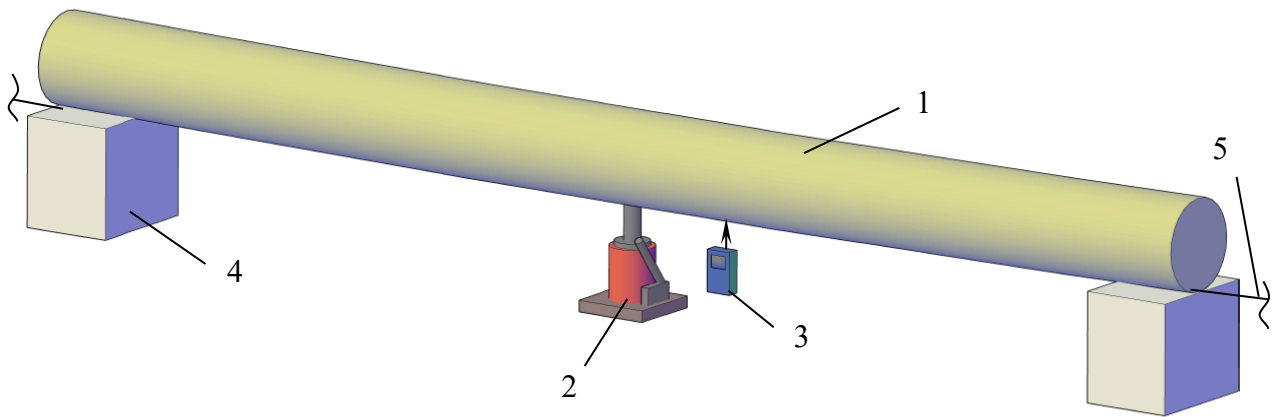


Рисунок 3.4 – Расположение выбранных точек контроля на контрольном сечении

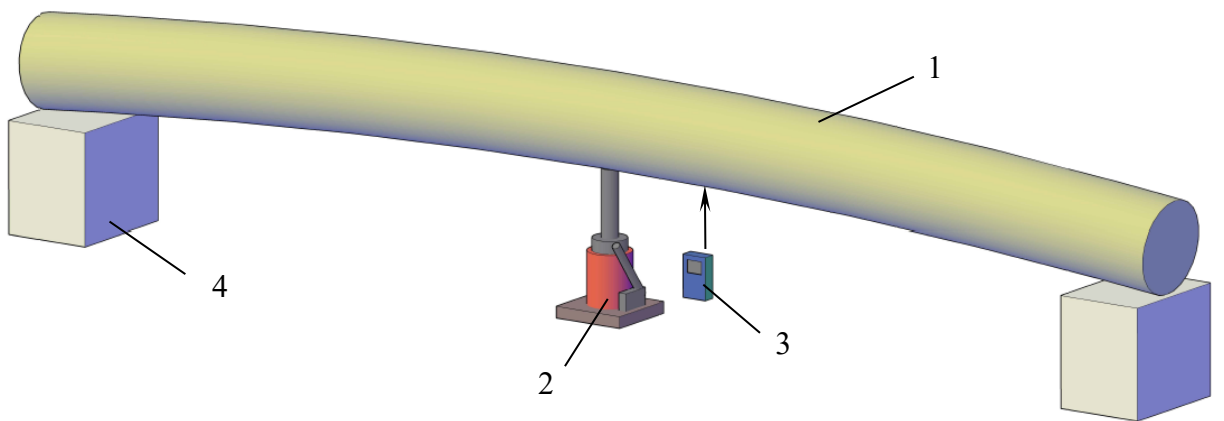
Этап 2. Определение горизонтали трубы относительно блоков и НДС исходного стенда. Между опорами натягивалась леска для обозначения горизонтали трубы.



а)



б)



в)

1 – труба; 2 – домкрат; 3 – электронный дальномер; 4 – бетонные блоки;
5 – леска для оценки прямолинейности пространственного положения
трубы

Рисунок 3.5 – Порядок проведения измерения прогиба трубы

Порядок измерения прогиба трубы при помощи электронного дальномера (рисунок 3.5):

1. Электронный дальномер 3 устанавливают на штатив под трубой 1 максимально близко к месту установки домкрата 2 (рисунок 3.5, а).
2. Настраивают вертикальное положение дальномера 3 при помощи имеющихся на штативе и приборе показателей уровня.
3. Натягивают леску 5 между точками опоры 4 стенда (рисунок 3.5, б).
4. Поднимают трубу 1 при помощи домкрата 2, добиваясь прямолинейного положения оси трубы, которое контролируют при помощи натянутой лески 5 (рисунок 3.5, б). После установления квазипрямолинейного положения оси трубы 1, измеряют расстояние до нижней образующей трубы при помощи дальномера 3. Фиксируют данное («нулевое») значение расстояния и в последующем расчет прогибов ведут, вычитая из текущего значения расстояния до трубы «нулевое» значение. Прогибы трубы 1 имитируют путем изменения положения домкрата 2 (рисунок 3.5, в).

Этап 3. Заполнение полости трубы водой через патрубок.

Этап 4. Создание поперечного изгиба трубы с помощью домкрата гидравлического бутылочного «Сервис ключ» с одновременным измерением коэрцитивной силы в выбранных точках контроля.

На данном этапе проводилась первая группа испытаний, в ходе которой испытательный стенд нагружался с помощью домкрата, при этом внутреннее давление на протяжении всего этапа равнялось 0 МПа.

Ход штока домкрата изменялся от 0 мм до 72 мм с шагом 8 мм соответственно.

Измерение коэрцитивной силы в каждой контрольной точке производилось по четырем направлениям: два измерения осуществлялись вдоль действия растягивающих напряжений ($H_{c1||}$ и $H_{c2||}$) и два в направлении перпендикулярном оси трубопровода ($H_{c1\perp}$ и $H_{c2\perp}$).

На каждом шаге измерений значения коэрцитивной силы для каждой отдельной точки заносятся в журнал измерений.



Рисунок 3.6 – Создание поперечного изгиба в ходе выполнения первой группы испытаний



Рисунок 3.7 – Проведение второй группы испытаний

Этап 5. Проведение комбинированных испытаний (вторая группа).

На данном этапе проводилась вторая группа испытаний, заключающаяся в создании внутреннего давления и поперечного изгиба одновременно.

Внутренне давление создавалось с помощью насоса опрессовочного и изменялось в диапазоне от 0 до 4,5 МПа с шагом 0,5 МПа, а ход штока домкрата от 0 мм до 72 мм с шагом 8 мм соответственно.

Измерение коэрцитивной силы в каждой контрольной точке производилось по двум направлениям: вдоль действия растягивающих напряжений ($H_{c1||}$ и $H_{c2||}$).

На каждом шаге измерений значения коэрцитивной силы для каждой отдельной точки заносятся в журнал измерений.

3.6 Обработка результатов экспериментальных исследований

Для определения напряжений использовались традиционные для курса сопротивления материалов методы определения внутренних силовых факторов и напряжений для цилиндрических тонкостенных оболочек [97].

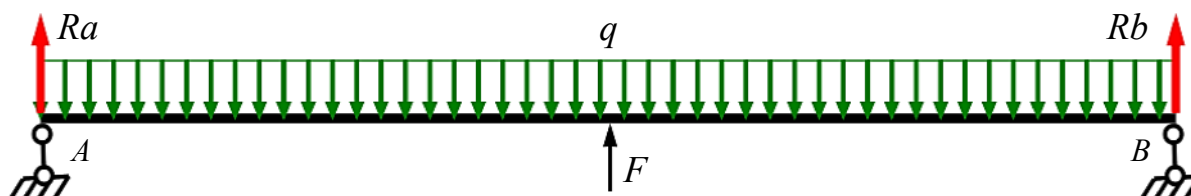


Рисунок 3.8 – Расчетная схема опытной конструкции

Продольные механические напряжения $\sigma_{пр}$ в модели трубопровода определялись как сумма продольных напряжений, связанных с действием внутреннего давления и с изгибом.

Расчетные значения напряжений, созданных на каждом этапе испытаний при поперечном изгибе, представлены в таблице 3.6. Напряжения, рассчитанные для нижней образующей трубы, имеют знак «минус» и соответствуют напряжениям сжатия, а напряжения растяжения, созданные в верхней образующей трубы, имеют знак «плюс» (таблица 3.7).

Таблица 3.6 – Расчетные значения продольных напряжений $\sigma_{пр}$, МПа, вызванных действием поперечного изгиба

Нагрузка, кН	Сечение А		Сечение В		Сечение С	
	M_x , Н·м	$\sigma_{пр}$, МПа	M_x , Н·м	$\sigma_{пр}$, МПа	M_x , Н·м	$\sigma_{пр}$, МПа
1	2	3	4	5	6	7
2,96	686,39	3,64	1,65	0	686,39	3,64
4,13	-1948,35	-10,35	-2906,67	-15,44	-1948,35	-10,35
5,3	-4580,85	-24,33	-5831,67	-30,97	-4580,85	-24,33
6,47	-7213,35	-38,31	-8756,67	-46,52	-7213,35	-38,31
7,64	-9845,85	-52,30	-11681,67	-62,05	-9845,85	-52,30
8,81	-12478,36	-66,28	-14606,67	-77,59	-12478,36	-66,28
9,98	-15110,86	-80,27	-17531,67	-93,13	-15110,86	-80,27
11,15	-17743,36	-94,25	-20456,67	-108,67	-17743,36	-94,25
12,32	-20375,86	-108,24	-23381,67	-124,20	-20375,86	-108,24
13,5	-23011,88	-122,24	-26312,5	-139,77	-23011,88	-122,24

Таблица 3.7 – Расчетные напряжения при испытании поперечным изгибом

Нагрузка, кН	Напряжения изгиба, $\sigma_{пр}$, МПа					
	Сечение А		Сечение В		Сечение С	
	Верхн. образ.	Нижн. образ.	Верхн. образ.	Нижн. образ.	Верхн. образ.	Нижн. образ.
1	2	3	4	5	6	7
2,96	-3,64	3,64	0	0	-3,64	3,64
4,13	10,35	-10,35	15,44	-15,44	10,35	-10,35
5,3	24,33	-24,33	30,97	-30,97	24,33	-24,33
6,47	38,31	-38,31	46,52	-46,52	38,31	-38,31
7,64	52,30	-52,30	62,05	-62,05	52,30	-52,30
8,81	66,28	-66,28	77,59	-77,59	66,28	-66,28
9,98	80,27	-80,27	93,13	-93,13	80,27	-80,27
11,15	94,25	-94,25	108,67	-108,67	94,25	-94,25
12,32	108,24	-108,24	124,20	-124,20	108,24	-108,24
13,5	122,24	-122,24	139,77	-139,77	122,24	-122,24

Таблица 3.8 – Результаты расчета продольных напряжений при испытании поперечным изгибом (внутреннее давление 0 МПа)

Шаг	Направление	Значение коэрцитивной силы в продольном направлении, Нс, А/м	Продольные напряжения от изгиба, $\sigma_{пр}$, МПа	Направление	Значение коэрцитивной силы в продольном направлении, Нс, А/м	Продольные напряжения от изгиба, $\sigma_{пр}$, МПа
1	2	3	4	5	6	7
1	Верхняя образующая, сечение А (точка I)	556,5	-3,64	Бок, сечение А (точка IV)	534,5	0
2		577	10,35		528	0
3		564,5	24,33		556	0
4		542,5	38,31		551,5	0
5		521	52,3		543,5	0
6		522	66,28		557,5	0
7		530	80,27		555	0
8		518	94,25		550,5	0
9		499,5	108,24		560,5	0
10		486	122,24		559	0
1	Верхняя образующая, сечение В (точка V)	550	0	Бок, сечение В (точка VIII)	514,5	0
2		552	15,44		521	0
3		540	30,97		516	0
4		530,5	46,51		524,5	0
5		533	62,05		504,5	0
6		512,5	77,59		505	0
7		507,5	93,13		509	0
8		503	108,66		491,5	0
9		497	124,2		510	0
10		476,5	139,77		506	0
1	Верхняя образующая, сечение С (точка IX)	566,5	-3,64	Бок, сечение С (точка XII)	501,5	0
2		579	10,35		512,5	0
3		569,5	24,33		528	0
4		548	38,31		524,5	0
5		526	52,3		522,5	0
6		519,5	66,28		516	0
7		506,5	80,27		519,5	0
8		504,5	94,25		513	0
9		511,5	108,24		523	0
10		495	122,24		534,5	0
1	Бок, сечение А (точка II)	441	0	Нижняя образующая, сечение А (точка III)	481	3,64
2		484,5	0		495	-10,35
3		483	0		518	-24,33
4		477,5	0		527	-38,31
5		481	0		540,5	-52,3
6		483,5	0		567,5	-66,28
7		580	0		482,5	-80,27
8		479,5	0		602	-94,25

9		483,5	0		641,5	-108,24
10		488,5	0		681	-122,24
1	Бок, сечение В (точка VI)	425,5	0	Нижняя образующая, сечение В (точка VII)	439,5	0
2		446	0		467	-15,44
3		434,5	0		485	-30,97
4		433	0		497,5	-46,51
5		431	0		525	-62,05
6		439	0		551	-77,59
7		432,5	0		562	-93,13
8		442,5	0		599	-108,66
9		435	0		625	-124,2
10		434,5	0		686	-139,77
1	Бок, сечение С (точка X)	424,5	0	Нижняя образующая, сечение С (точка XI)	414	3,64
2		452,5	0		472	-10,35
3		454	0		490,5	-24,33
4		450	0		515	-38,31
5		446	0		536,5	-52,3
6		453	0		539	-66,28
7		450	0		576,5	-80,27
8		457	0		593,5	-94,25
9		450	0		622,5	-108,24
10		454	0		653	-122,24

При проведении второй группы испытаний стенд испытывал дополнительную нагрузку на стенку от действия внутреннего давления. На каждом шаге испытаний было рассчитано значение величины кольцевых и продольных напряжений, вызванных действием внутреннего давления на стенку трубы. Результаты расчетов представлены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Расчетные значения кольцевых и продольных напряжений, вызванных действием внутреннего давления

Давление, Р, МПа	0	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5
Кольцевые напряжения, $\sigma_{кц}$, МПа	0	10,45	20,9	31,35	41,8	52,25	62,7	73,15	83,6	94,05
Продольные напряжения, $\sigma_{пр}$, МПа	0	5,22	10,45	15,67	20,9	26,12	31,35	36,57	41,8	47,02

Результаты расчета значений продольных напряжений, вызванных действием изгиба и внутреннего давления приведены в приложении А.

3.7 Зависимость коэрцитивной силы, измеренной в продольном направлении от величины продольных напряжений

По полученным в расчетным и экспериментальным данным были построены зависимости коэрцитивной силы, H_c от величины продольных напряжений, возникающих в стенке трубопровода от действия изгиба [8, 9].

На рисунке 3.9 представлен график зависимости изменения коэрцитивной силы, измеренной в продольном направлении, от величины продольных напряжений, вызванных действием поперечного изгиба.

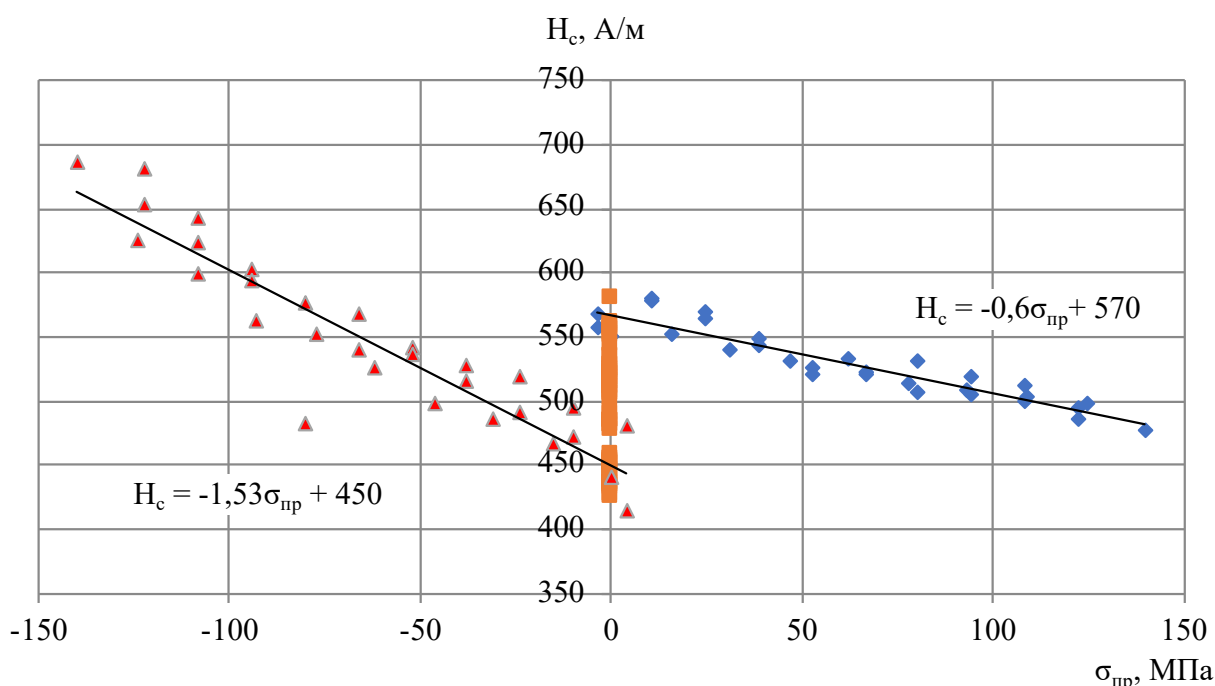


Рисунок 3.9 – Зависимость коэрцитивной силы, измеренной в продольном направлении от величины продольных напряжений, возникающих от поперечного изгиба

Из графика видно, что сжимающие напряжения при изгибе приводят к увеличению значений коэрцитивной силы, измеренной в продольном направлении, тогда как растягивающие напряжения приводят к ее уменьшению.

Стоит отметить, что данный вывод совпадает с результатами, представленными в работе [15, 16], полученными при исследовании в

зависимости коэрцитивной силы металла от величины главных напряжений, возникающих при кручении.

На рисунках 3.10-3.18 представлены графики зависимости изменения коэрцитивной силы, измеренной в продольном направлении, от величины продольных напряжений, вызванных действием поперечного изгиба и внутреннего давления.

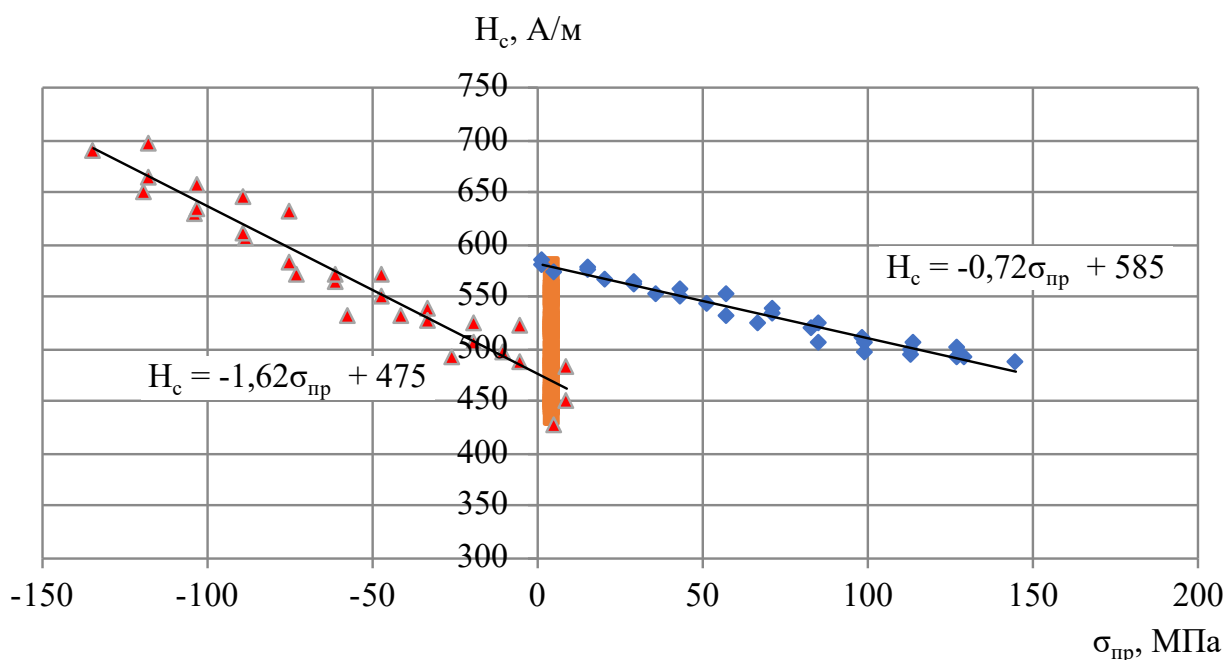


Рисунок 3.10 – Зависимость коэрцитивной силы, измеренной в продольном направлении от величины продольных напряжений, возникающих от поперечного изгиба и действия внутреннего давления ($P = 0,5$ МПа)

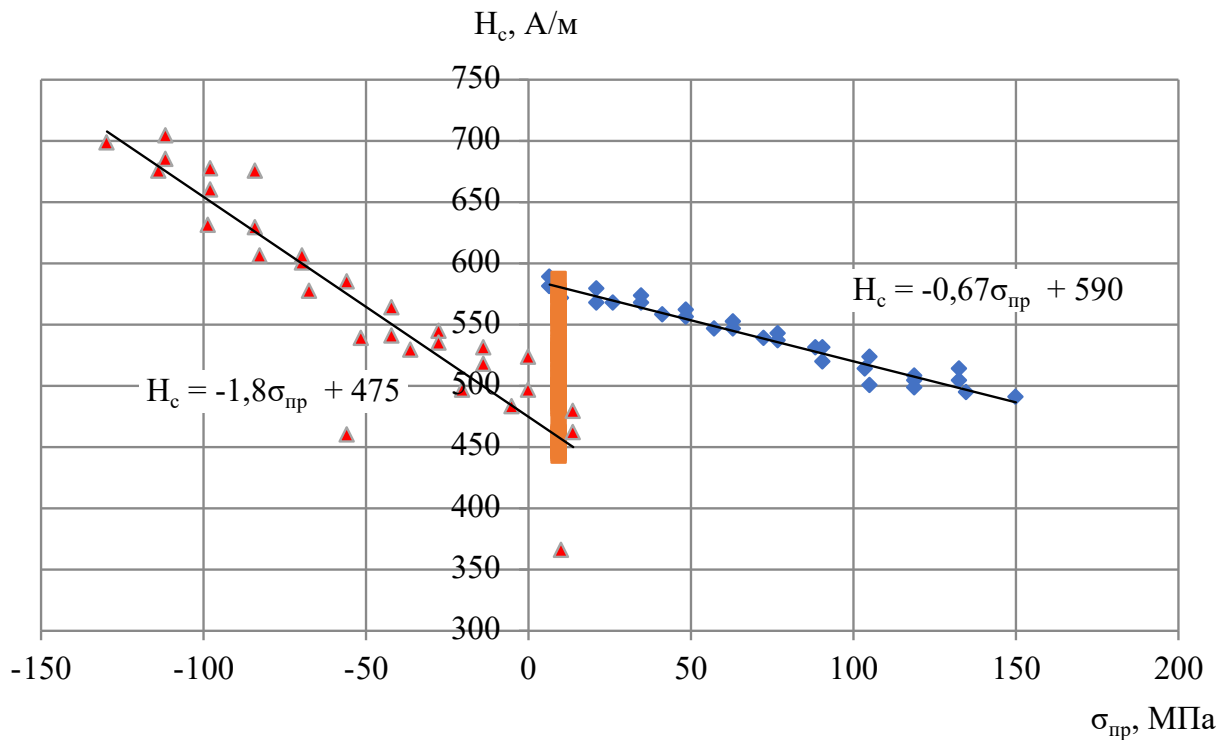


Рисунок 3.11 – Зависимость коэрцитивной силы, измеренной в продольном направлении от величины продольных напряжений, возникающих от поперечного изгиба и действия внутреннего давления ($P = 1,0 \text{ МПа}$)

