

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

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Ухта – 2021

Диссертация выполнена в  
Ухтинском государственном техническом университете на кафедре  
«Проектирование и эксплуатация магистральных газонефтепроводов»

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор,  
ректор ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный  
технический университет»  
**Агиней Руслан Викторович**

Официальные оппоненты: доктор технических наук, главный инженер –  
первый заместитель генерального директора  
ООО «Газпром трансгаз Казань»  
**Чучкалов Михаил Владимирович**

кандидат технических наук, доцент,  
доцент кафедры «Транспорт углеводородных ре-  
сурсов» ФГБОУ ВО «Тюменский индустриаль-  
ный университет»  
**Земенкова Мария Юрьевна**

Ведущая организация: ФГАОУ ВО «Российский государственный уни-  
верситет нефти и газа (национальный исследова-  
тельский университет) имени И.М. Губкина»

Защита состоится «03» сентября 2021 г. в 10<sup>00</sup> часов на заседании диссертацион-  
ного совета Д 212.291.02 в Ухтинском государственном техническом университете по  
адресу: 169300, г. Ухта, Республика Коми, ул. Первомайская, 13.

С авторефератом и диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО  
«Ухтинский государственный технический университет», а также на сайте вуза по адресу  
[www.ugtu.net](http://www.ugtu.net) в разделе «Наука→Диссертации».

Автореферат разослан «27» июля 2021 г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета,  
кандидат технических наук, доцент



Д.А. Борейко

## Общая характеристика работы

### 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.

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.

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 Мандельштама-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. Агиней, 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  $\rho_{ист}=300$  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 патента на изобретения РФ.

### Содержание работы

Во введении показано состояние вопроса в отечественной и мировой практике по выбранной теме исследования, освещены проблемы мониторинга механических изгибных напряжений в стенках труб подземных магистральных нефтегазопроводов, обозначены направление и актуальность исследований.

В первой главе «Критический обзор средств и методов мониторинга напряженно-деформированного состояния подземных нефтегазопроводов» представлен анализ причин разрушения магистральных нефтегазопроводов большого диаметра в республиках бывшего СССР, странах Европы и США за период 1968-2018 гг., выполненный на основе информации о разрушениях, содержащейся в международных базах данных, который позволил установить, что порядка 4-13% аварийных разрушений трубопроводов произошли по причине природного воздействия, что предопределяет необходимость непрерывного мониторинга фактической величины изгибных напряжений в стенке контролируемого участка подземного трубопровода, эксплуатирующегося в сложных инженерно-геологических и/или природно-климатических условиях, современными системами мониторинга напряженно-деформированного состояния трубопроводов.

Предложена классификация методов мониторинга напряженно-деформированного состояния стенок магистральных нефтегазопроводов, согласно которой существующие в настоящее время методы оценки НДС в зависимости от необходимости знания начального напряженно-деформированного состояния для работы метода разделены на две укрупненные группы: 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 (рисунок 1).

Первая группа методов (т.н. «отнулевых» методов) в ряде случаев позволяет с достаточно высокой точностью выполнять мониторинг фактической величины изгибных напряжений (деформаций) в стенках трубопроводов, однако для корректной эксплуатации данных систем мониторинга, в частности, выполнения пуско-наладки, калибровки и верификации показаний при отклике, необходимо обоснование и применение дополнительных методов оценки НДС, позволяющих работать без знания начального напряженного состояния в трубопроводе (1).

$$\varepsilon_{\Sigma} = \varepsilon_{base} + \varepsilon_{изм}, \quad (1)$$

- где  $\varepsilon_{\Sigma}$  – величина деформации трубопровода;  
 $\varepsilon_{base}$  – величина базовой деформации трубопровода на участке мониторинга, до монтажа системы мониторинга;  
 $\varepsilon_{изм}$  – величина деформации трубопровода, измеренная системой после установки.

Вторая группа методов оценки НДС представлена «локальными» методами, работающими с использованием различных физических полей, а также методами определения положения оси трубопровода. Показано, что измерение НДС в стенках трубопроводов могут быть выполнены с применением акустического метода, основанного на эффекте акустоупругости (например, прибор ИН-5101А), магнитных методов, в частности: метода, основанного на эффекте Баркгаузена (например, приборы ИНТРОСКАН, Стресскан и др.), магнитострикционного и коэрцитиметрического (например, прибор КМ 445.