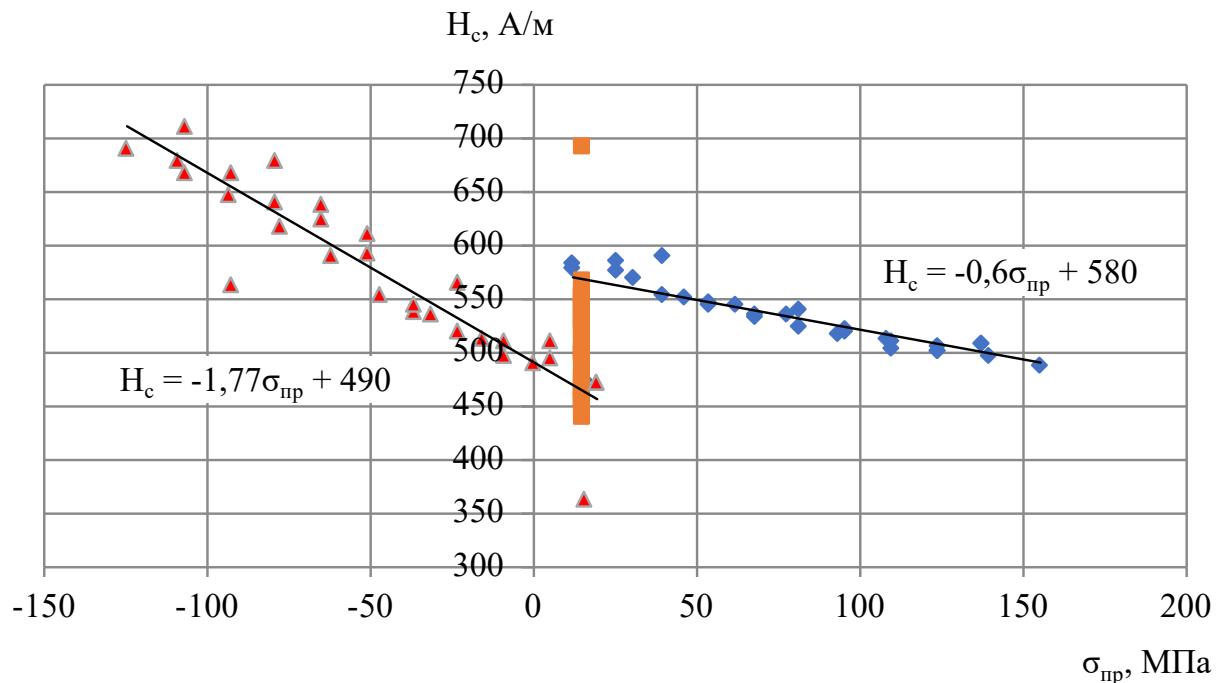


Рисунок 3.12 – Зависимость коэрцитивной силы, измеренной в продольном направлении от величины продольных напряжений, возникающих от поперечного изгиба и действия внутреннего давления ($P = 1,5 \text{ МПа}$)

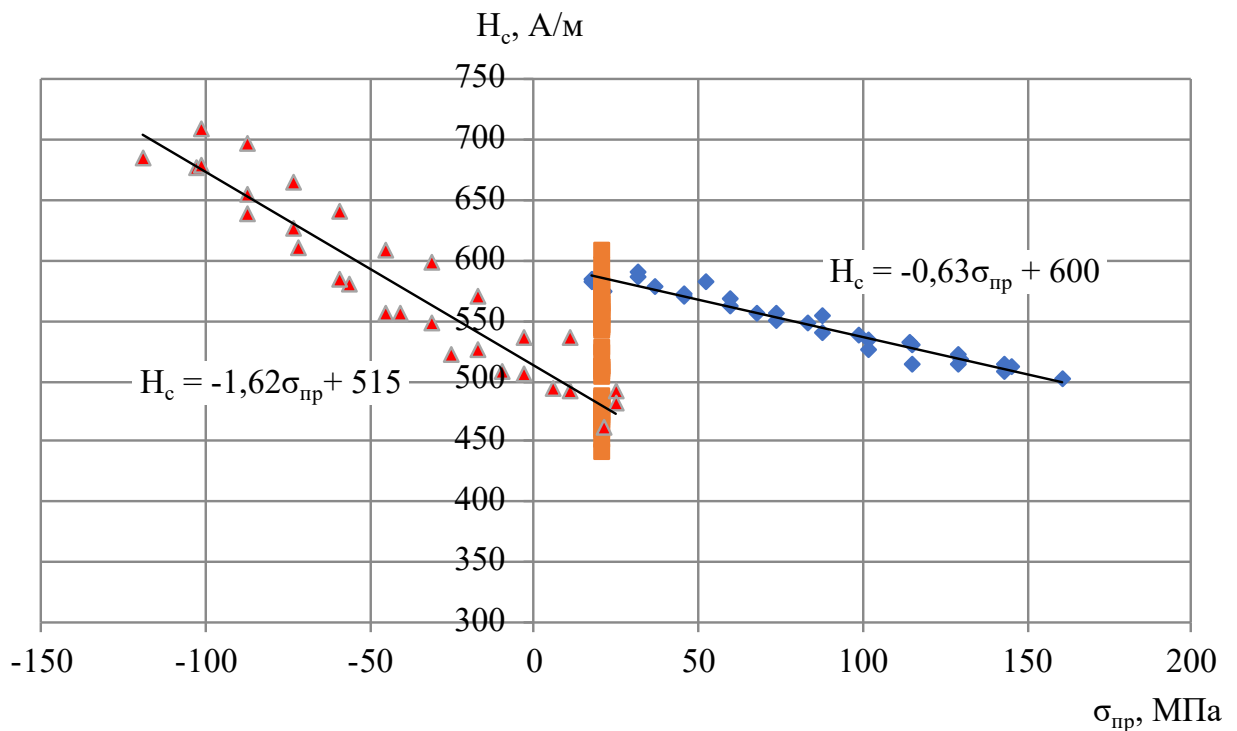


Рисунок 3.13 – Зависимость коэрцитивной силы, измеренной в продольном направлении от величины продольных напряжений, возникающих от поперечного изгиба и действия внутреннего давления ($P = 2,0 \text{ МПа}$)

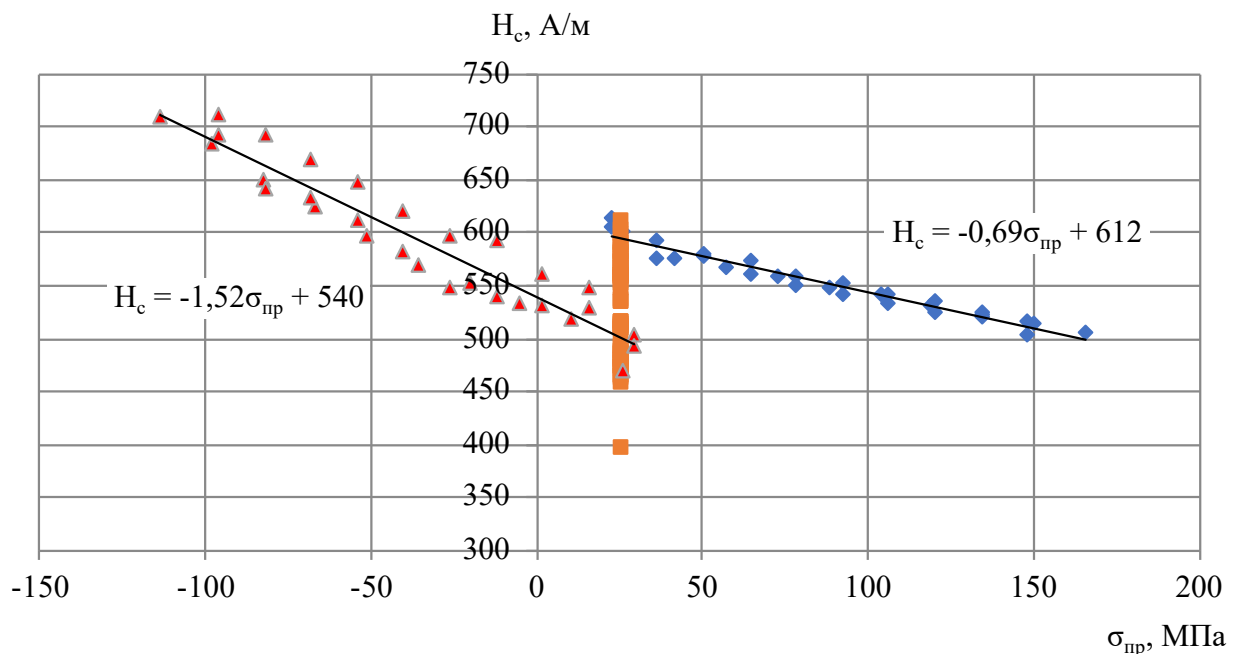


Рисунок 3.14 – Зависимость коэрцитивной силы, измеренной в продольном направлении от величины продольных напряжений, возникающих от поперечного изгиба и действия внутреннего давления ($P = 2,5 \text{ МПа}$)

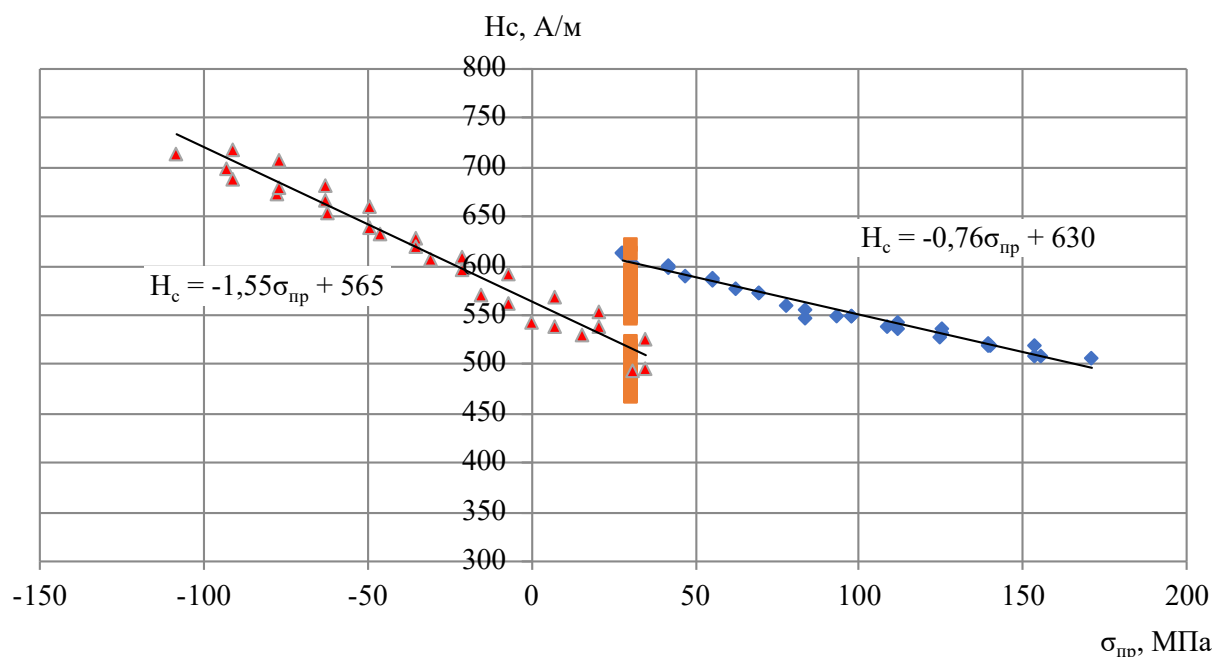


Рисунок 3.15 – Зависимость коэрцитивной силы, измеренной в продольном направлении от величины продольных напряжений, возникающих от поперечного изгиба и действия внутреннего давления ($P = 3,0$ МПа)

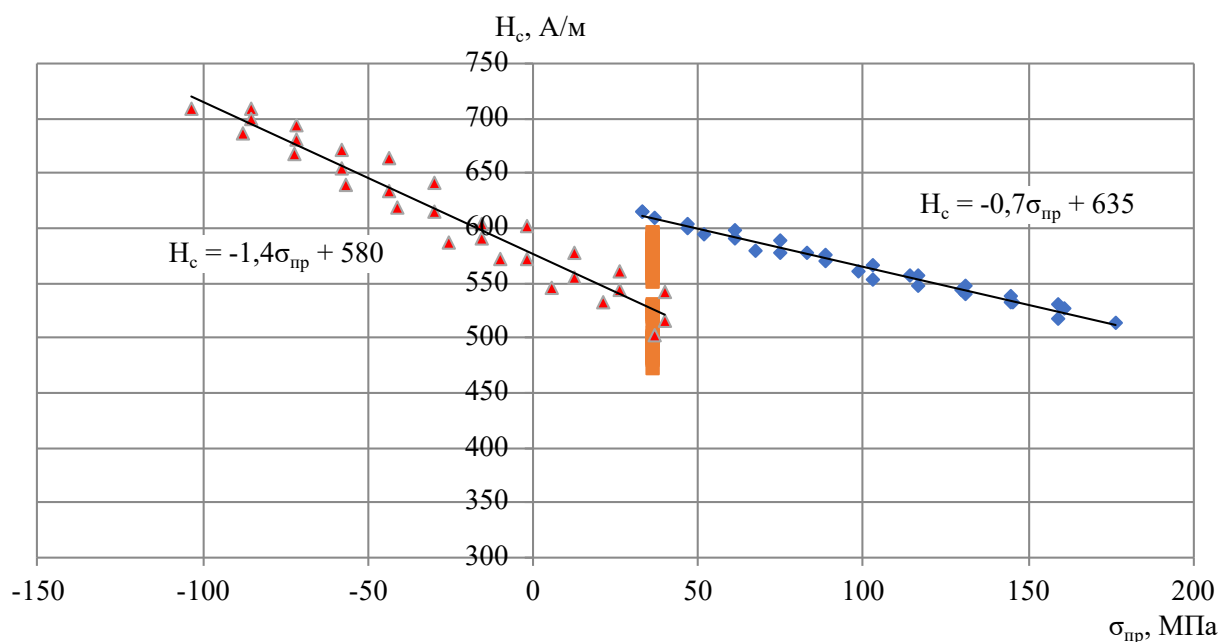


Рисунок 3.16 – Зависимость коэрцитивной силы, измеренной в продольном направлении от величины продольных напряжений, возникающих от поперечного изгиба и действия внутреннего давления ($P = 3,5$ МПа)

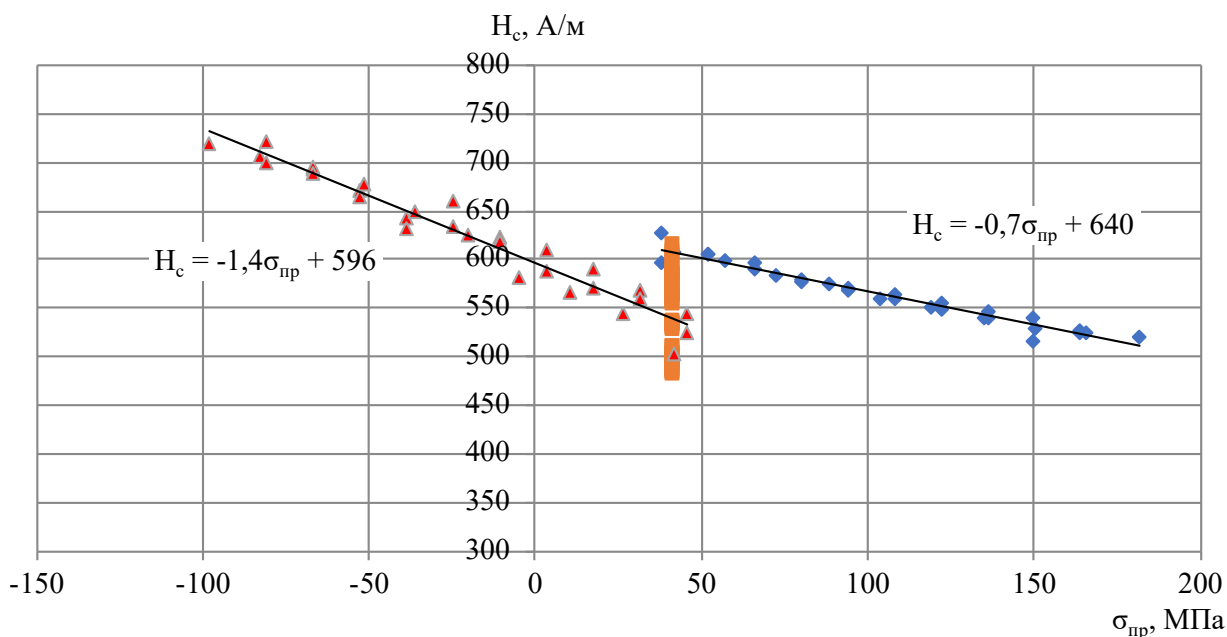


Рисунок 3.17 – Зависимость коэрцитивной силы, измеренной в продольном направлении от величины продольных напряжений, возникающих от поперечного изгиба и действия внутреннего давления ($P = 4,0$ МПа)

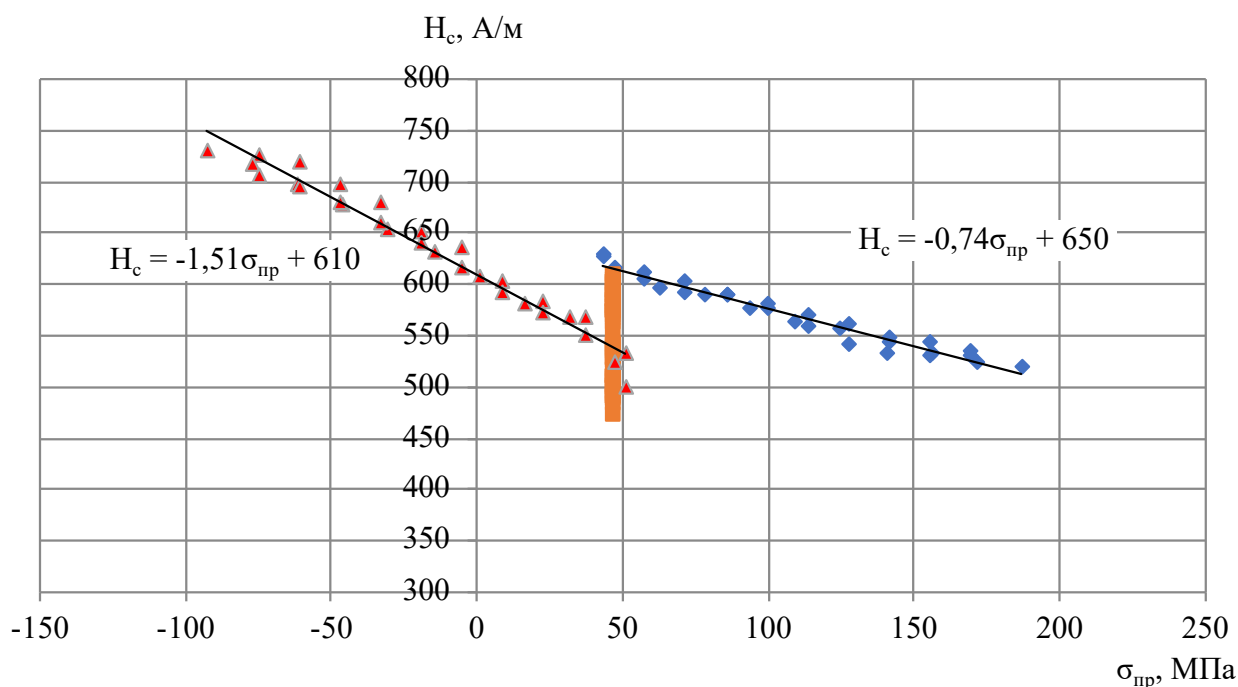
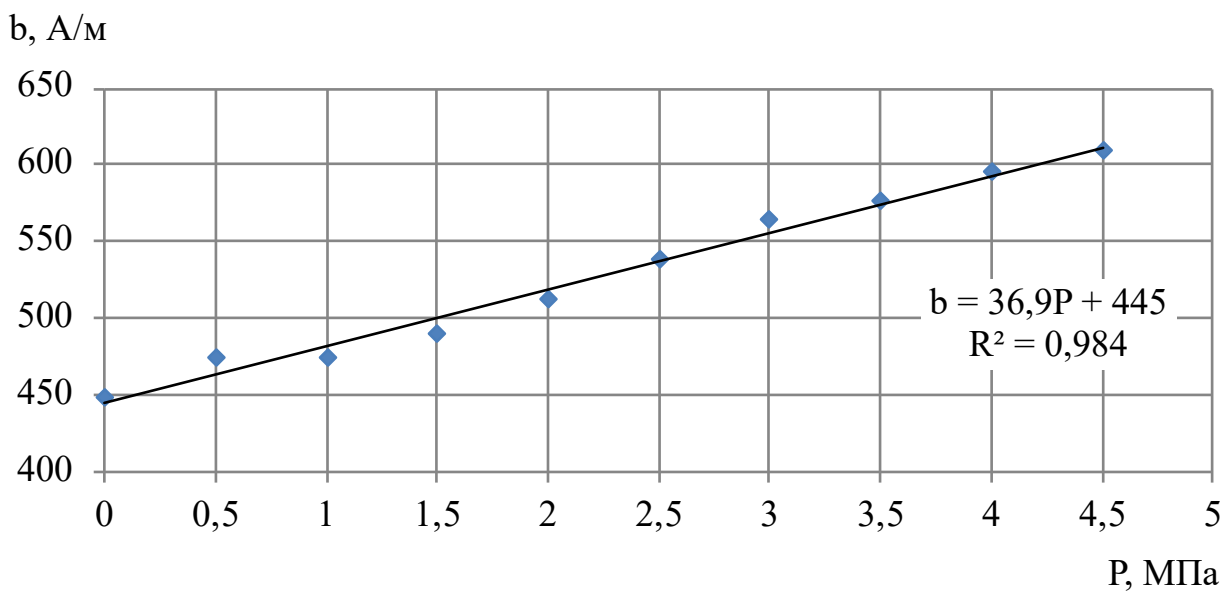
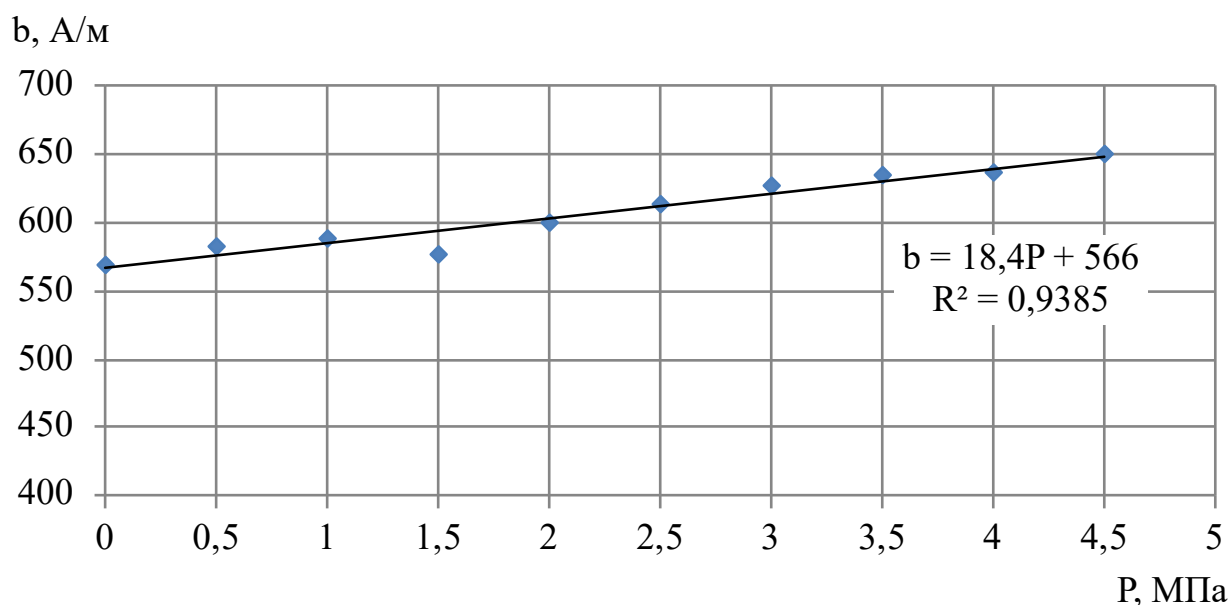


Рисунок 3.18 – Зависимость коэрцитивной силы, измеренной в продольном направлении от величины продольных напряжений, возникающих от поперечного изгиба и действия внутреннего давления ($P = 4,5$ МПа)

Как видно из вышепредставленных графиков, при увеличении значения внутреннего давления, действующего на стенку испытательного стенда, наблюдается тенденция увеличения коэффициента b в линейных уравнениях зависимости $H_c(\sigma_{пр})$. Данное замечание справедливо для уравнений, описывающих действие как сжимающих напряжений ($\sigma_{пр} < 0$), так и растягивающих ($\sigma_{пр} > 0$) (рисунок 3.19) [8, 9, 61].



а)



б)

Рисунок 3.19 – Зависимость изменения коэффициента b от действия внутреннего давления: а) в зоне сжатия; б) в зоне растяжения

На рисунке 3.20 представлены графики зависимости коэффициента b от давления для зон сжатия и растяжения соответственно.

$$\begin{aligned} b &= 36,9P + 445, \text{ при } \sigma_{\text{пр}} < 0, \\ b &= 18,4P + 566, \text{ при } \sigma_{\text{пр}} > 0. \end{aligned} \quad (3.5)$$

В качестве уравнений, описывающих зависимость коэрцитивной силы от продольных напряжений, были приняты усредненные зависимости.

$$\begin{aligned} H_{\text{с_сжат}} &= -1,6\sigma_{\text{сжат}} + 528, \\ H_{\text{с_раст}} &= -0,72\sigma_{\text{раст}} + 607. \end{aligned} \quad (3.6)$$

Подставив данные выражения в уравнения зависимости коэрцитивной силы, измеренной в продольном направлении, от величины продольных напряжений, возникающих при поперечном изгибе и под воздействием внутреннего давления, и выразив из полученных выражений напряжения, получим следующие зависимости для нахождения сжимающих и растягивающих напряжений в нагруженной конструкции:

$$\begin{aligned} \sigma_{\text{сжат}} &= \frac{H_{\text{с_сжат}} - 36,9P - 445}{-1,6}, \\ \sigma_{\text{раст}} &= \frac{H_{\text{с_раст}} - 18,4P - 566}{-0,72}. \end{aligned} \quad (3.7)$$

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 3

1. В соответствии с теорией планирования эксперимента разработана методика проведения стендовых испытаний, моделирующих плосконапряженное состояние стенок труб, испытывающих воздействие поперечного изгиба и внутреннего давления среды, для оценки напряженно-деформированного состояния на основе измерений коэрцитивной силы металла, включая:

– выбор и обоснование приборов и оборудования для проведения экспериментальных исследований;

– обоснование выбора конструкции стенда для моделирования плосконапряженного состояния стенок труб.

2. Проведены две группы экспериментальных исследований по оценке продольных напряжений в стенках трубопроводов, находящихся под действием плосконапряженного состояния по результатам измерений коэрцитивной силы металла, заключающиеся в поэтапном нагружении стенда внутренним давлением и изгибом с одновременной регистрацией измерений коэрцитивной силы металла трубопровода: группа 1. испытания на поперечный изгиб и группа 2. испытания на нагружение поперечным изгибом и внутренним давлением.

3. Экспериментально получены зависимости изменения коэрцитивной силы, измеренной в продольном направлении трубопровода, от величины продольных напряжений, вызванных действием поперечного изгиба и внутреннего давления.

4. Установлено, что при увеличении значения внутреннего давления, действующего на стенку испытательного стенда, наблюдается тенденция увеличения коэффициента b в линейных уравнениях зависимости коэрцитивной силы, измеренной в продольном направлении от величины продольных напряжений, возникающих от поперечного изгиба и действия внутреннего давления $H_c(\sigma_{пр})$. Данное замечание справедливо для уравнений,

описывающих действие как сжимающих ($\sigma_{пр} < 0$), так и растягивающих ($\sigma_{пр} > 0$) напряжений.

5. Получены и обоснованы математические выражения для нахождения продольных напряжений в зоне действия максимальных сжимающих и растягивающих напряжений в сечении трубопровода по измерениям коэрцитивной силы металла с учетом действия внутреннего давления и изгиба.

ГЛАВА 4 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ НАЧАЛЬНОГО НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА ДЛЯ ПУСКО-НАЛАДКИ СИСТЕМЫ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА

4.1 Методика оценки начального напряженно-деформированного состояния участка трубопровода на примере выполнения пуско-наладки системы волоконно-оптического мониторинга

Как было отмечено в первой главе настоящей диссертационной работы метод оценки напряженно-деформированного состояния, основанный на применении волоконно-оптических сенсоров деформации относится к группе т.н. «отнулевых» методов, показывая лишь приращение напряжений в конструкции, а не их абсолютные значения.

Кроме того, установлено, что для корректной эксплуатации данной системы мониторинга, в частности, выполнения пуско-наладки, калибровки и верификации показаний при отклике волоконно-оптической системы необходим учет начальных деформаций, возникающих в стенках нефтегазопроводов после проведения монтажных работ участка.

Известно, что согласно СП 86.13330.2012, а также иным отраслевым нормативным документам по оценке и ремонту дефектных участков трубопроводов, при проектировании трубопроводов, в качестве допустимого радиуса изгиба регламентируется принимать значение не менее 1000 диаметров трубы [93]. При определении изгибной составляющей продольных напряжений, закладывая в расчет нормативное значение радиуса упругого изгиба (1000D), имеем 100 МПа. Очевидно, что данное значение может вносить существенный вклад в общее напряженное состояние конструкции.

Для выполнения пуско-наладки волоконно-оптической системы мониторинга, в качестве величины деформаций трубопровода (ϵ_{Σ}), следует принимать сумму величин базовой деформации трубопровода, имеющуюся на

участке мониторинга до монтажа ВОС и деформации трубопровода, измеренной ВОС по формуле 1.1.

При выполнении пусконаладочных работ по настройке волоконно-оптической системы мониторинга возможны следующие два случая:

1. Трубопровод уложен в траншею, при этом трубопровод не засыпан грунтом.

Поскольку в рассматриваемом случае грунт не оказывает воздействия на участок трубопровода, напряжения в участке, вызванные изгибом, предлагается определять по методике, описанной в работе [9]. Согласно разработанной автором методике оценка напряжений ведется по профилю его упругой линии, зарегистрированной в результате геометрического нивелирования верхней образующей трубы в контрольных точках.

При реализации данной методики для геодезической съемки участков используют теодолит и рейку. При этом рекомендуется применять геодезические приборы относящиеся к первому классу точности, обеспечивающие точность измерений не хуже $\pm 0,1$ мм.

2. Трубопровод уложен в траншею и засыпан грунтом.

Данный вариант является предпочтительным для наиболее точной оценки начальных (нулевых) деформаций, возникших в конструкции, поскольку при производстве земляных работ по засыпке трубопровода грунтом возможно отклонение оси от проектного положения вследствие силового взаимодействия участка трубопровода с окружающим его грунтом.

Известно, что изменение проектного положения оси трубопровода, приводит к появлению изгиба с недопустимо малым значением радиуса кривизны и превышению допустимых значений изгибных напряжений, действующих в сечении трубы.

На базе выполненных теоретических и экспериментальных исследований, изложенных в настоящей диссертационной работе, разработана методика и алгоритм для ее реализации, позволяющие оценить начальное напряженно-деформированное состояние участка подземного трубопровода

на примере выполнения пуско-наладки системы волоконно-оптического мониторинга.

Разработанная в диссертационной работе методика выполнения пуско-наладки волоконно-оптической системы мониторинга и алгоритм для ее реализации состоят из комплекса методов, включающего последовательное использование метода оценки кривизны трубопровода и магнитного метода, основанного на измерении коэрцитивной силы. Предлагаемая методика позволяет вести учет внутреннего давления продукта при коэрцитиметрических измерениях и оценке напряженного состояния стенок действующего трубопровода.

Реализацию методики предлагается проводить в несколько этапов:

Этап 1. Выполнение монтажа волоконно-оптических датчиков на поверхность контролируемого участка трубопровода.

Рекомендации по выполнению монтажа волоконно-оптических датчиков на поверхность контролируемого участка трубопровода представлены в работе [45]. В диссертационной работе выполнены расчеты погрешности при оценке продольных напряжений в сечении трубопровода при разной конфигурации волоконно-оптических сенсоров. Автором предлагается выполнять монтаж трех волоконно-оптических датчиков на поверхность контролируемого участка трубопровода, располагая их по окружности трубопровода с угловой ориентацией в 120 град. с вершиной в оси трубопровода.

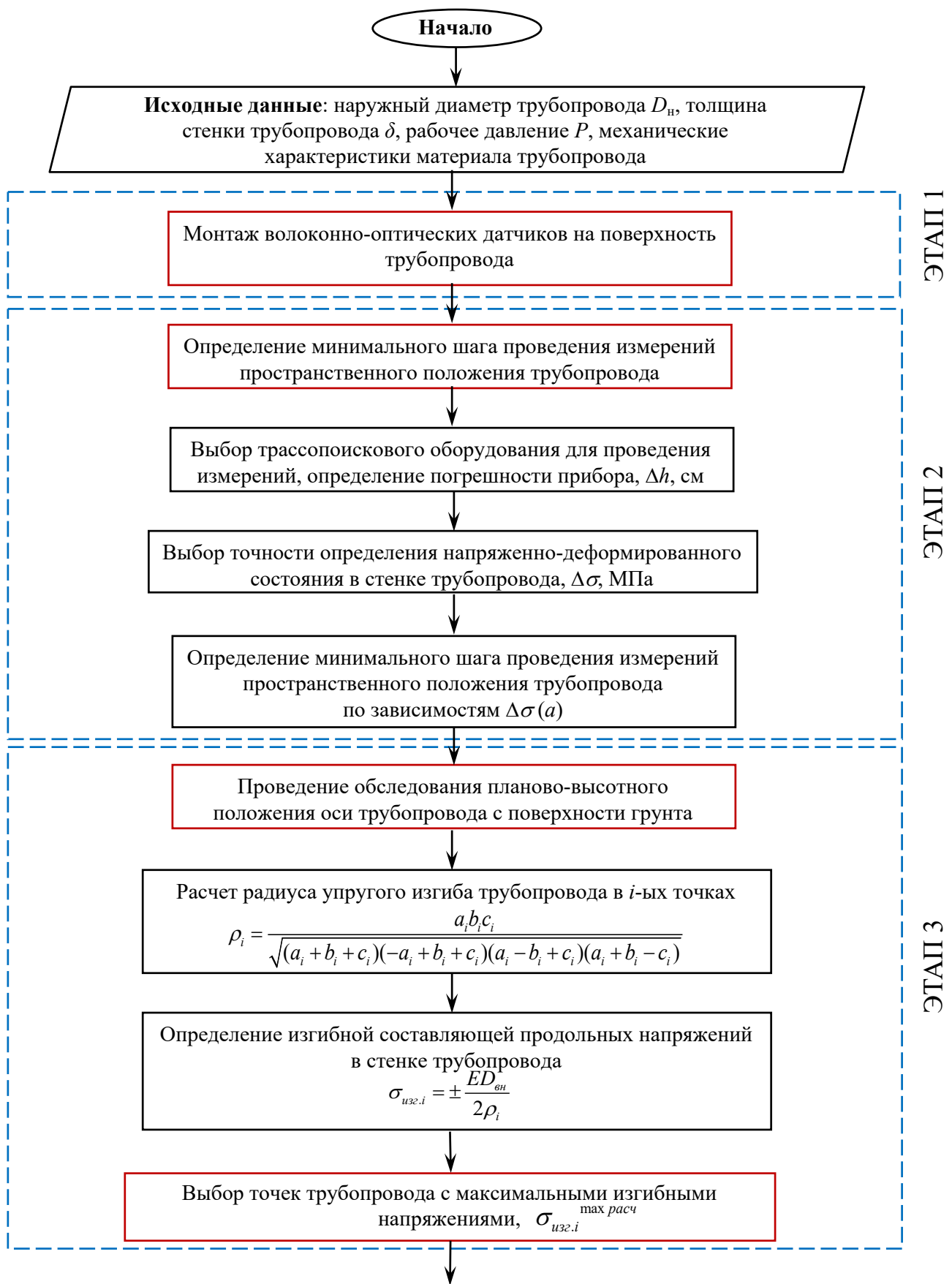
Этап 2. Определение минимального шага проведения измерений пространственного положения участка трубопровода трассопоисковым оборудованием с поверхности грунта.

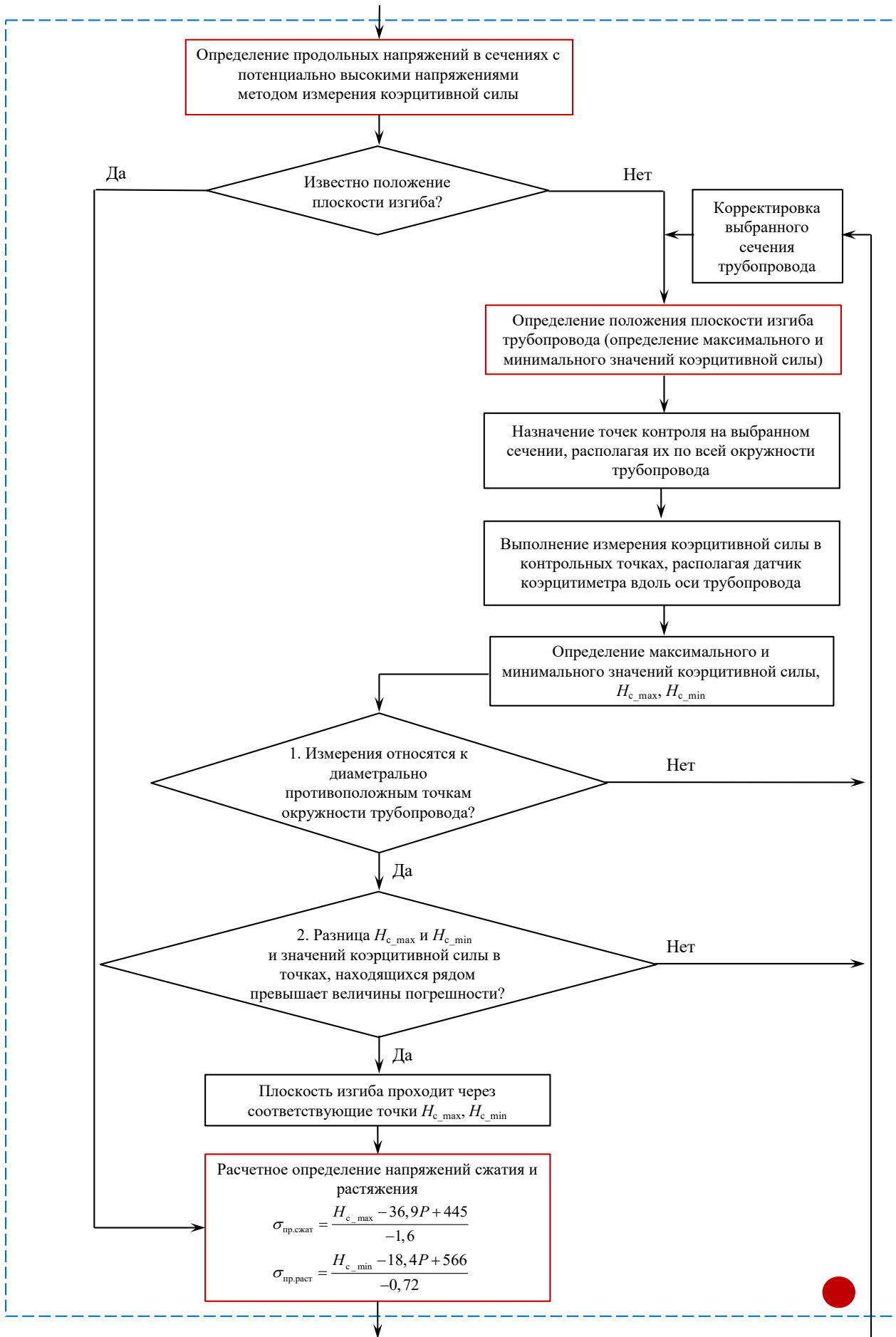
Этап 3. Определение пространственного положения трубопровода и последующий расчет изгибных напряжений на основе измерений локальных радиусов изгиба. Выбор на участке трубопровода сечений со значениями продольных изгибных напряжений, превышающих величину 50 МПа.

Этап 4. Определение плоскости изгиба на выбранных опасных сечениях трубопровода с последующим уточнением точек сжатия и растяжения. Определение значений продольных напряжений в стенке трубопровода по результатам измерения коэрцитивной силы.

Этап 5. Верификация значений продольных напряжений, рассчитанных по результатам измерения кривизны оси трубопровода и значениями продольных напряжений, полученных по результатам измерения коэрцитивной силы. Определение величины продольной базовой (начальной) деформации для настройки волоконно-оптической системы по рассчитанным продольным напряжениям, полученным в результате измерения планово-высотного положения участка трубопровода.

Алгоритм реализации методики оценки начального напряженно-деформированного состояния участка трубопровода для пуско-наладки системы волоконно-оптического мониторинга представлен на рисунке 4.1.





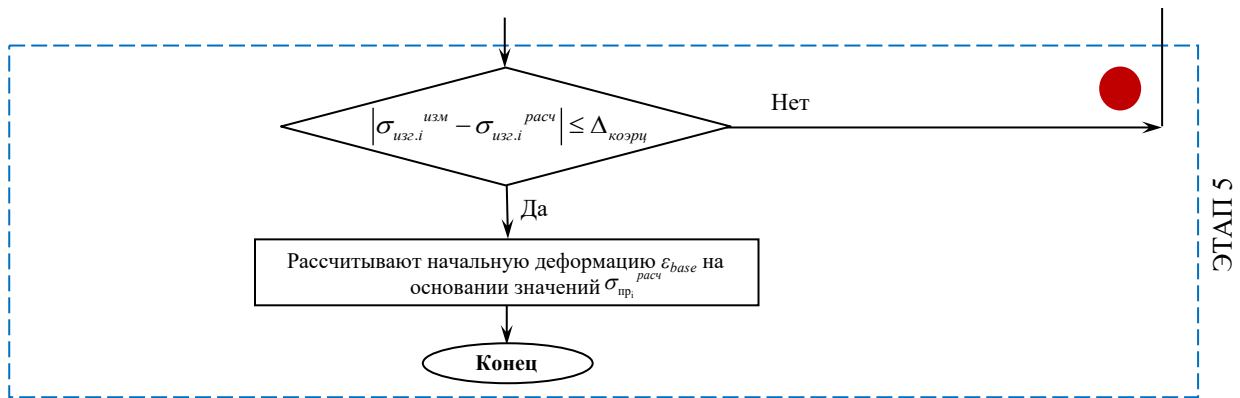


Рисунок 4.1 – Алгоритм реализации методики оценки начального напряженно-деформированного состояния участка трубопровода для пуско-наладки системы волоконно-оптического мониторинга

4.2 Оценка напряженно-деформированного состояния участка трубопровода по результатам измерения пространственного положения с поверхности грунта

В соответствии с разработанной в диссертационном исследовании методикой, после выполнения монтажа волоконно-оптических датчиков деформации на участок трубопровода предполагается определение пространственного положения трубопровода и последующий расчет изгибной составляющей продольных напряжений на основе измерений локальных радиусов изгиба по формуле (4.1):

$$\sigma_{\text{пр.М}_i} = \pm \frac{ED_{\text{вн}}}{2\rho_i}, \quad (4.1)$$

где E – модуль упругости (модуль Юнга), МПа;

ρ – радиус упругого изгиба оси трубопровода, см.

Определить значение радиуса изгиба предлагается выполнять на основании результатов измерения пространственного положения участка трубопровода с поверхности грунта. При этом необходимо определить минимальный шаг выполнения измерений кривизны оси трубопровода.

В рамках реализации **второго этапа** разработанной методики для определения минимального шага выполнения измерений пространственного

положения трубопровода при оценке напряженного-деформированного состояния с поверхности грунта предлагается использовать зависимости абсолютного значения разности между максимальными изгибными напряжениями от минимального шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования либо математическую модель определения минимального шага выполнения измерений кривизны оси трубопровода. Порядок получения данных зависимостей подробно изложен в п. 2.2 настоящей работы.

При этом, в обоих случаях, при определении оптимального шага проведения измерений пространственного положения необходимо задаться двумя параметрами:

1. Погрешность выбранного для проведения измерений трассопоискового оборудования, Δh , см;
2. Точность определения напряженно-деформированного состояния в стенке трубопровода, $\Delta \sigma$, МПа.

На **третьем этапе** реализации разработанной методики производится определение координат оси трубопровода. Определить пространственное положение трубопровода в точке, находящейся на поверхности, возможно с применением трассопоискового оборудования, предназначенного для обнаружения пространственного положения трубопровода. Примером такого прибора является измерительный комплекс БИТА-1, принцип действия которого основан на электромагнитных измерениях. Данный прибор обеспечивает точность измерений $\pm 5\%$.

Результатом мониторинга пространственного положения подземного магистрального трубопровода являются данные в виде набора геодезических координат точек $x_i; y_i; z_i$, где $i = 1, 2, \dots, n$ соответствуют номерам точек измерений, n – количество точек измерения на рассматриваемом участке [45].

В рамках данного этапа реализации методики по результатам измерений пространственного положения контролируемого участка

трубопровода проводится расчет радиуса кривизны трубопровода согласно методике, описанной в п. 1.5, по формуле (4.2):

$$\rho_i = \frac{a_i b_i c_i}{\sqrt{(a_i + b_i + c_i)(-a_i + b_i + c_i)(a_i - b_i + c_i)(a_i + b_i - c_i)}}. \quad (4.2)$$

На основании величин радиуса кривизны, полученных для каждой точки трубопровода, производится расчет изгибной составляющей продольных напряжений согласно формуле (4.1) с последующим выбором точек трубопровода с максимальными значениями изгибных напряжений, рассчитанные значения напряжения изгиба в которых превышают величину 50 МПа. Данные точки назначаются «опасными» с целью проведения в них дополнительного обследования магнитным методом.

Однако, в случае если изгибные напряжения, рассчитанные по результатам измерения пространственного положения трубопровода, в каждой точке контролируемого участка не превышают значения 50 МПа, то при настройке системы мониторинга на базе волоконно-оптических датчиков рекомендуется не учитывать начальные (базовые) деформации.

4.3 Методика определения напряженно-деформированного состояния по результатам измерения коэрцитивной силы стенок участков нефтегазопроводов

4.3.1 Определение плоскости изгиба участка трубопровода

В рамках реализации **четвертого этапа** разработанной методики выделенные точки трубопровода с напряжениями, превышающими значение 50 МПа, необходимо дополнительно обследовать с применением магнитного метода, основанного на измерении коэрцитивной силы. При этом для нахождения значений продольных напряжений по формулам (3.12), необходимо определить плоскость изгиба участка трубопровода.

Как правило, при проведении контроля, данные о положении плоскости изгиба отсутствуют. В связи с чем, актуальным является вопрос определения

плоскости изгиба участка, с последующим нахождением зон максимальных сжатия и растяжения.

В разработанной методике предложен способ определения точек растяжения и сжатия, основанный на зависимости, полученной в п. 3.7, согласно которой сжимающие напряжения, вызванные изгибом, приводят к увеличению значений коэрцитивной силы измеренной в продольном направлении, в то время как растягивающие напряжения приводят к её уменьшению.

Определение плоскости изгиба опасного сечения на контролируемом участке рекомендуется производить в следующем порядке:

1. На подготовительном этапе для проведения измерений коэрцитивной силы необходимо откапать трубопровод.

2. Для определения плоскости изгиба в контролируемом сечении выбирается 12 точек, соответствующих часовой ориентации по окружности трубы и расположенных с шагом 1 час (30 град.) (12 часов – верхняя образующая трубы, 6 часов – нижняя образующая трубы и т.д.).

3. Выполняют измерения коэрцитивной силы в контрольных точках, располагая датчик коэрцитиметра вдоль оси трубопровода.

4. Измеренные значения коэрцитивной силы рассматриваются как одномерный массив, а впоследствии находятся минимальное и максимальное значения, соответствующие зонам растяжения и сжатия. При этом полученные точки должны удовлетворять следующим требованиям:

1. Измерения должны относиться к диаметрально противоположным точкам окружности трубопровода: точка, в которой значение коэрцитивной силы минимально, связана с зоной максимальных растяжений, а точка с максимальным значением коэрцитивной силы – с зоной максимального сжатия. В разработанном алгоритме данное условие реализуется согласно выражению (4.3):

$$p_{\text{max}} + \frac{P}{2} = p_{\text{min}} , \quad (4.3)$$

где p – количество точек на сечении, $p = 12$;
 p_{max} – точка, соответствующая зоне сжатия;
 p_{min} – точка, соответствующая зоне растяжения.

2. Разница между максимальным (минимальным) значением коэрцитивной силы, соответствующим зоне растяжения (сжатия), и значениями коэрцитивной силы в точках, находящихся рядом, должна превышать величину погрешности прибора. Данное условие реализуется согласно выражению (4.4):

$$\begin{aligned} \frac{H_c[p_{\text{max}}] - H_c[p_{\text{max}+1}]}{H_c[p_{\text{max}}]} \cdot 100\% > 5\% , \\ \frac{H_c[p_{\text{max}}] - H_c[p_{\text{max}-1}]}{H_c[p_{\text{max}}]} \cdot 100\% > 5\% , \\ \frac{H_c[p_{\text{min}+1}] - H_c[p_{\text{min}}]}{H_c[p_{\text{min}+1}]} \cdot 100\% > 5\% , \\ \frac{H_c[p_{\text{min}-1}] - H_c[p_{\text{min}}]}{H_c[p_{\text{min}-1}]} \cdot 100\% > 5\% . \end{aligned} \tag{4.4}$$

В случае если полученные точки удовлетворяют отмеченным выше условиям, они принимаются в качестве зон растяжения и сжатия соответственно. Через эти точки проходит плоскость изгиба с углом относительно вертикали γ .

4.3.2 Определение значений продольных напряжений в стенке трубопровода

Согласно разработанной в диссертационной работе методике на данном этапе с целью нахождения продольных механических напряжений в стенке трубопровода, значения коэрцитивной силы, измеренные в точках, соответствующих зонам максимального растяжения и сжатия, подставляются в ранее полученные зависимости для оценки напряженного состояния стенок нефтегазопроводов, работающих под давлением (3.12):

$$\sigma_{пр.сжат} = \frac{H_{c_max} - 36,9P - 445}{-1,6},$$

$$\sigma_{пр.раст} = \frac{H_{c_min} - 18,4P - 566}{-0,72}.$$

Для определения напряжений, связанных с изгибом, из полученных значений вычитается компонента продольных напряжений, вызванных действием внутреннего давления:

$$\sigma_{изг.i}^{изм} = \sigma_{пр.сжат} - \sigma_0,$$

$$\sigma_{изг.i}^{изм} = \sigma_{пр.раст} - \sigma_0,$$

где σ_0 – продольные напряжения от внутреннего давления, МПа, определяемые как:

$$\sigma_0 = \mu \frac{PD_{вн}}{2\delta_n}, \quad (4.5)$$

где μ – коэффициент поперечной деформации (коэффициент Пуассона), для стали $\mu = 0,3$.

4.4 Методика расчета нулевой деформации нефтегазопроводов

На заключительном этапе реализации разработанной в диссертационной работе методики выполняется определение величины продольной базовой (начальной) деформации для занесения данных при проведении пуско-наладки системы мониторинга. При этом значение базовой деформации предлагается оценивать по рассчитанным напряжениям, полученным в результате измерения плано-высотного положения участка трубопровода ($\sigma_{изг.i}^{расч}$).

Предполагается, что при принятии напряжений, рассчитанных по результатам измерения пространственного положения, в качестве базовых, необходимо выполнить сравнение значений изгибных напряжений, рассчитанных по результатам измерения плано-высотного положения и

значений изгибных напряжений, полученных по результатам измерения коэрцитивной силы ($\sigma_{изг.i}^{изм}$).

В случае если результаты определения изгибной составляющей продольных напряжений в точках, характеризующихся повышенными значениями напряжений, отличаются друг от друга на величину, не превышающую погрешность измерений для магнитного метода ($\Delta_{коэрц}$), то рассчитанные на третьем этапе предлагаемой методики значения напряжений принимаются для заложения в настройку системы ВОС. В противном случае рекомендуется выполнить повторное сравнение полученных результатов для соседнего сечения.

Поскольку при выполнении пусконаладочных работ по настройке волоконно-оптической системы определение значений деформаций требуется производить в точках установки датчиков, а выражения (3.12) позволяют определить продольные напряжения (деформации) в стенке сечения трубопровода в точках, через которые проходит плоскость изгиба (зонах максимального сжатия и растяжения), то выполняется пересчет полученных результатов для точки размещения ВОС.

При определении величины продольной базовой деформации важно учитывать конфигурацию волоконно-оптических датчиков деформации, а также положение плоскости изгиба в сечении рассматриваемого трубопровода.

Согласно разработанной методике выполнения пусконаладочных работ нахождение плоскости изгиба в сечении участка трубопровода по результатам измерения коэрцитивной силы металла выполняется только в точках, напряжения изгиба в которых превышает 50 МПа. Вместе с тем, для пересчета величины продольной деформации для конкретной точки размещения волоконно-оптического датчика необходима информация о положении плоскости изгиба в каждой точке контролируемого участка.

Известно, что положение плоскости изгиба в сечении нефтегазопроводов существенно не изменяется на участке длиной до 100 м.

Учитывая это, в методике предполагается, что угол наклона плоскости изгиба на участках, располагающихся до и после опасного сечения, задается по результатам нахождения искомой плоскости в этом сечении.

Рассмотрим подробно принцип расчета продольных деформаций в точке установки волоконно-оптических сенсоров.

Пусть имеется плоскость изгиба трубопровода с углом относительно вертикали γ и волоконно-оптический датчик с угловой координатой γ_0 (рисунок 4.2). Известно значение продольных напряжений в точках, соответствующих зонам сжатия и растяжения.

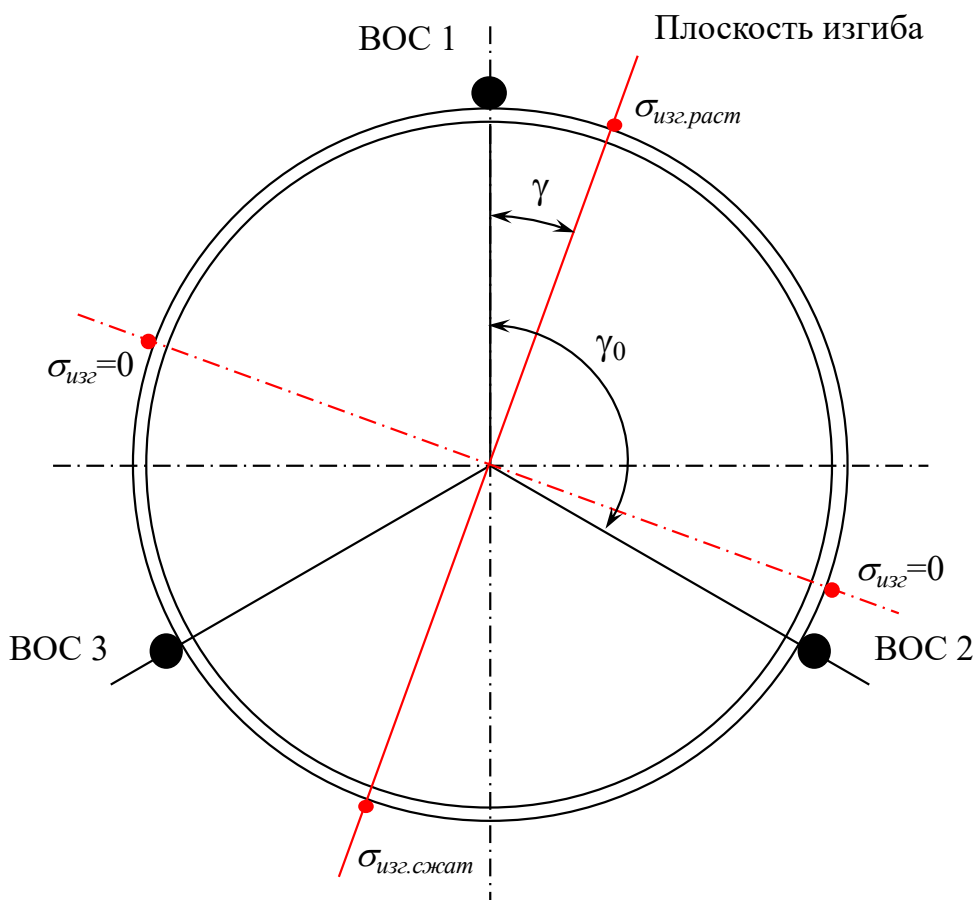


Рисунок 4.2 – К расчету изгибных напряжений в точке установки волоконно-оптического сенсора

Тогда значение изгибных напряжений в точке установки волоконно-оптического датчика ($\sigma_{изг.0}$) определяется следующим образом:

$$\sigma_{изг.0} = \sigma_{изг.i} \cos(\gamma_0 - \gamma), \quad (4.6)$$

где $\sigma_{изг.i}$ – значение изгибной составляющей продольных механических напряжений, в точках прохождения плоскости изгиба, МПа;

γ – угол между плоскостью изгиба и вертикалью, град.

γ_0 – угол между волоконно-оптическим датчиком деформации и вертикалью, град.

При определении продольных базовых деформаций на участке контроля для настройки ВОС пересчитанная для точки установки датчика величина изгибных напряжений суммируется с продольными напряжениями, вызванными действием внутреннего давления транспортируемой среды (σ_0).

Величина продольной деформации, связана с величиной соответствующих напряжений следующим образом:

$$\varepsilon_{np} = \frac{\sigma_{np}}{E} . \quad (4.7)$$

Тогда величина продольных базовых деформаций в трубопроводе для настройки волоконно-оптической системы мониторинга определяется согласно формуле (1.1).

4.5 Пример практической реализации разработанной методики

Рассмотрим пример практической реализации предложенной методики выполнения пуско-наладки волоконно-оптической системы мониторинга на участке магистрального газопровода диаметром 1420 мм.

Необходимо определить начальные (базовые) значения деформаций на участке магистрального газопровода для выполнения настройки системы волоконно-оптического мониторинга при пуско-наладке. Примем следующие условия эксплуатации: имеется участок магистрального газопровода подземного исполнения (диаметр – 1420 мм, толщина стенки – 16,8 мм), работающий под давлением 7,4 МПа. Протяженность контролируемого участка – 1,5 км, глубина заложения трубопровода составляет 3 м.

Этап 1. *Монтаж волоконно-оптических датчиков в контролируемый участок трубопровода.*

На поверхность контролируемого участка газопровода закрепляются три волоконно-оптических кабеля. При этом датчики деформации располагаются по окружности трубопровода с угловой ориентацией в 120 град. с вершиной в оси трубопровода.

Этап 2. *Определение минимального шага проведения измерений пространственного положения участка трубопровода трассопоисковым оборудованием с поверхности грунта.*

Поскольку рассматриваемый участок засыпан грунтом, в рамках второго этапа необходимо определить оптимальный шаг проведения измерений пространственного положения подземного магистрального газопровода.

Нахождение непосредственной оси газопровода и глубины заложения газопровода производится при помощи трассопоискового оборудования с погрешностью измерения глубины заложения трубопровода $\pm 5\%$. Принимаемая допустимая погрешность определения продольных напряжений принимается ± 50 МПа.

При определении минимального шага выполнения обследования плано-высотного положения необходимо перейти от относительного значения погрешности применяемого трассоискателя к абсолютному, с учетом глубины заложения контролируемого участка трубопровода. Абсолютное значение погрешности при глубине заложения 3 м составит ± 15 см.

Поскольку в рассматриваемом примере минимальный шаг проведения измерений пространственного положения определяется для трубопровода диаметром 1420 мм, а значение максимально-допустимой погрешности определения продольных напряжений составляет ± 50 МПа, то значения коэффициентов m и n , входящих в состав математической модели принимаются равными $1,15 \cdot 10^4$ и 0,32 соответственно (таблица 2.9).

Подставив данные коэффициенты в зависимость (2.14) для определения минимального шага проведения измерения съемки трассы подземного

магистрального трубопровода диаметром 1420 мм при произвольной допустимой погрешности определения продольных напряжений получим искомое значение оптимального шага между точками измерений:

$$a = (1,15 \cdot 10^4 \cdot 0,15 + 0,32)^{\frac{1}{2}} = 41,5 \text{ м.}$$

На рисунке 4.3 представлена зависимость абсолютного значения разности между максимальными изгибными напряжениями от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования для трубопровода диаметром 1420 мм.

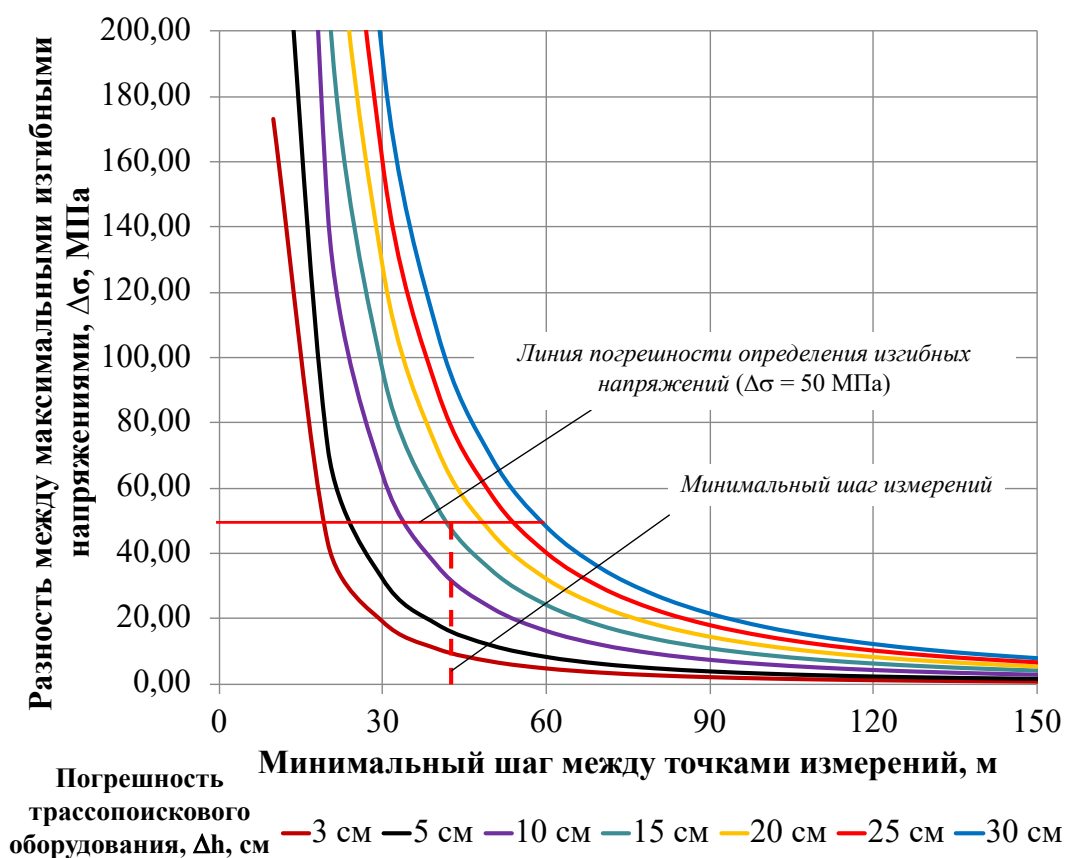


Рисунок 4.3 – Зависимость абсолютного значения разности между максимальными изгибными напряжениями от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования для трубопровода диаметром 1420 мм

Из графика видно, что линия допустимой погрешности определения продольных напряжений составляющей в ± 50 МПа пересекает кривую погрешности трассопоискового оборудования 15 см пересекает при значении минимального шага между точками измерений 43 м.

Значение минимального шага проведения измерений, рассчитанное при помощи предложенной математической модели и значение, снятое графика, представленного на рисунке 4.3, совпадает с минимальной погрешностью.

Этап 3. *Определение пространственного положения трубопровода и последующий расчет продольных напряжений на основе измерений локальных радиусов изгиба. Выбор точек участка трубопровода с максимальными значениями продольных напряжений.*

В рамках третьего этапа производится определение координат оси трубопровода трассопоисковым оборудованием с установленным минимальным шагом выполнения измерений пространственного положения и последующий расчет изгибных напряжений на основе измерений локальных радиусов изгиба.

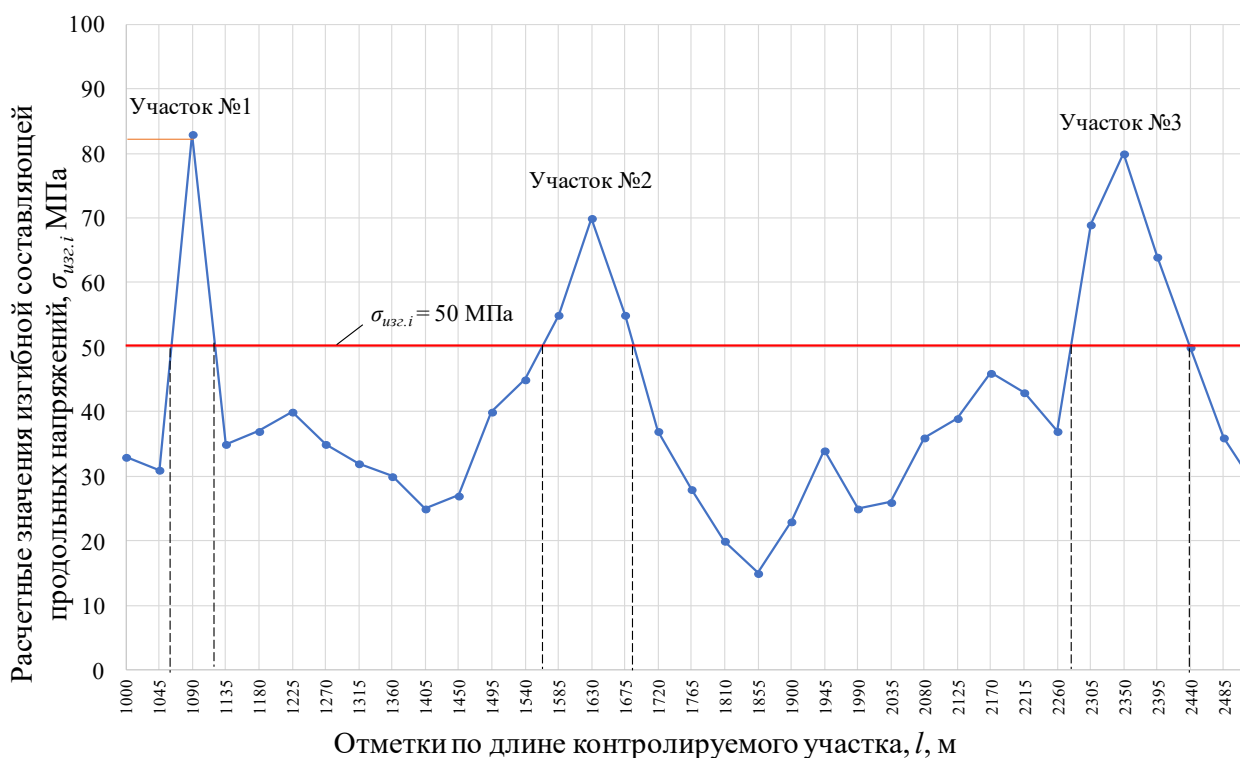


Рисунок 4.4 – Распределение расчетных значений изгибных напряжений по длине контролируемого участка трубопровода

Распределение расчетных значений изгибных напряжений по длине контролируемого участка трубопровода представлено на рисунке 4.4.

По полученным результатам производится выбор точек участка газопровода со значениями изгибной составляющей продольных напряжений,

превышающей 50 МПа. Участки, характеризующиеся повышенными напряжениями выделены на графике пунктирными линиями: участок №1 – (1060-1120 км; $\sigma_{изз.i}^{расч}=83$ МПа), участок №2 – (1560-1680 км; $\sigma_{изз.i}^{расч}=70$ МПа), участок №3 – (2280-2440 км; $\sigma_{изз.i}^{расч}=80$ МПа). В настоящем примере имеем три участка, требующих дальнейших обследований коэрцитиметрическим методом. Дальнейшую реализацию методики будем рассматривать для участка №1.

Этап 4. *Определение плоскости изгиба на опасном сечении трубопровода с последующим уточнением точек растяжения и сжатия. Определение значений продольных напряжений в стенке трубопровода по результатам измерения коэрцитивной силы.*

Для определения плоскости изгиба на рассматриваемом сечении выбирается 12 точек, соответствующих часовой ориентации по окружности трубы (12 часов – верхняя образующая трубы, 6 часов – нижняя образующая трубы и т.д.). В каждой контрольной точке производится измерение значения коэрцитивной силы, при этом датчик ориентируется вдоль направления магнитного потока.

Результаты измерения коэрцитивной силы представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты измерения значений коэрцитивной силы в контрольных точках

Точка измерения	Измеренное значение коэрцитивной силы, А/м	Точка измерения	Измеренное значение коэрцитивной силы, А/м
1	700	7	575
2	700	8	586
3	639	9	598
4	623	10	620
5	595	11	655
6	588	12	700

По результатам измерений значений коэрцитивной силы в контрольных точках строится лепестковая диаграмма распределения измерений коэрцитивной силы по окружности трубопровода (рисунок 4.5).

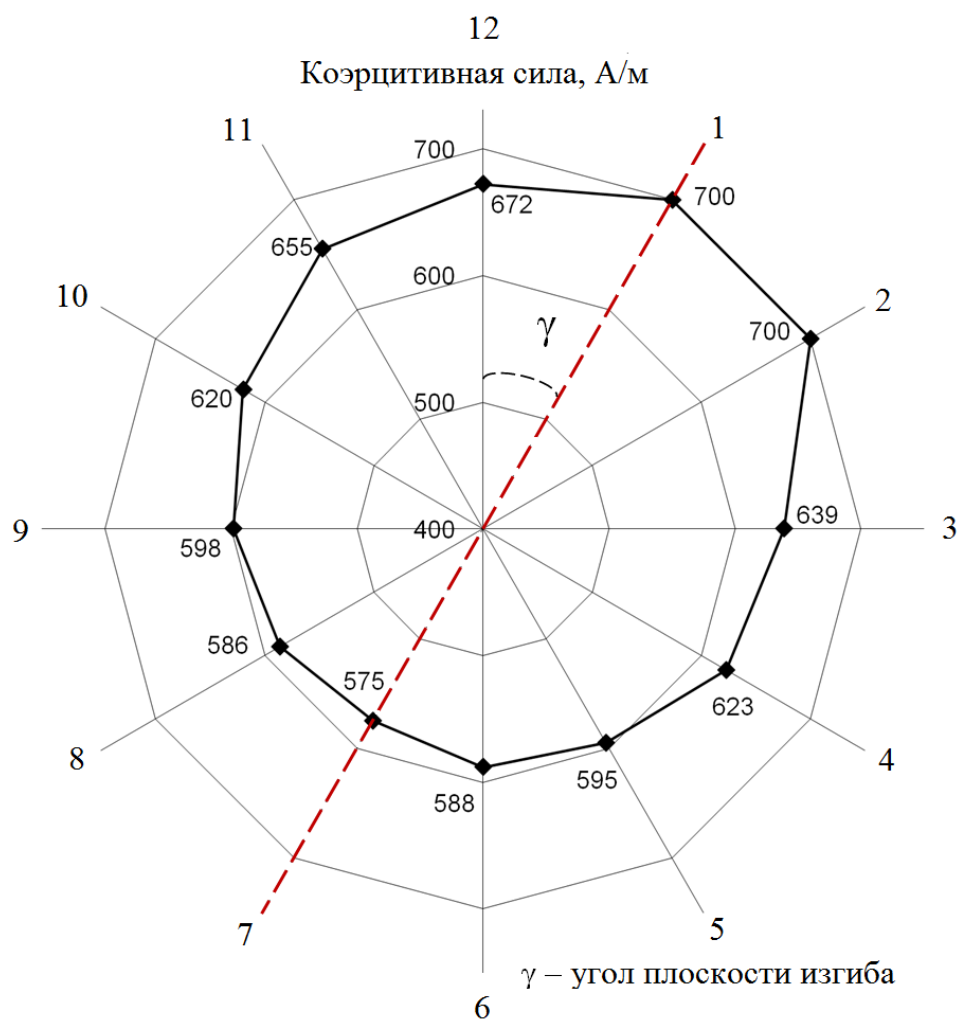


Рисунок 4.5 – Лепестковая диаграмма распределения измерений коэрцитивной силы по окружности трубопровода

Среди полученных измерений максимальным и минимальным являются значения $H_{i_max}=700$ А/м и $H_{i_min}=575$ А/м соответственно. При этом максимальное значения коэрцитивной силы зафиксировано в трех точках (12 часов; 1 час и 2 часа), минимальное значение получено в точке, соответствующей 7 часам.

Согласно разработанной методике для определения плоскости изгиба необходимо, чтобы измерения в предполагаемых точках растяжения (сжатия) относились к диаметрально противоположным точкам окружности трубопровода. В рассматриваемом примере такой парой являются измерения в точках – 2 и 7 часов, а значит, искомая плоскость изгиба участка трубопровода проходит через указанные точки, при этом в точка 2 является зоной максимальных растяжений, а точка 7 – с зоной максимального сжатия.

При этом угол наклона плоскости изгиба относительно вертикали составляет 30 град.

Следующим шагом является расчет продольных напряжений согласно выражениям для нахождения продольных напряжений в точках сжатия и растяжения нагруженной конструкции. В результате были получены следующие значения:

$$\sigma_{пр.сжат} = \frac{700 - 36,9 \cdot 7,4 - 445}{-1,6} = 11,29 \text{ МПа} ,$$

$$\sigma_{пр.раст} = \frac{575 - 18,4 \cdot 7,4 - 566}{-0,72} = 176,61 \text{ МПа}.$$

Этап 5. *Определение величины продольной базовой (начальной) деформации для настройки волоконно-оптической системы.*

На данном этапе из рассчитанных продольных напряжений по результатам измерения коэрцитивной силы необходимо выделить компоненту продольных напряжений, связанную с изгибом. При этом продольные напряжения от внутреннего давления составят

$$\sigma_0 = 0,3 \frac{7,4 \cdot 142}{2 \cdot 1,68} = 93,82 \text{ МПа}.$$

$$\sigma_{изг.i}^{изм} = 11,29 - 93,82 = -82,53 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{изг.i}^{изм} = 176,61 - 93,82 = 82,79 \text{ МПа}.$$

Значения изгибных напряжений, рассчитанных по результатам измерения плано-высотного положения на участке №1 (рисунок 4.4) и значения изгибных напряжений, полученные по результатам измерения коэрцитивной силы одинаковы для выбранного контрольного сечения, а следовательно, рассчитанные значения напряжений принимаются для заложения в настройку системы ВОС.

Поскольку на поверхность контролируемого участка газопровода выполняется монтаж трех волоконно-оптических датчиков, располагая их по окружности трубопровода с угловой ориентацией в 120 град. с вершиной в оси

трубопровода необходимо выполнить пересчет изгибных напряжений в точках установки волоконно-оптических сенсоров.

Для ВОС №1:

$$\sigma_{изг.ВОС1} = 83 \cdot \cos(120^\circ - 30^\circ) = 0 \text{ МПа.}$$

Для ВОС №2:

$$\sigma_{изг.ВОС2} = 83 \cdot \cos(240^\circ - 30^\circ) = -71,89 \text{ МПа.}$$

Для ВОС №3:

$$\sigma_{изг.ВОС3} = 83 \cdot \cos(360^\circ - 30^\circ) = 71,89 \text{ МПа.}$$

Тогда величина продольных напряжений в точках установки волоконно-оптических сенсоров составит:

Для ВОС №1:

$$\sigma_{пр.ВОС1} = 0 + 93,82 = 93,82 \text{ МПа.}$$

Для ВОС №2:

$$\sigma_{изг.ВОС2} = -71,89 + 93,82 = 21,94 \text{ МПа.}$$

Для ВОС №3:

$$\sigma_{изг.ВОС3} = 71,89 + 93,82 = 165,71 \text{ МПа.}$$

Определим величину продольной базовой (начальной) деформации для настройки волоконно-оптической системы по рассчитанным продольным напряжениям:

Для ВОС №1:

$$\varepsilon_{base.ВОС1} = \frac{93,82}{2,06 \cdot 10^5} = 45,54 \cdot 10^{-5}.$$

Для ВОС №2:

$$\varepsilon_{base.ВОС2} = \frac{21,94}{2,06 \cdot 10^5} = 10,65 \cdot 10^{-5}.$$

Для ВОС №3:

$$\varepsilon_{base.ВОС3} = \frac{165,71}{2,06 \cdot 10^5} = 80,44 \cdot 10^{-5}.$$

ВЫВОДЫ ПО ГЛАВЕ 4

1. Разработана методика комплексного поэтапного диагностирования трубопроводов с вводимой в эксплуатацию системой мониторинга НДС и алгоритм для ее реализации на примере волоконно-оптической системы, позволяющие оценить нулевые деформации нефтегазопроводов и предусматривающие сочетание и последовательное использование метода оценки НДС на основе определения пространственного положения трубопровода и магнитного метода оценки НДС в выбранных сечениях трубопровода с применением коэрцитиметрического метода.

2. С учетом результатов, изложенных в главе 2 усовершенствована методика оценки НДС участка трубопровода по результатам измерения пространственного положения с поверхности грунта, включающая определение плано-высотного положения трубопровода с поверхности грунта с установленным шагом проведения измерений и последующим расчетом изгибных напряжений на основе измерений локальных радиусов изгиба, выбором на участке трубопровода сечений со значениями продольных изгибных напряжений, превышающих величину 50 МПа.

3. С учетом результатов, изложенных в главе 3 усовершенствована методика определения механических напряжений в стальном трубопроводе по результатам измерения коэрцитивной силы с учетом внутреннего давления и изгиба, включающая определение значений напряжений в стенках трубопровода по результатам измерения коэрцитивной силы с установлением областей сжатия и растяжения металла при изгибе, а также положение плоскости изгиба в сечении трубопровода.

4. Разработанная методика оценки нулевых (начальных) деформации трубопроводов опробована к гипотетическому участку магистрального газопровода диаметром 1420 мм для выполнения настройки системы волоконно-оптического мониторинга при пуско-наладке. Предложен принцип выполнения расчета продольных деформаций в точке установки ВОС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Выполнен анализ средств и методов оценки напряженно-деформированного состояния трубопроводов, который показал, что в настоящее время задача контроля напряженно-деформированного состояния участков линейной части подземных магистральных нефтегазопроводов может быть решена применением комплекса усовершенствованных методов, рационально сочетающих «масштабный» метод оценки изгибных напряжений по профилю оси трубопровода с поверхности грунта и «локальные» методы, основанные на применении физических полей, в частности коэрцитиметрическом.

2. Усовершенствован метод оценки изгибных напряжений в стенке труб подземных магистральных трубопроводов путем разработки математической модели определения минимального шага с поверхности грунта при известном значении погрешности оборудования для трубопроводов диаметром 820-1420 мм, что позволяет обеспечить погрешность оценки НДС порядка 50 МПа при основной погрешности трассопоискового оборудования 1-5%, с применением шага измерения 20-60 м в зависимости от диаметра трубопровода и глубины его заложения.

3. На основе проведенных экспериментальных исследований усовершенствован и запатентован коэрцитиметрический метод оценки изгибных напряжений в стенках труб трубопроводов, находящихся под действием внутреннего давления среды и изгиба, заключающийся в дискретном перемещении датчика коэрцитиметра по окружности сечения трубопровода с ориентацией магнитного потока вдоль его оси, что позволяет определить значения напряжений с установлением областей сжатия и растяжения металла при изгибе, а также положение плоскости изгиба трубопровода.

4. Разработана и внедрена при реализации двух НИОКР, а именно: «Разработка системы мониторинга напряженно-деформированного состояния

нефтепроводов, работающих в сложных инженерно-геологических условиях на основе волоконно-оптических датчиков» (номер темы в плане 27/17 от 11.05.2017 г.) (приложение Б) и «Проведение теоретических и экспериментальных исследований для разработки системы мониторинга напряженно-деформированного состояния нефтепроводов на основе волоконно-оптических датчиков» (шифр – 4734 НИР, арх. № 24_НИОКР) (приложение В) методика комплексного поэтапного диагностирования трубопроводов с вводимой в эксплуатацию волоконно-оптической системой мониторинга НДС, включающая измерение пространственного положения оси диагностируемого участка трубопровода, оценку напряженного состояния стенок трубопровода с определением ориентации плоскости изгиба, выявление при наличии сечений со значениями изгибных напряжений более 50 МПа, верификацию значений НДС коэрцитиметрическим методом, что позволяет определять НДС в сечении трубопровода и выполнять настройку системы мониторинга.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агине́й, Р. В. Анализ вида напряженного состояния газопроводных труб коэрцитиметрическим методом / Р. В. Агине́й, И. Н. Андронов, В. С. Корепанова // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2008. – Т. 74, – №12. – С. 52-54.

2. Агине́й, Р. В. Исследование зависимости сдвига частоты бриллюэновского рассеяния в оптическом сенсоре от механических напряжений / Р. В. Агине́й, Р. Р. Исламов, А. А. Годунов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. –Т. 9, – №. 5. – С. 512-521.

3. Агине́й, Р. В. Исследование изменения коэрцитивной силы и параметров твердости стенок трубы при деформировании изгибом / Р. В. Агине́й, И. С. Леонов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2012. – №3 (31). – С. 39-42.

4. Агине́й, Р. В. Исследование особенностей изменения магнитных параметров стали марки 17Г1С в условиях одноосной растягивающей нагрузки / Р. В. Агине́й, М. М. Бердник, Ю. В. Александров // Контроль. Диагностика. – 2011. – № 1. – С. 22-26.

5. Агине́й, Р. В. Коэрцитиметрический анализ напряженного состояния в стальных трубах, нагруженных поперечными силами и внутренним давлением / Р. В. Агине́й, И. Н. Андронов, П. В. Благовисный // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2014. – №5-6 (45-46). – С. 78-83.

6. Агине́й, Р. В. Коэрцитиметрический анализ напряженного состояния в стальных трубах, нагруженных поперечными силами и внутренним давлением / Р. В. Агине́й, И. Н. Андронов, П. В. Благовисный // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2014. – №5-6. – С. 78-83.

7. Агине́й, Р. В. Определение напряженно-деформированного состояния участка трубопровода под давлением по результатам измерения коэрцитивной силы / Р. В. Агине́й, Р. Р. Исламов, Э. А. Мамедова // Наука и

технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – Т. 9, – № 3. – С. 284-294.

8. Агине́й, Р. В. Оценка напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов, находящихся под давлением среды, по результатам измерения коэрцитивной силы металла труб / Р. В. Агине́й, Э. А. Мамедова // Международная конференция «Рассохинские чтения» (06-07 февраля 2020 г.): в 2 ч.; ч.1. – Ухта: УГТУ, 2020. – С. 21-27.

9. Агине́й, Р. В. Разработка методики оценки напряженного состояния нефтегазопроводов по коэрцитивной силе металла: дис. ...канд. техн. наук: 25.00.19 / Агине́й Руслан Викторович. – Ухта, 2005. – 143 с.

10. Анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода в условиях вечной мерзлоты / П. В. Бурков, С. П. Буркова, В. Ю. Тимофеев [и др.] // Вестник кузбасского государственного технического университета. – 2013. – №6 (100). – С. 77-79.

11. Андронов, И. Н. Оценка изгибных напряжений в стенках нефтегазопроводов акустическим методом / И. Н. Андронов, П. В. Благовисный, Р. В. Агине́й // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2016. – № 3 (55). – С. 25-29.

12. Андронов, И. Н. Анализ плосконапряженного состояния стальных трубопроводов по лепестковым диаграммам коэрцитивной силы / И.Н. Андронов, Р.В. Агине́й, И.С. Леонов // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2013. – Т. 79, – №12. – С. 50-52.

13. Андронов, И. Н. Ресурс надземных трубопроводов. Ч.2: Методы оценки кинетики усталостных и деформационных процессов / И. Н. Андронов, А. С. Кузьбожев, Р. В. Агине́й. – Ухта: Изд-во «УГТУ», 2008. – 278 с.

14. Аскарóв, Р. М. Прогноз напряженно-деформированного состояния участков газопровода, пересекающих геодинамические зоны / Р.М. Аскарóв, Д. Г. Мазитов, С. К. Рафиков // Уфимский государственный нефтяной технический университет. – 2015. – №1 (99). – С. 66-73.

15. Бердник, М. М. Исследование плоского напряженного состояния на изменение магнитных характеристик трубных сталей. / М. М. Бердник, Ю.

В. Александров, Р. В. Агинец // Газовая промышленность. – 2011. – №7. – С. 17-21.

16. Бердник, М. М. Развитие метода оценки напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов по коэрцитивной силе металла: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Бердник Мария Михайловна. – Ухта, 2010. – 175 с.

17. Бирилло, И. Н. Точность расчета радиусов изгиба оси трубопровода в зависимости от шага контроля ее конфигурации / И. Н. Бирилло // Наука в нефтяной и газовой промышленности. – 2011. – № 2. – С. 6–10.

18. Бузуев, И. И. Предотвращение аварий при эксплуатации магистральных трубопроводов / И. И. Бузуев // Самарский государственный технический университет. – 2018. – №4. – С. 44-47.

19. Бусько, В. Н. Применение магнитошумового метода для контроля механических анизотропии ферромагнитных материалов / В. Н. Бусько, А. А. Осипов // Приборы и методы измерений. – 2019. – Т. 10, – №43. – С. 281-292.

20. Варшицкий, В. М. Исследование напряженного состояния трубопроводов с ненормативной кривизной оси / В. М. Варшицкий, Э. Н. Фигаров, И. Б. Лебеденко // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – Т. 8, – № 3. – С. 273-277.

21. Влияние Магнитоупругого эффекта на гистерезисные свойства среднеуглеродистой стали при одноосном нагружении / Э. С. Горкунов, А. М. Поволоцкая, К. Е. Соловьев, С. М. Задворкин // Дефектоскопия. – 2010. – № 9. – С. 17-25.

22. Влияние механических напряжений на магнитные характеристики трубной стали / Э.С. Горкунов, С.М. Задворкин, А.Н. Мушников [и др.] // Прикладная механика и техническая физика. –2014. – Т. 55, – № 3. – С. 181-191.

23. Влияние напряженно-деформированного состояния на предельное состояние трубопровода / Ю. В. Лисин, С. В. Эрмиш, Н. А. Махутов [и др.] //

Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – № 4. – С. 12-16.

24. Влияние упругой одноосной деформации среднеуглеродистой стали на ее магнитострикцию в продольном и поперечном направлениях / Э. С. Горкунов, Ю. В. Субачев, А. М. Поволоцкая, С. М. Задворкин // Дефектоскопия. – 2013. – №10. – С. 40-52.

25. Волоконно-оптическая система распределенного мониторинга / Д. Р. Исхаков, Д. А. Комаров, Д. А. Ширяев, А. С. Хакичев // Оптические технологии, материалы и системы: сборник научных трудов Всероссийской научно-технической конференции. – Москва, 2016. – С. 68-71.

26. Волоконно-оптические технологии в распределенных системах экологического мониторинга / В. Г. Куприянов, О. А. Степущенко, В. В. Куревин [и др.] // Известия самарского научного центра российской академии наук. – 2011. – Т. 13, – №. 4-4. – С. 1087-1091.

27. ВРД 39-1.10-026-2001 Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов. – Москва: ВНИИГАЗ, 2001. – 62 с.

28. Глазков, А. С. Продольно-поперечный изгиб трубопровода на участках грунтовых изменений /А. С. Глазков, В. П. Климов, К. М. Гумеров // Проблема сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 1 (87). – С. 63-70.

29. Горкунов, Э. С. Эффект Баркгаузена и его использование в структуроскопии ферромагнитных материалов. Обзор 5 / Э. С. Горкунов, Ю. Н. Драгошанский, М. Маховски // Дефектоскопия. – 2000. – №6. – С. 3-38.

30. ГОСТ 18353-79 Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов. – Москва: Изд-во стандартов, 1980. – 21 с.

31. ГОСТ 20295-85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия. – Москва: ИПК Изд-во стандартов, 2003. – 39 с.

32. ГОСТ Р 56542-2015 Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов. – Москва: Стандартиформ, 2019. – 12 с.

33. Гумеров, А. К. Конечно-элементная модель трубопровода с кривыми вставками в сложных грунтовых условиях / А. К. Гумеров, В. П. Климов, А. С. Глазков // Проблема сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2012. – № 3 (89). – С. 80-86.

34. Гумеров, К. М. Оценка допустимого радиуса изгиба трубопровода / К. М. Гумеров, Р. А. Харисов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – № 2 (108). – С. 73-83.

35. Диагностирование сложнапряженного состояния газопроводов по результатам измерения коэрцитивной силы / Ю. В. Александров, Т. Т. Алиев, Р. В. Агинеи, М. М. Бердник // Наука и техника в газовой промышленности. – 2012. – №2 (50). – С. 26-34.

36. Дивеев, А. И. Метод конечных элементов для математического моделирования напряженно-деформированного состояния подземных трубопроводов / А. И. Дивеев, А. И. Фесечко // Вопросы теории безопасности и устойчивости систем. – 2009. – №11. – С. 112-222.

37. Дяченко, И. А. Верификация математической модели взаимодействия волоконно-оптического сенсора с грунтовым массивом по результатам натурных испытаний / И. А. Дяченко, Ю. М. Свердлик, А. В. Устюжанин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2019. – №. 1 (77). – С. 80-88.

38. Егоров, Ф. А. Исследование напряженно-деформированного состояния труб магистрального трубопровода с помощью волоконно-оптических датчиков деформации / Ф. А. Егоров, А. П. Неугодинов, И. И. Велиюлин // Территория нефтегаз. – 2011. – № 10. – С. 26-29.

39. Ермилов, А. Л. Мониторинг деформации трубопровода и подвижек грунта на объекте магистральный газопровод «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» / А. Л. Ермилов, А. В. Гречанов, С. А. Щекочихин // Фотон-экспресс. – 2015. – № 5. – С. 14-17.

40. Зазнобин В. А. Определение напряжений в трубопроводных конструкциях на основе эффекта акустоупругости: дис. ... канд. техн. наук: 01.02.04 / Зазнобин Виктор Александрович. – Москва, 2004. – 107 с.

41. Зайцев, Н. Л. Методы измерения радиуса кривизны и изгибных напряжений в трубопроводах. / Н. Л. Зайцев, А. Л. Бикбулатов, Р. Р. Багманов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2015. – № 2 (100). – С. 110-119.

42. Идрисова, Я. Р. Методические основы определения напряженно-деформированного состояния трубопровода на участках многолетнемерзлых грунтов / Я.Р. Идрисова, А. К. Гумеров, Р.Х. Идрисов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2010. – № 12. – С. 85-88.

43. Исламов, Р. Р. Анализ средств и методов мониторинга напряженного состояния подземных магистральных нефтегазопроводов, работающих в сложных инженерно-геологических условиях / Р. Р. Исламов, Р. В. Агинеи, Е. В. Исупова // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2017. – № 6. – С. 34-37.

44. Исламов, Р. Р. Ретроспективный анализ причин отказов на магистральных нефтегазопроводах, работающих в осложненных инженерно-геологических условиях / Р. Р. Исламов, Я. М. Фриндланд, Р. В. Агинеи // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 6. – С. 38-44.

45. Исламов, Р. Р. Совершенствование системы мониторинга технического состояния протяженных участков магистральных нефтегазопроводов применением волоконно-оптических сенсоров деформации: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Исламов Рустэм Рильевич. – Ухта, 2018. – 168 с.

46. Исламов, Р. Р. Стендовые испытания волоконно-оптического метода оценки напряженно-деформированного состояния трубопроводов / Р. Р. Исламов, Р. В. Агинеи // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – № 4. – С. 39-42.

47. Использование явления акустоупругости при исследовании напряженного состояния технологических трубопроводов / Н. Е. Никитина, А. В. Камышев, С. В. Казачек // Дефектоскопия. – 2009. – № 12. – С. 53-59.

48. К вопросу о толщине информационного слоя при магнитошумовом контроле / В. В. Филинов, П. Г. Аракелов, Н. Т. Кунин, Д. А. Головченко // Дефектоскопия. – 2019. – №1. – С. 38-38.

49. Казаков, В. Ю. Планирование и организация эксперимента: учебно-методическое пособие / В. Ю. Казаков. – Томск: ТПУ, 2008. – 96 с.

50. Комаров, Д. А. Волоконно-оптический сенсор растяжения / Д. А. Комаров, Д. А. Ширяев, А. С. Хахичев // Международная научно-техническая конференция «Информатика и технологии. инновационные технологии в промышленности и информатике»: сборник научных трудов. – Москва, 2017. – С. 91-93.

51. Корякина, В. Е. Возможности рентгеновского измерения остаточных напряжений в наплавленном валике и основном металле крупнозернистой аустенистой стали 15x23Н18Л. / В. Е. Корякина, Т. М. Новоселова, В. Е. Соломатин // Сварочное производство. – 2000. – № 9. – С. 37-38.

52. Кузьбожев, А. С. Исследование влияния шага измерений профиля газопровода на точность расчета радиуса изгиба его оси / А. С. Кузьбожев, И. Н. Бирилло, М. М. Бердник // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2018. – № 4. – С. 43-49.

53. Ларионов, В. И. Анализ напряженно-деформированного состояния трубопровода на участках с карстами / В. И. Ларионов, П. А. Новиков, А. К. Гумеров // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. – 2012. – №3. – С. 60-67.

54. Ларионов, В. И. Напряженное состояние подземных трубопроводов в зоне оползня / В. И. Ларионов, П. А. Новиков, А. К. Гумеров // Вестник МГТУ им. Н.Э. Баумана. – 2013. – №1 (91). – С. 65-73.

55. Леонов, И. С. Совершенствование коэрцитиметрического метода для анализа напряженного состояния нефтегазопроводов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Леонов Игорь Сергеевич. – Ухта, 2013. – 116 с.

56. Ляпичев, Д. М. Современные подходы к организации мониторинга напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов

компрессорных станций / Д. М. Ляпичев, Б. Л. Житомирский // Газовая промышленность. – 2016. – №11. – С. 46-53.

57. Мамедова, Э. А. Анализ методов оценки начального напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов при пуско-наладке волоконно-оптической системы мониторинга / Э. А. Мамедова, Р. В. Агинец // Национальная научно-практическая конференция с международным участием «НЕФТЬ И ГАЗ: технологии и инновации»: сборник научных конференции в 3 ч.; ч.2. – Тюмень: ТИУ, 2020. – С. 44-46.

58. Мамедова, Э. А. Определение минимального шага выполнения измерений планово-высотного положения подземного трубопровода трассопоисковым оборудованием при оценке напряженно-деформированного состояния с поверхности грунта / Э. А. Мамедова, Р. В. Агинец // Международная конференция «Рассохинские чтения»: сборник научных конференции в 2 ч.; ч.1. – Ухта: УГТУ, 2020. – С. 67-73.

59. Мамедова, Э. А. Разработка методики пуско-наладки системы волоконно-оптического мониторинга напряженного состояния магистральных трубопроводов / Э. А. Мамедова, Р. В. Агинец // Всероссийская научно-техническая конференция «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов»: сборник научных конференции. – Ухта: УГТУ, 2021. – С. 162-167.

60. Мамедова, Э. А. Результаты разработки математической модели определения минимального шага выполнения измерений профиля нефтегазопровода при оценке изгибных напряжений с поверхности грунта // Международная научно-техническая конференция «Транспорт и хранение углеводородного сырья»: сборник научных конференции. – Тюмень: ТИУ, 2020. – С. 266-271.

61. Мамедова, Э. А. Совершенствование коэрцитиметрического метода оценки механических напряжений в подземном трубопроводе, нагруженном внутренним давлением среды и изгибом / Э. А. Мамедова // Международная научно-практическая конференция молодых ученых

«Актуальные проблемы науки и техники – 2020»: сборник научных конференции в 2 ч.; ч.1. – Уфа: УГНТУ, 2020. – С. 145-147.

62. Математическая модель определения минимального шага выполнения обследований планово-высотного положения трубопровода трассопоисковым оборудованием при оценке напряженно-деформированного состояния с поверхности грунта / Э. А. Мамедова, Р. В. Агинеи, А. А. Фирстов [и др.] // Наука и техника газовой промышленности. – 2020. – № 3 (83). – С. 54-68.

63. Методика обработки данных мониторинга пространственного положения эксплуатируемого участка подземного магистрального газопровода / С. А. Пульников, Ю. С. Сысоев, Д. А. Гербер, М. Ю. Карнаухов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 3 (93). – С. 58-66.

64. Моделирование напряженно-деформированного состояния трубопровода в зоне оползня грунта / В. И. Ларионов, С. П. Сущев, М. Ф. Сунагатов, Я. Р. Идрисова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 3 (85). – С. 144-151.

65. Моделирование напряженного состояния подземного газопровода в условиях неустойчивости его положения / М. В. Чучкалов, Р. М. Аскарлов, С. В. Китаев, А. К. Гумеров // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2016. – № 2. – С. 41-44.

66. Муравьев, В. В. Исследование внутренних напряжений в металлоконструкциях методом акустоупругости / В. В. Муравьев, В. А. Стрижак, А. В. Пряхин // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2016. – Т. 82, – № 12. – С. 52-57.

67. Мусеев, А. А. Анализ и обработка эксперимента по определению деформированного состояния патрубка измерительного / А. А. Мусеев, А. А. Лежнева // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. прикладная математика и механика. – 2012. – № 10. – С. 115-124.

68. Мушников, А. Н. Влияние механического нагружения на магнитные характеристики трубных сталей разных классов / А. Н. Мушников, С. Ю. Митропольская // *Diagnostics, Resource and Mechanics of Materials and Structures*. – 2016. – №4. – С. 57-70.

69. Напряжённо-деформированное состояние газопровода, приводящее к аварийному разрушению / Ю. В. Александров, В. О. Соловей, М. М. Бердник, А.С. Кузьбожев // *Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе*. – 2009. – № 7. – С. 42-45.

70. Никитина, Н. Е. Акустоупругость и ее применение для измерения напряжений в крупногабаритных конструкциях / Н. Е. Никитина // *Вестник научно-технического развития*. – 2009. – № 2 (18). – С. 41-46.

71. Никитина, Н. Е. Новая технология определения механических напряжений в металлоконструкциях на основе явления акустоупругости / Н. Е. Никитина, В. А. Смирнов // *В мире неразрушающего контроля*. – 2009. – № 1 (43). – С. 26-28.

72. Никитина, Н. Е. Применение метода акустоупругости для определения напряжений в анизотропных трубных сталях / Н. Е. Никитина, А. В. Камышев, С. В. Казачек // *Дефектоскопия*. – 2015. – № 3. – С. 51-60.

73. Никитина, Н. Е. Акустоупругость - новый перспективный метод измерения механических напряжений в материале трубопроводов / Н. Е. Никитина // *Контроль. Диагностика*. – 2009. – № 8. – С. 55-62.

74. Никитина, Н.Е. Измерение напряжений в технологических трубопроводах методом акустоупругости / Н. Е. Никитина, А. В. Камышев, Н. А. Миронов // *Газовая промышленность*. – 2009. – № 5. – С.64-67.

75. Никоненко, А. Д. Оценка продольного напряжения трубопровода на участке подводного перехода по параметрам его пространственного положения / А. Д. Никоненко, А. А. Филатов, В. А. Поляков // *Территория нефтегаз*. – 2013. – № 9. – С. 70-73.

76. Обеспечение безопасности эксплуатации нефтегазопроводов, работающих в условиях арктического шельфа / Пужайло А. Ф., Савченков С. В., Агиней Р. В. [и др.] // *В сборнике работ лауреатов международного*

конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа. – 2019. – С. 78-81.

77. Обоснование возможности оценки уровня изгибных напряжений в стенках труб магистральных газонефтепроводов определением его пространственного положения с поверхности грунта / А.А. Фирстов, В.А. Середёнок, Ж.Ю. Капачинских [и др.] // Наука и техника газовой промышленности. 2020. – № 2(82). – С. 89-98.

78. Овчинников, Н. Т. Методические вопросы применения радиусов изгиба при мониторинге состояния трубопроводов / Н. Т. Овчинников // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2018. – № 3. – С. 278-289.

79. Определение оптимального шага выполнения измерений пространственного положения трубопровода при оценке напряженно-деформированного состояния с поверхности грунта / Р. В. Агинеи, Р. Р. Исламов, Э. А. Мамедова [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Т.10, № 2. – С. 138-147.

80. Определение осевых и окружных напряжений в стенке закрытой трубы ультразвуковым методом на основе явления акустоупругости / Н. Е. Никитина, А. В. Камышев, В. А. Смирнов [и др.] // Дефектоскопия. – 2006. – № 3. – С. 49-54.

81. Определение продольных механических напряжений в трубопроводе на основании данных волоконно-оптических датчиков деформации / Р. Р. Исламов, Ю. В. Александров, С. С. Гуськов [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2016. – № 5. – С. 45-50.

82. Пат. 2722333 Российская Федерация, МПК G 01 L 1/12. Способ определения механических напряжений в стальном трубопроводе / Исламов Р.Р., Агинеи Р.В., Мамедова Э.А.; патентообладатель АО «Транснефть-Север». – № 2019140936; заявл. 09.12.2019; опубл. 29.05.2020, Бюл. № 16. – 13 с.: ил.

83. Пат. 2741185 Российская Федерация, МПК F 17 D 5/00. Способ калибровки системы контроля напряженно-деформированного состояния заглубленного трубопровода / Исламов Р.Р., Агиней Р.В., Ларцов С.В., Мамедова Э.А., Фирстов А.А.; патентообладатель АО «Транснефть-Север». – № 2019140936; заявл. 12.11.2019; опубл. 22.01.2021, Бюл. № 3. – 15 с.: ил.

84. Передельский, Л. В. Инженерная геология: учебник для вузов / Л. В. Передельский, О. Е. Приходченко. – Ростов: Изд-во «Феникс», 2006. – 448 с.

85. Прибор для измерения механических напряжений ИН-5101а. Руководство по эксплуатации. ИНКО. 468160.008 РЭ. – 49 с.

86. Пульников, С. А. Методика оценки напряженного состояния протяженного участка подземного магистрального трубопровода при мониторинге его пространственного положения / С. А. Пульников Ю. С. Сысоев, С. К. Никифоров, Д. А. Гербер // Сборник статей материалов конференции «Новые технологии – нефтегазовому региону». – 2013. – С. 340-342.

87. Разработка и испытание системы мониторинга протяженных объектов на магистральных газопроводах / Л.И. Бернер, А.В. Заграничный, А.В. Мостовой, Н.А. Корелин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2013. – №. 1. – С. 40-42.

88. Разработка математической модели определения изгибных напряжений участка подземного трубопровода с учетом погрешности данных съемки глубины заложения оси подземного трубопровода с поверхности грунта / Р.В. Агиней, Р.Р. Исламов, А.А. Фирстов [и др.] // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Т. 10, – № 4. – С. 364–371.

89. Расчет радиуса изгиба трубопровода по результатам обследования трассы / С. П. Сущев, В. И. Ларионов, П. В. Климов, Я. Р. Идрисова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 3 (85). – С. 137-143.

90. Сидняев, И. Н. Введение в теорию планирования эксперимента: учебное пособие / И. Н. Сидняев, Н. Т. Вилисова. – Москва: МГТУ им. Баумана, 2011. – 463 с.
91. Смирнов, С. В. Волоконно-оптические технологии для создания безопасных условий эксплуатации трубопроводных систем в труднодоступных и сложных природно-климатических регионах / С. В. Смирнов, Х. В. Иванов // Безопасность труда в промышленности. – 2017. – №. 2. – С. 33-39.
92. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. – Москва: Изд-во стандартов, 2013. – 122 с.
93. СП 86.13330.2014 Магистральные трубопроводы. – Москва: Монстрой России, 2014. – 182 с.
94. Спиридинок, Л. М. Оценка изменения пространственного положения магистральных трубопроводов / Л. М. Спиридинок // Вестник полоцкого государственного университета. – 2015. – № 16. – С. 109-104.
95. Способы применения волоконно-оптических датчиков деформаций в системах мониторинга // А. А. Баутин, Свирский Ю. А., А. В. Панков, Р.В Воронков // Прикладная фотоника. – 2018. – Т. 5, – №. 4. – С. 391-407.
96. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору РОСТЕХНАДЗОР [Электронный ресурс]: URL: https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/ (дата обращения: 30.12.2020).
97. Феодосьев В. И. Сопротивление материалов / В. И. Феодосьев. – Москва: Изд-во «Машиностроение», 1968. – 400 с.
98. Финни, Д. Введение в теорию планирования экспериментов. Перевод с англ. / Д. Финни. – Москва: Наука, 1970. – 287 с.
99. Харисов, Р. А. Оценка фактической степени напряженности элементов трубопроводных систем при эксплуатации / Р. А. Харисов, И. Ф. Кантемиров // Уфимский государственный нефтяной технический университет. – 2011. – №3 (85). – С. 84-90.

100. Шаммазов, И. А. Развитие методов решения задач о напряженно-деформированном состоянии трубопровода в геометрически нелинейной постановке / И. А. Шаммазов, Г. Е. Коробков, Р. М. Зарипов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2008. – № 2. – С. 14-18.
101. Шенк, Х. Теория инженерного эксперимента. Перевод с англ. / Х. Шенк. – Москва: Мир, 1972. – 382 с.
102. Шишкин, В. В. Отечественный опыт производства и применения волоконно-оптических датчиков / В. В. Шишкин, И. В. Гранёв, И. С. Шелемба // Прикладная фотоника. – 2016. – Т. 3, – №1. – С. 61-74.
103. Экспериментальные исследования «интеллектуальных вставок» / А. А. Корниенко, А. А. Мусеев, Н. А. Токарев, А. А. Лежнева // Научно-технический вестник Поволжья – 2013. – № 6. – С. 29-34.
104. Эрмиш, С. В. Мониторинг пространственного положения трубопровода. / С. В. Эрмиш, М. Ю. Кирьянов // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2013. – № 4 (12). – С. 56-58.
105. Adegboye, M. A. Recent advances in pipeline monitoring and oil leakage detection technologies: principles and approaches / M. A. Adegboye, W. Fung, A. Karnik // Sensors. – 2019. – Vol. – 19 (11). – 36 p.
106. Ayadi, A. A. Framework of monitoring water pipeline techniques based on sensors technologies / A. A. Ayadi, O. Ghorbel, M. S. Bensaleh, M. Abid // Journal of King Saud University – Computer and Information Sciences. – 2019. – 11 p.
107. Bertoncini, F. Pipeline long-range inspection and monitoring by an innovative magnetic collar for magnetostrictive guided-wave systems / F. Bertoncini, M. Raugi, F. Turcu // The e-Journal of Nondestructive Testing. – 2008.
108. Betancur, J. D. Monitoring Stress/Strain in Buried Pipelines Through the Use of Fiber Bragg Grating Sensors / J. D. Betancur, E. C. de Ingenieria, C. E. Torres, J. H. Aristizabal, A. Galvis, R. A. Diaz, D. Trespalacios, H. O. Cuevas // ASME 2015 International Pipeline Geotechnical Conference. – 2015. – 8 p.

109. Braga, A. M. B. Optical fiber sensing technology in the pipeline industry / A. M. B. Braga, L. C. G. Valente, R. W. A. Llerena, R. D. Regazzi. // Rio Pipeline Conference & Exposition. – 2003. – 8 p.
110. Cabral, T. D. Pipeline Bonded Joints Assemble and Operation Health Monitoring with Embedded FBG Sensors / T. D. Cabral, A. C. Zimmermann, D. P. Willemann, A. A. Gonçalves // Engineering Proceedings. – 2020. – 7 p.
111. Campanella, C. E. Fibre Bragg Grating Based Strain Sensors: Review of Technology and Applications / C. E. Campanella, A. Cuccovillo, C. Campanella, A. Yurt, V.M.N. Passaro // Sensors. – 2018. – Vol. – 18 (9). – 27 p.
112. Carlino, A. Laboratory Testing of FBGs for Pipeline Monitoring / A. Carlino, A. Godio // Sensors. 2020. Vol. 20(13). 14 p.
113. Cavaco, M. A. M. Pipeline Stress Analysis Through Stress Function Fittings / M. A. M. Cavaco, M. R. Viotti, Jr. G. A. Albertazzi // Latin American Journal of Solids and Structures. – 2018. – Vol. 15 (9). – 11 p.
114. CONCAWE [Электронный ресурс]: URL: <https://www.concawe.eu/publications/concawe-reports/> (дата обращения: 30.12.2020).
115. Cunha, S. B. Comparison and Analysis of Pipeline Failure Statistics / S.B. Cunha // 9th International Pipeline Conference. – 2012. – 10 p.
116. Dai, L. Analysis and Comparison of Long-Distance Pipeline Failures / L. Dai, D. Wang, T. Wang, Q. Feng, X. Yang // Journal of Petroleum Engineering. – 2017. – 7 p.
117. Dmitrievsky, A. N. Monitoring technical state of pipelines in difficult conditions / A. N. Dmitrievsky, N. A. Eremin, L. A. Husnutdinov // Actual Problems of Oil and Gas. – 2019. – Vol. 3 (26). – 10 p.
118. Dubovska, R. Residual stress measurement by x-ray diffraction method / R. Dubovska, J. Majerik, H. Chochlikova, I. Baska // Annals & Proceedings of DAAAM International. – 2011. – Vol. 22. – No. 1. – P. 1327-1328.
119. EGIG [Электронный ресурс]: URL: <https://www.egig.eu/reports> (дата обращения: 30.12.2020).

120. Freire, J. Use of Fiber Bragg Grating Strain Gages on a Pipeline Specimen Repaired with a CFRE Composite System / J. Freire, V. Perrut, A. M. B. Braga, R. Vieira, A. S. Ribeiro, M. A. P. Rosas // *Experimental Techniques*. – 2015. – Vol. 39. – P. 70-79.
121. Frings, J. Enhanced pipeline monitoring with fiber optic sensors / J. Frings // 6th Pipeline Technology Conference. – 2011. – 12 p.
122. Glisic, B. Fiber optic method for health assessment of pipelines subjected to earthquake-induced ground movement / B. Glisic, Y. Yao // *Structural Health Monitoring*. – 2012. – Vol. 11 (6). – 16 p.
123. Gong, Y. D. Guideline for the design of a fiber optic distributed temperature and strain sensor / Y. D. Gong // *Optics Communications*. – 2007. – № 272. – P. 227-237.
124. Handawi, K. A. Strain based FBG sensor for real-time corrosion rate monitoring in pre-stressed structures / K. A. Handawi, N. Vahdati, P. Rostron // *Sensors and Actuators B: Chemical*. – 2016. – P. 276-285.
125. Her, S. Simultaneous Measurement of Temperature and Mechanical Strain Using a Fiber Bragg Grating Sensor / S. Her, W. Lin // *Sensors*. – 2020. – Vol. 20 (15). – 12 p.
126. Ho, M. Inspection and monitoring systems subsea pipelines: A review paper / M. Ho, S. El-Borgi, D. Patil, G. Song // *Structural Health Monitoring*. – 2020. – Vol. 19 (2). – P. 606-645.
127. Inaudi, D. Long-Range pipeline monitoring by distributed fiber optic sensing / D. Inaudi, G. Branko // *Journal of Pressure Vessel Technology*. – 2010. – Vol. 132. – 9 p.
128. Joe, H. A review on optical fiber sensors for environmental monitoring / H. Joe, H. Yun, S. Jo, M. B. G. Jun, B. Min // *International Journal of Precision Engineering and Manufacturing-Green Technology*. – 2018. – Vol. 5. – P. 173-191.
129. Kabashkin, I. Condition monitoring of operating pipelines with operational modal analysis application / I. Kabashkin, A. Mironov, P. Doronkin, A.

Priklonsky // Transport and Telecommunication. – 2015. – Vol. 16 (4). – P. 305-319.

130. Liu, W. Design of Safety Monitoring and Early Warning System for Buried Pipeline Crossing Fault / W. Liu, W. Hou, W. Zhang // 5th International Conference on Civil Engineering and Transportation (ICCET 2015). – 2015. – P. 317-321.

131. Miyazaki, T. X-ray stress measurement with two-dimensional detector based on Fourier analysis / T. Miyazaki, T. Sasaki // International Journal of Materials Research (formerly Zeitschrift fuer Metallkunde). – 2014. – Vol. 105 (9). – P. 922-927.

132. Monin, V. I. Portable x-ray apparatus for stress measurements / V. I. Monin, J. T. de Assis, F. R. Pereira, S. A. Filippov, T. Gurova, J. R. Teodosio, H. F. Abreu // Proceedings of SPIE - The International Society for Optical Engineering. – 2003. – Vol. 426-432. – P. 4531-4534.

133. Soto M. A. Simplex-Coded BOTDA Sensor Over 120-km SMF With 1-m Spatial Resolutio / M. A. Soto, Mohammad Taki, Gabriele Bolognini // IEEE Photon. Technol. Lett. – 2012. – Vol. 24. – № 20. – P. 1823-1826.

134. Soto, M. A. Simplex-coded BOTDA fiber sensor with 1m spatial resolution over a 50 km range. / M. A. Soto, G. Bolognini, F. Di Pasquale, L. Thévenaz // Opt. Lett. – 2010. – Vol. 35. – №2. – P. 259-261.

135. Morshed, A. H. Strain Monitoring of Pressurized Pipes Using Optical Fiber Bragg Gratings / A. H. Morshed, R. Atta // Journal of the North for Basic and Applied Sciences (JNBAS). – 2018. – Vol. 3. – P. 34-43.

136. NEB [Электронный ресурс]: URL: <https://www.cer-rec.gc.ca/clf-nsi/rcmmn/hm-eng.html> (дата обращения: 30.12.2020).

137. Nikles, M. Leakage detection using fiber optics distributed temperature monitoring / M. Nikles, B. Vogel, F. Briffod, S. Grosswig, F. Sauser, S. Luebbecke, A. Bals, T. Pfeiffer // Proceedings of SPIE - The International Society for Optical Engineering. – 2004. – P. 18-25.

138. Parker, T. R. A fully distributed simultaneous strain and temperature sensor using spontaneous Brillouin backscatter / T. R. Parker, M. Farhadiroushan,

V. A. Handerek, A. J. Roger // IEEE Photonics Technology Letters. – 1977. – Vol. 9. – № 7. – P. 979-981.

139. PHMSA [Электронный ресурс]: URL: <http://primis.phmsa.dot.gov> (дата обращения: 30.12.2020).

140. Prihtiadi, H. The Reliability of Wireless Sensor Network on Pipeline Monitoring System / H. Prihtiadi, M. Djamel // Journal of Mathematical and Fundamental Sciences. – 2017. – Vol. 49 (1). – P. 51-56.

141. UKOPA [Электронный ресурс]: URL: <https://www.ukopa.co.uk/published-documents/ukopa-reports/> (дата обращения: 30.12.2020).

142. Wong, L. Fatigue Damage Monitoring of a Cast Iron Pipeline Using Distributed Optical Fibre Sensors / L. Wong, S. Rathnayaka, W. K. Chiu, J. Kodikara // Procedia Engineering. – 2017. – Vol. 188. – P. 293-300.

143. Yen-Te, H. Ground Movement Monitoring Using an Optic Fiber Bragg Grating Sensored System / H. Yen-Te, H. An-Bin, M. Jiming, Z. Baishan, C. Jingang // 17th International Conference on Optical Fibre Sensors. – 2005. – P. 1020-1023.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Результаты расчета продольных напряжений при испытании поперечным изгибом и внутренним давлением ($P = 0,5$ МПа)

Направление	Шаг	Коэрцитивная сила, Нс, А/м	Продольное напряжение от изгиба, $\sigma_{пр}$, МПа	Продольное напряжение от давления, $\sigma_{пр}$, МПа	Продольное напряжение от изгиба и давления, $\sigma_{пр}$, МПа
1	2	3	4	5	6
Верх, сечение А (1 точка)	1	582	-3,64	5,225	1,585
	2	578,5	10,35		15,575
	3	562,5	24,33		29,555
	4	550	38,31		43,535
	5	533	52,3		57,525
	6	533,5	66,28		71,505
	7	505,5	80,27		85,495
	8	498	94,25		99,475
	9	493,5	108,24		113,465
	10	491,5	122,24		127,465
Верх, сечение В (5 точка)	1	573,5	0		5,225
	2	566	15,44		20,665
	3	554	30,97		36,195
	4	543,5	46,51		51,735
	5	526	62,05		67,275
	6	520	77,59		82,815
	7	511	93,13		98,355
	8	507	108,66		113,885
	9	492,5	124,2		129,425
	10	488	139,77		144,995
Верх, сечение С (9 точка)	1	585	-3,64	1,585	
	2	576	10,35	15,575	
	3	564	24,33	29,555	
	4	558	38,31	43,535	
	5	553,5	52,3	57,525	
	6	538,5	66,28	71,505	
	7	524,5	80,27	85,495	
	8	506,5	94,25	99,475	
	9	499,5	108,24	113,465	
	10	502,5	122,24	127,465	
Бок, сечение А (2 точка)	1	485	0	5,225	
	2	484,5	0	5,225	
	3	480	0	5,225	
	4	480,5	0	5,225	
	5	478	0	5,225	

Продолжение таблицы А.1

	6	483	0		5,225
	7	472,5	0		5,225
	8	491,5	0		5,225
	9	492	0		5,225
	10	490,5	0		5,225
Бок, сечение В (6 точка)	1	442	0		5,225
	2	448	0		5,225
	3	444,5	0		5,225
	4	446,5	0		5,225
	5	448,5	0		5,225
	6	447,5	0		5,225
	7	433	0		5,225
	8	449	0		5,225
	9	448,5	0		5,225
	10	441,5	0		5,225
Бок, сечение С (10 точка)	1	447	0		5,225
	2	445	0		5,225
	3	455,5	0		5,225
	4	456,5	0		5,225
	5	458	0		5,225
	6	500	0		5,225
	7	458	0		5,225
	8	465	0		5,225
	9	462	0		5,225
	10	460,5	0		5,225
Бок, сечение А (4 точка)	1	546	0		5,225
	2	557,5	0		5,225
	3	554,5	0		5,225
	4	553,5	0		5,225
	5	558	0		5,225
	6	559	0		5,225
	7	547,5	0		5,225
	8	544	0		5,225
	9	571	0		5,225
	10	580,5	0		5,225
Бок, сечение В (8 точка)	1	528	0		5,225
	2	528	0		5,225
	3	513,5	0		5,225
	4	516	0		5,225
	5	517	0		5,225
	6	508	0		5,225
	7	499,5	0		5,225
	8	487	0		5,225
	9	514	0		5,225

Окончание таблицы А.1

	10	489,5	0		5,225
Бок, сечение С (12 точка)	1	483,5	0		5,225
	2	523,5	0		5,225
	3	524,5	0		5,225
	4	520,5	0		5,225
	5	519	0		5,225
	6	522,5	0		5,225
	7	519,5	0		5,225
	8	530	0		5,225
	9	518	0		5,225
	10	541	0		5,225
Низ, сечение А (точка 3)	1	483,5	3,64		8,865
	2	521,5	-10,35		-5,125
	3	526	-24,33		-19,105
	4	539	-38,31		-33,085
	5	572	-52,3		-47,075
	6	565,5	-66,28		-61,055
	7	631,5	-80,27		-75,045
	8	646	-94,25		-89,025
	9	657	-108,24		-103,015
	10	696,5	-122,24		-117,015
Низ, сечение В (точка 7)	1	427	0		5,225
	2	497,5	-15,44		-10,215
	3	493	-30,97		-25,745
	4	531	-46,51		-41,285
	5	533	-62,05		-56,825
	6	571,5	-77,59		-72,365
	7	607,5	-93,13		-87,905
	8	629	-108,66		-103,435
	9	651,5	-124,2		-118,975
	10	691	-139,77		-134,545
Низ, сечение С (точка 11)	1	449,5	3,64		8,865
	2	487	-10,35		-5,125
	3	506,5	-24,33		-19,105
	4	527,5	-38,31		-33,085
	5	551,5	-52,3		-47,075
	6	571	-66,28		-61,055
	7	583	-80,27		-75,045
	8	610,5	-94,25		-89,025
	9	635,5	-108,24		-103,015
	10	665,5	-122,24		-117,015

Таблица А.2 – Результаты расчета продольных напряжений при испытании поперечным изгибом и внутренним давлением (Р = 1,0 МПа)

Направление	Шаг	Коэрцитивная сила, Нс, А/м	Продольное напряжение от изгиба, $\sigma_{пр}$, МПа	Продольное напряжение от давления, $\sigma_{пр}$, МПа	Продольное напряжение от изгиба и давления, $\sigma_{пр}$, МПа
1	2	3	4	5	6
Верх, сечение А (1 точка)	1	581,5	-3,64	10,45	6,81
	2	579,5	10,35		20,8
	3	567,5	24,33		34,78
	4	556	38,31		48,76
	5	546	52,3		62,75
	6	537	66,28		76,73
	7	519,5	80,27		90,72
	8	500,5	94,25		104,7
	9	504	108,24		118,69
	10	513	122,24		132,69
Верх, сечение В (5 точка)	1	571	0		10,45
	2	567	15,44		25,89
	3	557	30,97		41,42
	4	546,5	46,51		56,96
	5	538,5	62,05		72,5
	6	530	77,59		88,04
	7	514	93,13		103,58
	8	497,5	108,66		119,11
	9	494	124,2		134,65
	10	490,5	139,77		150,22
Верх, сечение С (9 точка)	1	588,5	-3,64		6,81
	2	567,5	10,35		20,8
	3	572,5	24,33		34,78
	4	562	38,31		48,76
	5	552,5	52,3		62,75
	6	542,5	66,28		76,73
	7	531	80,27		90,72
	8	524	94,25		104,7
	9	507	108,24		118,69
	10	503,5	122,24		132,69
Бок, сечение А (2 точка)	1	484	0		10,45
	2	480,5	0		10,45
	3	483	0		10,45
	4	488	0		10,45
	5	489	0		10,45
	6	484,5	0		10,45
	7	489	0		10,45
	8	496,5	0		10,45

Продолжение таблицы А.2

	9	499	0		10,45
	10	498	0		10,45
Бок, сечение В (6 точка)	1	443	0		10,45
	2	455	0		10,45
	3	444,5	0		10,45
	4	446	0		10,45
	5	447	0		10,45
	6	449	0		10,45
	7	440,5	0		10,45
	8	448	0		10,45
	9	452	0		10,45
	10	444	0		10,45
Бок, сечение С (10 точка)	1	452,5	0		10,45
	2	457	0		10,45
	3	458,5	0		10,45
	4	457	0		10,45
	5	456	0		10,45
	6	524	0		10,45
	7	458	0		10,45
	8	456,5	0		10,45
	9	469	0		10,45
	10	460,5	0		10,45
Бок, сечение А (4 точка)	1	498,5	0		10,45
	2	553,5	0		10,45
	3	553,5	0		10,45
	4	556	0		10,45
	5	558,5	0		10,45
	6	565,5	0		10,45
	7	564,5	0		10,45
	8	585,5	0		10,45
	9	575	0		10,45
	10	571	0		10,45
Бок, сечение В (8 точка)	1	479	0		10,45
	2	525,5	0		10,45
	3	519,5	0		10,45
	4	523,5	0		10,45
	5	524,5	0		10,45
	6	510,5	0		10,45
	7	503	0		10,45
	8	515,5	0		10,45
	9	536	0		10,45
	10	508	0		10,45
Бок, сечение С (12 точка)	1	494,5	0		10,45
	2	525,5	0		10,45

Окончание таблицы А.2

	3	526,5	0	10,45	
	4	530,5	0	10,45	
	5	533	0	10,45	
	6	571,5	0	10,45	
	7	527,5	0	10,45	
	8	526,5	0	10,45	
	9	548	0	10,45	
	10	545	0	10,45	
	Низ, сечение А (точка 3)	1	478,5	3,64	14,09
		2	523	-10,35	0,1
3		530	-24,33	-13,88	
4		544	-38,31	-27,86	
5		564,5	-52,3	-41,85	
6		585	-66,28	-55,83	
7		599,5	-80,27	-69,82	
8		674,5	-94,25	-83,8	
9		678	-108,24	-97,79	
10		704,5	-122,24	-111,79	
Низ, сечение В (точка 7)	1	365	0	10,45	
	2	482	-15,44	-4,99	
	3	496	-30,97	-20,52	
	4	529,5	-46,51	-36,06	
	5	538	-62,05	-51,6	
	6	578	-77,59	-67,14	
	7	605	-93,13	-82,68	
	8	631	-108,66	-98,21	
	9	675	-124,2	-113,75	
	10	699	-139,77	-129,32	
Низ, сечение С (точка 11)	1	461,5	3,64	14,09	
	2	497	-10,35	0,1	
	3	516,5	-24,33	-13,88	
	4	535,5	-38,31	-27,86	
	5	539,5	-52,3	-41,85	
	6	459	-66,28	-55,83	
	7	606	-80,27	-69,82	
	8	628,5	-94,25	-83,8	
	9	660,5	-108,24	-97,79	
	10	685,5	-122,24	-111,79	

Таблица А.3 – Результаты расчета продольных напряжений при испытании поперечным изгибом и внутренним давлением (Р = 1,5 МПа)

Направление	Шаг	Коэрцитивная сила, Нс, А/м	Продольное напряжение от изгиба, $\sigma_{пр}$, МПа	Продольное напряжение от давления, $\sigma_{пр}$, МПа	Продольное напряжение от изгиба и давления, $\sigma_{пр}$, МПа
1	2	3	4	5	6
Верх, сечение А (1 точка)	1	579	-3,64	15,675	12,035
	2	576,5	10,35		26,025
	3	553,5	24,33		40,005
	4	544,5	38,31		53,985
	5	532,5	52,3		67,975
	6	524	66,28		81,955
	7	522,5	80,27		95,945
	8	510,5	94,25		109,925
	9	502,5	108,24		123,915
	10	508	122,24		137,915
Верх, сечение В (5 точка)	1	474	0		15,675
	2	570,5	15,44		31,115
	3	552	30,97		46,645
	4	544,5	46,51		62,185
	5	536	62,05		77,725
	6	517,5	77,59		93,265
	7	512	93,13		108,805
	8	501,5	108,66		124,335
	9	497,5	124,2		139,875
	10	489	139,77		155,445
Верх, сечение С (9 точка)	1	583,5	-3,64		12,035
	2	585,5	10,35		26,025
	3	590	24,33		40,005
	4	547	38,31		53,985
	5	535	52,3		67,975
	6	540	66,28		81,955
	7	520	80,27		95,945
	8	504,5	94,25		109,925
	9	505,5	108,24		123,915
	10	509	122,24		137,915
Бок, сечение А (2 точка)	1	482	0		15,675
	2	501,5	0		15,675
	3	498	0		15,675
	4	495,5	0		15,675
	5	499,5	0		15,675
	6	498,5	0		15,675
	7	493	0		15,675
	8	498	0		15,675

Продолжение таблицы А.3

	9	498	0		15,675
	10	497,5	0		15,675
Бок, сечение В (6 точка)	1	438	0		15,675
	2	467	0		15,675
	3	466	0		15,675
	4	463,5	0		15,675
	5	462,5	0		15,675
	6	453	0		15,675
	7	451	0		15,675
	8	453	0		15,675
	9	455	0		15,675
	10	443,5	0		15,675
Бок, сечение С (10 точка)	1	454,5	0		15,675
	2	470	0		15,675
	3	473,5	0		15,675
	4	476,5	0		15,675
	5	474,5	0		15,675
	6	454	0		15,675
	7	458,5	0		15,675
	8	461,5	0		15,675
	9	462,5	0		15,675
	10	467	0		15,675
Бок, сечение А (4 точка)	1	545,5	0		15,675
	2	565,5	0		15,675
	3	557	0		15,675
	4	550	0		15,675
	5	551,5	0		15,675
	6	557	0		15,675
	7	538,5	0		15,675
	8	548	0		15,675
	9	690,5	0		15,675
	10	550,5	0		15,675
Бок, сечение В (8 точка)	1	517	0		15,675
	2	543	0		15,675
	3	521,5	0		15,675
	4	521	0		15,675
	5	527	0		15,675
	6	521,5	0		15,675
	7	509	0		15,675
	8	535,5	0		15,675
	9	526,5	0		15,675
	10	509	0		15,675
Бок, сечение С (12 точка)	1	523,5	0		15,675
	2	551	0		15,675

Окончание таблицы А.3

	3	550,5	0	15,675	
	4	531	0	15,675	
	5	539,5	0	15,675	
	6	531,5	0	15,675	
	7	545	0	15,675	
	8	540	0	15,675	
	9	528,5	0	15,675	
	10	533	0	15,675	
	Низ, сечение А (точка 3)	1	472,5	3,64	19,315
		2	511,5	-10,35	5,325
3		496	-24,33	-8,655	
4		566	-38,31	-22,635	
5		538	-52,3	-36,625	
6		611	-66,28	-50,605	
7		638	-80,27	-64,595	
8		678	-94,25	-78,575	
9		562	-108,24	-92,565	
10		711	-122,24	-106,565	
Низ, сечение В (точка 7)	1	363,5	0	15,675	
	2	490	-15,44	0,235	
	3	514	-30,97	-15,295	
	4	535	-46,51	-30,835	
	5	555	-62,05	-46,375	
	6	589,5	-77,59	-61,915	
	7	617,5	-93,13	-77,455	
	8	647,5	-108,66	-92,985	
	9	679,5	-124,2	-108,525	
	10	689,5	-139,77	-124,095	
Низ, сечение С (точка 11)	1	472,5	3,64	19,315	
	2	494,5	-10,35	5,325	
	3	511	-24,33	-8,655	
	4	520,5	-38,31	-22,635	
	5	544	-52,3	-36,625	
	6	593,5	-66,28	-50,605	
	7	623,5	-80,27	-64,595	
	8	640,5	-94,25	-78,575	
	9	668	-108,24	-92,565	
	10	668,5	-122,24	-106,565	

Таблица А.4 – Результаты расчета продольных напряжений при испытании поперечным изгибом и внутренним давлением (Р = 2,0 МПа)

Направление	Шаг	Коэрцитивная сила, Нс, А/м	Продольное напряжение от изгиба, $\sigma_{пр}$, МПа	Продольное напряжение от давления, $\sigma_{пр}$, МПа	Продольное напряжение от изгиба и давления, $\sigma_{пр}$, МПа
1	2	3	4	5	6
Верх, сечение А (1 точка)	1	581	-3,64	20,9	17,26
	2	586	10,35		31,25
	3	572,5	24,33		45,23
	4	562	38,31		59,21
	5	549	52,3		73,2
	6	539,5	66,28		87,18
	7	525,5	80,27		101,17
	8	513,5	94,25		115,15
	9	512,5	108,24		129,14
	10	506,5	122,24		143,14
Верх, сечение В (5 точка)	1	573	0		20,9
	2	578	15,44		36,34
	3	582	30,97		51,87
	4	555,5	46,51		67,41
	5	547	62,05		82,95
	6	537	77,59		98,49
	7	531	93,13		114,03
	8	518	108,66		129,56
	9	510,5	124,2		145,1
	10	501	139,77		160,67
Верх, сечение С (9 точка)	1	584	-3,64	17,26	
	2	589,5	10,35	31,25	
	3	569,5	24,33	45,23	
	4	568,5	38,31	59,21	
	5	555,5	52,3	73,2	
	6	553	66,28	87,18	
	7	534	80,27	101,17	
	8	529,5	94,25	115,15	
	9	520,5	108,24	129,14	
	10	514	122,24	143,14	
Бок, сечение А (2 точка)	1	483	0	20,9	
	2	507,5	0	20,9	
	3	502	0	20,9	
	4	509	0	20,9	
	5	508	0	20,9	
	6	505,5	0	20,9	
	7	509,5	0	20,9	
	8	508,5	0	20,9	

Продолжение таблицы А.4

	9	509	0		20,9
	10	510	0		20,9
Бок, сечение В (6 точка)	1	439	0		20,9
	2	471	0		20,9
	3	470	0		20,9
	4	469	0		20,9
	5	468	0		20,9
	6	466	0		20,9
	7	465,5	0		20,9
	8	457,5	0		20,9
	9	460	0		20,9
	10	260	0		20,9
Бок, сечение С (10 точка)	1	448,5	0		20,9
	2	476,5	0		20,9
	3	477,5	0		20,9
	4	479,5	0		20,9
	5	484,5	0		20,9
	6	481,5	0		20,9
	7	481	0		20,9
	8	478	0		20,9
	9	483,5	0		20,9
	10	478	0		20,9
Бок, сечение А (4 точка)	1	549,5	0		20,9
	2	570	0		20,9
	3	552	0		20,9
	4	566,5	0		20,9
	5	573	0		20,9
	6	573,5	0		20,9
	7	581,5	0		20,9
	8	578	0		20,9
	9	593	0		20,9
	10	605	0		20,9
Бок, сечение В (8 точка)	1	522	0		20,9
	2	539,5	0		20,9
	3	552,5	0		20,9
	4	541,5	0		20,9
	5	543,5	0		20,9
	6	541,5	0		20,9
	7	552,5	0		20,9
	8	551,5	0		20,9
	9	544	0		20,9
	10	555	0		20,9
Бок, сечение С (12 точка)	1	525,5	0		20,9
	2	554,5	0		20,9

Окончание таблицы А.4

	3	561,5	0	20,9	
	4	557	0	20,9	
	5	560,5	0	20,9	
	6	560	0	20,9	
	7	561,5	0	20,9	
	8	564	0	20,9	
	9	561	0	20,9	
	10	543,5	0	20,9	
	Низ, сечение А (точка 3)	1	492	3,64	24,54
		2	535	-10,35	10,55
3		536	-24,33	-3,43	
4		569,5	-38,31	-17,41	
5		598,5	-52,3	-31,4	
6		607	-66,28	-45,38	
7		639	-80,27	-59,37	
8		663,5	-94,25	-73,35	
9		697	-108,24	-87,34	
10		709	-122,24	-101,34	
Низ, сечение В (точка 7)	1	461	0	20,9	
	2	492,5	-15,44	5,46	
	3	507	-30,97	-10,07	
	4	522	-46,51	-25,61	
	5	555	-62,05	-41,15	
	6	579,5	-77,59	-56,69	
	7	610,5	-93,13	-72,23	
	8	637	-108,66	-87,76	
	9	675,5	-124,2	-103,3	
	10	683,5	-139,77	-118,87	
Низ, сечение С (точка 11)	1	480,5	3,64	24,54	
	2	491	-10,35	10,55	
	3	505	-24,33	-3,43	
	4	525,5	-38,31	-17,41	
	5	546,5	-52,3	-31,4	
	6	555,5	-66,28	-45,38	
	7	584	-80,27	-59,37	
	8	626	-94,25	-73,35	
	9	654,5	-108,24	-87,34	
	10	678	-122,24	-101,34	

Таблица А.5 – Результаты расчета продольных напряжений при испытании поперечным изгибом и внутренним давлением (Р = 2,5 МПа)

Направление	Шаг	Коэрцитивная сила, Нс, А/м	Продольное напряжение от изгиба, $\sigma_{пр}$, МПа	Продольное напряжение от давления, $\sigma_{пр}$, МПа	Продольное напряжение от изгиба и давления, $\sigma_{пр}$, МПа
1	2	3	4	5	6
Верх, сечение А (1 точка)	1	605	-3,64	26,125	22,485
	2	576,5	10,35		36,475
	3	579,5	24,33		50,455
	4	561	38,31		64,435
	5	550	52,3		78,425
	6	541,5	66,28		92,405
	7	532,5	80,27		106,395
	8	525	94,25		120,375
	9	521,5	108,24		134,365
	10	503	122,24		148,365
Верх, сечение В (5 точка)	1	600,5	0		26,125
	2	576,5	15,44		41,565
	3	566,5	30,97		57,095
	4	559,5	46,51		72,635
	5	547,5	62,05		88,175
	6	540,5	77,59		103,715
	7	531,5	93,13		119,255
	8	520,5	108,66		134,785
	9	515	124,2		150,325
	10	506	139,77		165,895
Верх, сечение С (9 точка)	1	613	-3,64		22,485
	2	591,5	10,35		36,475
	3	578	24,33		50,455
	4	574	38,31		64,435
	5	558	52,3		78,425
	6	552,5	66,28		92,405
	7	542,5	80,27		106,395
	8	534,5	94,25		120,375
	9	524	108,24		134,365
	10	516	122,24		148,365
Бок, сечение А (2 точка)	1	507,5	0	26,125	
	2	507	0	26,125	
	3	503	0	26,125	
	4	511,5	0	26,125	
	5	512,5	0	26,125	
	6	510	0	26,125	
	7	515	0	26,125	
	8	514	0	26,125	

Продолжение таблицы А.5

	9	514	0		26,125
	10	510	0		26,125
Бок, сечение В (6 точка)	1	463,5	0		26,125
	2	478,5	0		26,125
	3	457,5	0		26,125
	4	478	0		26,125
	5	475,5	0		26,125
	6	471,5	0		26,125
	7	471	0		26,125
	8	464	0		26,125
	9	470,5	0		26,125
	10	460,5	0		26,125
Бок, сечение С (10 точка)	1	474	0		26,125
	2	481	0		26,125
	3	472,5	0		26,125
	4	490	0		26,125
	5	490	0		26,125
	6	484	0		26,125
	7	487	0		26,125
	8	486	0		26,125
	9	483,5	0		26,125
	10	395	0		26,125
Бок, сечение А (4 точка)	1	565,5	0		26,125
	2	572	0		26,125
	3	551	0		26,125
	4	580,5	0		26,125
	5	587	0		26,125
	6	587,5	0		26,125
	7	588,5	0		26,125
	8	600	0		26,125
	9	597,5	0		26,125
	10	609,5	0		26,125
Бок, сечение В (8 точка)	1	557,5	0		26,125
	2	532,5	0		26,125
	3	533,5	0		26,125
	4	556	0		26,125
	5	558,5	0		26,125
	6	556	0		26,125
	7	557,5	0		26,125
	8	556	0		26,125
	9	552,5	0		26,125
	10	558,5	0		26,125
Бок, сечение С (12 точка)	1	560,5	0		26,125
	2	535	0		26,125

Окончание таблицы А.5

	3	546	0		26,125
	4	565	0		26,125
	5	569,5	0		26,125
	6	570,5	0		26,125
	7	578,5	0		26,125
	8	572,5	0		26,125
	9	581	0		26,125
	10	579,5	0		26,125
Низ, сечение А (точка 3)	1	503,5	3,64		29,765
	2	548,5	-10,35		15,775
	3	560	-24,33		1,795
	4	592	-38,31		-12,185
	5	596,5	-52,3		-26,175
	6	621	-66,28		-40,155
	7	648,5	-80,27		-54,145
	8	669,5	-94,25		-68,125
	9	693	-108,24		-82,115
	10	711,5	-122,24		-96,115
Низ, сечение В (точка 7)	1	470	0		26,125
	2	518,5	-15,44		10,685
	3	533	-30,97		-4,845
	4	552	-46,51		-20,385
	5	570	-62,05		-35,925
	6	596	-77,59		-51,465
	7	625	-93,13		-67,005
	8	649	-108,66		-82,535
	9	683	-124,2		-98,075
	10	708,5	-139,77		-113,645
Низ, сечение С (точка 11)	1	493,5	3,64		29,765
	2	528	-10,35		15,775
	3	531,5	-24,33		1,795
	4	539,5	-38,31		-12,185
	5	547,5	-52,3		-26,175
	6	582,5	-66,28		-40,155
	7	611,5	-80,27		-54,145
	8	633	-94,25		-68,125
	9	641	-108,24		-82,115
	10	692	-122,24		-96,115

Таблица А.6 – Результаты расчета продольных напряжений при испытании поперечным изгибом и внутренним давлением (Р = 3,0 МПа)

Направление	Шаг	Коэрцитивная сила, Нс, А/м	Продольное напряжение от изгиба, $\sigma_{пр}$, МПа	Продольное напряжение от давления, $\sigma_{пр}$, МПа	Продольное напряжение от изгиба и давления, $\sigma_{пр}$, МПа
1	2	3	4	5	6
Верх, сечение А (1 точка)	1	614,5	-3,64	31,35	27,71
	2	599,5	10,35		41,7
	3	586	24,33		55,68
	4	573	38,31		69,66
	5	548	52,3		83,65
	6	549,5	66,28		97,63
	7	537,5	80,27		111,62
	8	533,5	94,25		125,6
	9	520,5	108,24		139,59
	10	510,5	122,24		153,59
Верх, сечение В (5 точка)	1	603,5	0		31,35
	2	590,5	15,44		46,79
	3	577,5	30,97		62,32
	4	560	46,51		77,86
	5	550,5	62,05		93,4
	6	540,5	77,59		108,94
	7	529	93,13		124,48
	8	521	108,66		140,01
	9	510	124,2		155,55
	10	508	139,77		171,12
Верх, сечение С (9 точка)	1	614	-3,64		27,71
	2	601,5	10,35		41,7
	3	588,5	24,33		55,68
	4	574	38,31		69,66
	5	557	52,3		83,65
	6	550,5	66,28		97,63
	7	543,5	80,27		111,62
	8	536,5	94,25		125,6
	9	523	108,24		139,59
	10	520,5	122,24		153,59
Бок, сечение А (2 точка)	1	513,5	0		31,35
	2	523	0		31,35
	3	518,5	0		31,35
	4	511,5	0		31,35
	5	516	0		31,35
	6	515,5	0		31,35
	7	514	0		31,35
	8	517	0		31,35

Продолжение таблицы А.6

	9	516,5	0		31,35
	10	517	0		31,35
Бок, сечение В (6 точка)	1	474	0		31,35
	2	485,5	0		31,35
	3	481	0		31,35
	4	474	0		31,35
	5	468,5	0		31,35
	6	473	0		31,35
	7	470,5	0		31,35
	8	466,5	0		31,35
	9	468	0		31,35
	10	470	0		31,35
Бок, сечение С (10 точка)	1	480,5	0		31,35
	2	492	0		31,35
	3	501,5	0		31,35
	4	489,5	0		31,35
	5	485,5	0		31,35
	6	488,5	0		31,35
	7	488	0		31,35
	8	484	0		31,35
	9	488	0		31,35
	10	488	0		31,35
Бок, сечение А (4 точка)	1	578,5	0		31,35
	2	574	0		31,35
	3	573	0		31,35
	4	578	0		31,35
	5	565	0		31,35
	6	577	0		31,35
	7	586	0		31,35
	8	595,5	0		31,35
	9	620	0		31,35
	10	612,5	0		31,35
Бок, сечение В (8 точка)	1	562,5	0		31,35
	2	556	0		31,35
	3	546	0		31,35
	4	547,5	0		31,35
	5	549	0		31,35
	6	552,5	0		31,35
	7	552,5	0		31,35
	8	549,5	0		31,35
	9	572,5	0		31,35
	10	572	0		31,35
Бок, сечение С (12 точка)	1	568	0		31,35
	2	555	0		31,35

Окончание таблицы А.6

	3	575,5	0		31,35	
	4	565	0		31,35	
	5	561,5	0		31,35	
	6	562,5	0		31,35	
	7	561	0		31,35	
	8	568	0		31,35	
	9	592	0		31,35	
	10	591	0		31,35	
	Низ, сечение А (точка 3)	1	526,5		3,64	34,99
		2	554		-10,35	21
3		570	-24,33	7,02		
4		592,5	-38,31	-6,96		
5		610,5	-52,3	-20,95		
6		629,5	-66,28	-34,93		
7		662	-80,27	-48,92		
8		683	-94,25	-62,9		
9		707,5	-108,24	-76,89		
10		719	-122,24	-90,89		
Низ, сечение В (точка 7)	1	495	0	31,35		
	2	531,5	-15,44	15,91		
	3	543,5	-30,97	0,38		
	4	572,5	-46,51	-15,16		
	5	607	-62,05	-30,7		
	6	632,5	-77,59	-46,24		
	7	655	-93,13	-61,78		
	8	674,5	-108,66	-77,31		
	9	700	-124,2	-92,85		
	10	714	-139,77	-108,42		
Низ, сечение С (точка 11)	1	496	3,64	34,99		
	2	539	-10,35	21		
	3	539	-24,33	7,02		
	4	563	-38,31	-6,96		
	5	596	-52,3	-20,95		
	6	619,5	-66,28	-34,93		
	7	639,5	-80,27	-48,92		
	8	666,5	-94,25	-62,9		
	9	679,5	-108,24	-76,89		
	10	688,5	-122,24	-90,89		

Таблица А.7 – Результаты расчета продольных напряжений при испытании поперечным изгибом и внутренним давлением (Р = 3,5 МПа)

Направление	Шаг	Коэрцитивная сила, Нс, А/м	Продольное напряжение от изгиба, $\sigma_{пр}$, МПа	Продольное напряжение от давления, $\sigma_{пр}$, МПа	Продольное напряжение от изгиба и давления, $\sigma_{пр}$, МПа
1	2	3	4	5	6
Верх, сечение А (1 точка)	1	615	-3,64	36,575	32,935
	2	600	10,35		46,925
	3	590,5	24,33		60,905
	4	577,5	38,31		74,885
	5	570,5	52,3		88,875
	6	553	66,28		102,855
	7	548	80,27		116,845
	8	539,5	94,25		130,825
	9	532	108,24		144,815
	10	517	122,24		158,815
Верх, сечение В (5 точка)	1	608,5	0		36,575
	2	595	15,44		52,015
	3	580	30,97		67,545
	4	578	46,51		83,085
	5	560,5	62,05		98,625
	6	556,5	77,59		114,165
	7	544	93,13		129,705
	8	531,5	108,66		145,235
	9	526	124,2		160,775
	10	513	139,77		176,345
Верх, сечение С (9 точка)	1	614	-3,64		32,935
	2	604,5	10,35		46,925
	3	598	24,33		60,905
	4	588	38,31		74,885
	5	575	52,3		88,875
	6	566,5	66,28		102,855
	7	557,5	80,27		116,845
	8	547	94,25		130,825
	9	537,5	108,24		144,815
	10	530,5	122,24		158,815
Бок, сечение А (2 точка)	1	520	0	36,575	
	2	520,5	0	36,575	
	3	514	0	36,575	
	4	526	0	36,575	
	5	517	0	36,575	
	6	527	0	36,575	
	7	527	0	36,575	
	8	526,5	0	36,575	

Продолжение таблицы А.7

	9	526,5	0		36,575
	10	528,5	0		36,575
Бок, сечение В (6 точка)	1	477,5	0		36,575
	2	470	0		36,575
	3	490	0		36,575
	4	492,5	0		36,575
	5	487,5	0		36,575
	6	486,5	0		36,575
	7	483,5	0		36,575
	8	482	0		36,575
	9	479	0		36,575
	10	482,5	0		36,575
Бок, сечение С (10 точка)	1	492,5	0		36,575
	2	501	0		36,575
	3	502	0		36,575
	4	479,5	0		36,575
	5	497	0		36,575
	6	497	0		36,575
	7	498,5	0		36,575
	8	495	0		36,575
	9	497	0		36,575
	10	498	0		36,575
Бок, сечение А (4 точка)	1	566	0		36,575
	2	580,5	0		36,575
	3	577,5	0		36,575
	4	589,5	0		36,575
	5	587,5	0		36,575
	6	579	0		36,575
	7	593,5	0		36,575
	8	584,5	0		36,575
	9	593	0		36,575
	10	588	0		36,575
Бок, сечение В (8 точка)	1	566	0		36,575
	2	557,5	0		36,575
	3	549,5	0		36,575
	4	559,5	0		36,575
	5	557,5	0		36,575
	6	559	0		36,575
	7	567	0		36,575
	8	553,5	0		36,575
	9	586,5	0		36,575
	10	567,5	0		36,575
Бок, сечение С (12 точка)	1	572	0		36,575
	2	557,5	0		36,575

Окончание таблицы А.7

	3	562,5	0		36,575	
	4	563	0		36,575	
	5	569,5	0		36,575	
	6	579	0		36,575	
	7	576,5	0		36,575	
	8	580,5	0		36,575	
	9	575,5	0		36,575	
	10	578,5	0		36,575	
	Низ, сечение А (точка 3)	1	542		3,64	40,215
		2	561		-10,35	26,225
3		578	-24,33	12,245		
4		602,5	-38,31	-1,735		
5		604,5	-52,3	-15,725		
6		641,5	-66,28	-29,705		
7		664	-80,27	-43,695		
8		671	-94,25	-57,675		
9		694	-108,24	-71,665		
10		709	-122,24	-85,665		
Низ, сечение В (точка 7)	1	501,5	0	36,575		
	2	532	-15,44	21,135		
	3	545	-30,97	5,605		
	4	572,5	-46,51	-9,935		
	5	587,5	-62,05	-25,475		
	6	618	-77,59	-41,015		
	7	639,5	-93,13	-56,555		
	8	666,5	-108,66	-72,085		
	9	686,5	-124,2	-87,625		
	10	708	-139,77	-103,195		
Низ, сечение С (точка 11)	1	515,5	3,64	40,215		
	2	543,5	-10,35	26,225		
	3	555	-24,33	12,245		
	4	572	-38,31	-1,735		
	5	590,5	-52,3	-15,725		
	6	615,5	-66,28	-29,705		
	7	634,5	-80,27	-43,695		
	8	654,5	-94,25	-57,675		
	9	680,5	-108,24	-71,665		
	10	699,5	-122,24	-85,665		

Таблица А.8 – Результаты расчета продольных напряжений при испытании поперечным изгибом и внутренним давлением (Р = 4,0 МПа)

Направление	Шаг	Коэффициентная сила, Нс, А/м	Продольное напряжение от изгиба, $\sigma_{пр}$, МПа	Продольное напряжение от давления, $\sigma_{пр}$, МПа	Продольное напряжение от изгиба и давления, $\sigma_{пр}$, МПа
1	2	3	4	5	6
Верх, сечение А (1 точка)	1	597,5	-3,64	41,8	38,16
	2	604,5	10,35		52,15
	3	589	24,33		66,13
	4	580	38,31		80,11
	5	569	52,3		94,1
	6	560	66,28		108,08
	7	547,5	80,27		122,07
	8	539	94,25		136,05
	9	516,5	108,24		150,04
	10	525	122,24		164,04
Верх, сечение В (5 точка)	1	606,5	0		41,8
	2	598	15,44		57,24
	3	583	30,97		72,77
	4	575,5	46,51		88,31
	5	559,5	62,05		103,85
	6	551,5	77,59		119,39
	7	539,5	93,13		134,93
	8	529,5	108,66		150,46
	9	523,5	124,2		166
	10	519,5	139,77		181,57
Верх, сечение С (9 точка)	1	626,5	-3,64	38,16	
	2	605,5	10,35	52,15	
	3	595,5	24,33	66,13	
	4	576,5	38,31	80,11	
	5	570,5	52,3	94,1	
	6	563	66,28	108,08	
	7	555	80,27	122,07	
	8	545,5	94,25	136,05	
	9	539,5	108,24	150,04	
	10	525,5	122,24	164,04	
Бок, сечение А (2 точка)	1	510	0	41,8	
	2	536	0	41,8	
	3	531	0	41,8	
	4	529,5	0	41,8	
	5	533	0	41,8	
	6	534	0	41,8	
	7	530,5	0	41,8	
	8	527	0	41,8	

Продолжение таблицы А.8

	9	531,5	0		41,8
	10	533	0		41,8
Бок, сечение В (6 точка)	1	484	0		41,8
	2	498	0		41,8
	3	498,5	0		41,8
	4	492	0		41,8
	5	493	0		41,8
	6	490	0		41,8
	7	485,5	0		41,8
	8	482	0		41,8
	9	483,5	0		41,8
	10	481,5	0		41,8
Бок, сечение С (10 точка)	1	491	0		41,8
	2	510	0		41,8
	3	502,5	0		41,8
	4	494	0		41,8
	5	501	0		41,8
	6	495	0		41,8
	7	502	0		41,8
	8	500,5	0		41,8
	9	500	0		41,8
	10	505,5	0		41,8
Бок, сечение А (4 точка)	1	584	0		41,8
	2	584,5	0		41,8
	3	585	0		41,8
	4	590,5	0		41,8
	5	596	0		41,8
	6	601,5	0		41,8
	7	606	0		41,8
	8	589	0		41,8
	9	614	0		41,8
	10	608,5	0		41,8
Бок, сечение В (8 точка)	1	560,5	0		41,8
	2	563	0		41,8
	3	555	0		41,8
	4	573	0		41,8
	5	558	0		41,8
	6	562,5	0		41,8
	7	562	0		41,8
	8	563	0		41,8
	9	553	0		41,8
	10	555,5	0		41,8
Бок, сечение С (12 точка)	1	567,5	0		41,8
	2	577	0		41,8

Окончание таблицы А.8

	3	573,5	0		41,8	
	4	561	0		41,8	
	5	573,5	0		41,8	
	6	580,5	0		41,8	
	7	574,5	0		41,8	
	8	584	0		41,8	
	9	573	0		41,8	
	10	581,5	0		41,8	
	Низ, сечение А (точка 3)	1	544,5	3,64		45,44
		2	569	-10,35		31,45
3		589,5	-24,33		17,47	
4		610	-38,31		3,49	
5		622,5	-52,3		-10,5	
6		659	-66,28		-24,48	
7		641,5	-80,27		-38,47	
8		670,5	-94,25		-52,45	
9		693	-108,24		-66,44	
10		720,5	-122,24		-80,44	
Низ, сечение В (точка 7)	1	501,5	0		41,8	
	2	545	-15,44		26,36	
	3	566,5	-30,97		10,83	
	4	582	-46,51		-4,71	
	5	624	-62,05		-20,25	
	6	648,5	-77,59		-35,79	
	7	676,5	-93,13		-51,33	
	8	695,5	-108,66		-66,86	
	9	706,5	-124,2		-82,4	
	10	718	-139,77		-97,97	
Низ, сечение С (точка 11)	1	525	3,64		45,44	
	2	559	-10,35		31,45	
	3	570,5	-24,33		17,47	
	4	587,5	-38,31		3,49	
	5	618	-52,3		-10,5	
	6	633	-66,28		-24,48	
	7	632	-80,27		-38,47	
	8	664,5	-94,25		-52,45	
	9	687,5	-108,24		-66,44	
	10	700	-122,24		-80,44	

Таблица А.9 – Результаты расчета продольных напряжений при испытании поперечным изгибом и внутренним давлением (Р = 4,5 МПа)

Направление	Шаг	Коэрцитивная сила, Нс, А/м	Продольное напряжение от изгиба, $\sigma_{пр}$, МПа	Продольное напряжение от давления, $\sigma_{пр}$, МПа	Продольное напряжение от изгиба и давления, $\sigma_{пр}$, МПа
1	2	3	4	5	6
Верх, сечение А (1 точка)	1	626,5	-3,64	47,025	43,385
	2	606	10,35		57,375
	3	592	24,33		71,355
	4	589,5	38,31		85,335
	5	576	52,3		99,325
	6	558	66,28		113,305
	7	541	80,27		127,295
	8	543,5	94,25		141,275
	9	531	108,24		155,265
	10	530,5	122,24		169,265
Верх, сечение В (5 точка)	1	615,5	0		47,025
	2	596,5	15,44		62,465
	3	589,5	30,97		77,995
	4	576,5	46,51		93,535
	5	564	62,05		109,075
	6	557,5	77,59		124,615
	7	532	93,13		140,155
	8	533,5	108,66		155,685
	9	524,5	124,2		171,225
	10	519,5	139,77		186,795
Верх, сечение С (9 точка)	1	628,5	-3,64	43,385	
	2	612,5	10,35	57,375	
	3	602,5	24,33	71,355	
	4	589	38,31	85,335	
	5	581,5	52,3	99,325	
	6	569,5	66,28	113,305	
	7	561	80,27	127,295	
	8	548,5	94,25	141,275	
	9	542,5	108,24	155,265	
	10	534	122,24	169,265	
Бок, сечение А (2 точка)	1	525,5	0	47,025	
	2	535,5	0	47,025	
	3	525	0	47,025	
	4	523,5	0	47,025	
	5	527	0	47,025	
	6	533	0	47,025	
	7	538	0	47,025	
	8	537	0	47,025	

Продолжение таблицы А.9

	9	538,5	0		47,025
	10	540	0		47,025
Бок, сечение В (6 точка)	1	470	0		47,025
	2	497	0		47,025
	3	497	0		47,025
	4	493,5	0		47,025
	5	489,5	0		47,025
	6	481	0		47,025
	7	486	0		47,025
	8	488,5	0		47,025
	9	489	0		47,025
	10	490,5	0		47,025
Бок, сечение С (10 точка)	1	498,5	0		47,025
	2	515	0		47,025
	3	508	0		47,025
	4	505	0		47,025
	5	509	0		47,025
	6	500,5	0		47,025
	7	508	0		47,025
	8	507	0		47,025
	9	509	0		47,025
	10	509	0		47,025
Бок, сечение А (4 точка)	1	588	0		47,025
	2	587	0		47,025
	3	598	0		47,025
	4	599,5	0		47,025
	5	600,5	0		47,025
	6	607,5	0		47,025
	7	602,5	0		47,025
	8	601,5	0		47,025
	9	606,5	0		47,025
	10	592	0		47,025
Бок, сечение В (8 точка)	1	551,5	0		47,025
	2	572	0		47,025
	3	560	0		47,025
	4	571,5	0		47,025
	5	566,5	0		47,025
	6	572,5	0		47,025
	7	576	0		47,025
	8	574,5	0		47,025
	9	571	0		47,025
	10	567,5	0		47,025
Бок, сечение С (12 точка)	1	571	0		47,025
	2	582,5	0		47,025

Окончание таблицы А.9

	3	575	0		47,025	
	4	584	0		47,025	
	5	575,5	0		47,025	
	6	587	0		47,025	
	7	592,5	0		47,025	
	8	587	0		47,025	
	9	590	0		47,025	
	10	581,5	0		47,025	
	Низ, сечение А (точка 3)	1	498,5		3,64	50,665
		2	568		-10,35	36,675
3		583	-24,33	22,695		
4		603	-38,31	8,715		
5		636	-52,3	-5,275		
6		651,5	-66,28	-19,255		
7		679,5	-80,27	-33,245		
8		696,5	-94,25	-47,225		
9		718	-108,24	-61,215		
10		726,5	-122,24	-75,215		
Низ, сечение В (точка 7)	1	524,5	0	47,025		
	2	568	-15,44	31,585		
	3	580	-30,97	16,055		
	4	608	-46,51	0,515		
	5	631	-62,05	-15,025		
	6	652,5	-77,59	-30,565		
	7	677	-93,13	-46,105		
	8	698	-108,66	-61,635		
	9	717	-124,2	-77,175		
	10	730,5	-139,77	-92,745		
Низ, сечение С (точка 11)	1	533	3,64	50,665		
	2	549,5	-10,35	36,675		
	3	572	-24,33	22,695		
	4	592	-38,31	8,715		
	5	616,5	-52,3	-5,275		
	6	640	-66,28	-19,255		
	7	660	-80,27	-33,245		
	8	679	-94,25	-47,225		
	9	695,5	-108,24	-61,215		
	10	705	-122,24	-75,215		

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

УТВЕРЖДАЮ



Проректор по науке и
инновационной деятельности
ФГБОУ ВО «УГТУ», к.э.н.

Г. Н. Лепке

2021 г.

АКТ

внедрения научных результатов, полученных
Мамедовой Эльмирой Айдыновной
при выполнении диссертационного исследования на тему
**«Совершенствование методов оценки и мониторинга изгибных напряжений в
стенках труб подземных магистральных нефтегазопроводов»**

Настоящим актом подтверждаем, что результаты диссертационной работы Мамедовой Эльмиры Айдыновны «Совершенствование методов оценки и мониторинга изгибных напряжений в стенках труб подземных магистральных нефтегазопроводов», представленной на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 25.00.19 – Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ, а именно:

– методика определения значений изгибных напряжений в стенках трубопроводов с установлением положения плоскости изгиба, при избыточном давлении среды внутри трубопровода и изгибе, для оценки начальных деформаций на участке при решении задачи пуско-наладки волоконно-оптической системы мониторинга трубопроводов;

– алгоритм комплексного поэтапного диагностирования участка трубопроводов для пуско-наладки волоконно-оптической системой мониторинга напряженно-деформированного состояния, включающий измерение пространственного положения оси диагностируемого участка трубопровода, оценку напряженного состояния стенок трубопровода с определением ориентации плоскости изгиба, выявление при наличии сечений со значениями изгибных напряжений более 50 МПа и верификацию значений НДС коэрцитиметрическим методом

использовались при подготовке НИОКР «Разработка системы мониторинга напряженно-деформированного состояния нефтепроводов, работающих в сложных инженерно-геологических условиях на основе волоконно-оптических датчиков» разрабатываемого ФГБОУ ВО «УГТУ» по договору № 27/17 по заказу АО «Транснефть-Север» № 672/17 от 11 мая 2017 г.

Начальник ОНПиОНИ, к.т.н.

И. Д. Киборт

Заведующий кафедрой ПЭМГ, к.т.н.

Е. В. Исупова

ПРИЛОЖЕНИЕ В

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

АО «Гипрогазцентр» к.т.н.

С. В. Савченков

«30» _____ 2021 г.



АКТ

о внедрении научных результатов, полученных Мамедовой Эльмирой Айдыновной

Комиссия в составе:

- 1) главного инженера проектов Ларцова Сергея Викторовича;
- 2) главного инженера проектов Сизова Вячеслава Геннадиевича;
- 3) главного инженера проектов Сазанова Сергея Александровича

установила, что научные результаты, полученные Мамедовой Эльмирой Айдыновной:

1) математическая модель определения минимального шага измерений пространственного положения подземных магистральных трубопроводов для оценки напряженно-деформированного состояния с поверхности грунта с учетом диаметра трубопровода, глубины заложения, погрешности трассопоискового оборудования, опубликованная в Агинец Р. В., Исламов Р. Р., Фирстов А. А., Мамедова Э.А., С.В. Савченков Математическая модель определения минимального шага выполнения обследований планово-высотного положения трубопровода трассопоисковым оборудованием при оценке напряженно-деформированного состояния с поверхности грунта // Наука и техника газовой промышленности, 2020, № 3(83), С. 54–68.;

2) методика определения положения плоскости изгиба в сечении трубопровода, находящегося под действием избыточного давления транспортируемой среды и изгибающих усилий, для оценки начальных деформаций на участке при решении задачи пуско-наладки для пуско-наладки волоконно-оптических датчиков деформации опубликованная в Агинец Р. В., Исламов Р. Р., Мамедова Э. А. Патент Российской Федерации №2722333 Способ определения механических напряжений в стальном трубопроводе, патентообладатель АО «Транснефть-Север», Заявка от 09.12.2019 № 2019140936, опубликован 29.05.2020 в Бюллетене № 16, с. 13 и в Агинец Р. В., Исламов Р. Р., Мамедова Э. А. Определение напряженно-деформированного состояния участка трубопровода под давлением по результатам измерения коэрцитивной силы // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов, 2019, Т.9, № 3, с. 284-294;

3) выражения для нахождения сжимающих и растягивающих напряжений в сечении трубопровода, находящегося в плосконапряженном состоянии по коэрцитивной силе металла с учетом внутреннего давления среды и изгиба опубликованная в Агинец Р. В., Исламов Р. Р., Мамедова Э. А. Определение напряженно-деформированного состояния участка трубопровода под давлением по

результатам измерения коэрцитивной силы // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – Т.9. – № 3. – С. 284–294;

4) алгоритм реализации методики оценки начального напряженно-деформированного состояния участка трубопровода для пуско-наладки волоконно-оптических датчиков деформации, включающий измерение пространственного положения оси диагностируемого участка трубопровода, оценку напряженного состояния стенок трубопровода с определением ориентации плоскости изгиба, выявление при наличии сечений со значениями изгибных напряжений более 50 МПа и верификацию значений напряженно-деформированного состояния методом измерения коэрцитивной силы металла опубликованная в Мамедова Э.А., Агинея Р.В. Разработка методики пуско-наладки системы волоконно-оптического мониторинга напряженного состояния магистральных трубопроводов // Всероссийская научно-техническая конференция «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений и транспорта трудноизвлекаемых запасов углеводородов» (г. Ухта, 05-06 ноября 2020 г.), Ухта: УГТУ, 2021, с. 162–167

были использованы в НИОКР «Проведение теоретических и экспериментальных исследований для разработки системы мониторинга напряженно-деформированного состояния нефтепроводов на основе волоконно-оптических датчиков» разработанной в АО «Гипрогазцентр», 2019 г., шифр – 4734 НИР, арх. № 24_НИОКР.

Главный инженер проектов Бюро ГИПов,
доктор технических наук, профессор

С. В. Ларцов

Главный инженер проектов Бюро ГИПов

В.Г. Сизов

Главный инженер проектов Бюро ГИПов

С.А. Сазанов

Подпись руки	Лацова С.В.	заверяю
Нач. отдела кадров	Ваш	
Дата	30.09.2021	



ПРИЛОЖЕНИЕ Г

УТВЕРЖДАЮ

Первый проректор – проректор по
образовательной деятельности

ФГБОУ ВО «НГТУ им. Р.Е. Алексеева»

Е. Г. Ивашкин

2021 г.



АКТ

о внедрении в учебный процесс результатов диссертационного исследования, выполненного Мамедовой Эльмирой Айдыновной на тему «СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ И МОНИТОРИНГА ИЗГИБНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ В СТЕНКАХ ТРУБ ПОДЗЕМНЫХ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ»

Настоящим актом подтверждается факт внедрения с 10.02.2020 г. результатов, полученных в ходе выполнения диссертационного исследования, в образовательный процесс, реализуемый в ФГБОУ ВО «Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева» по направлению подготовки **21.03.01 «Нефтегазовое дело»** (уровень бакалавриата) в рамках дисциплины «Диагностика объектов транспорта и хранения газа и нефти», по направлению подготовки **21.04.01 «Нефтегазовое дело»** (уровень магистратуры) в рамках дисциплин «Техническая диагностика объектов нефтегазотранспортных систем» и «Методы расчета и измерения напряженно-деформированного состояния».

В рамках лекционных и практических занятий освещаются вопросы оценки механических напряжений в стенках трубопроводов, находящихся под давлением среды, по результатам измерения коэрцитивной силы металла.

Методика проведения экспериментальных лабораторных исследований используется при проведении лабораторных работ: «Исследование оценки напряженно-деформированного состояния трубопроводов, находящихся под действием плосконапряженного состояния, по результатам измерения коэрцитивной силы металла», «Определение плоскости изгиба в сечении трубопровода по результатам измерения коэрцитивной силы».

И.о. заведующего кафедрой ПЭГГ

Д. Г. Репин

Директор ИТС

А. В. Тумасов

Начальник учебного отдела

И. В. Мухина

Начальник учебно-методического
управления

Т.И. Ермакова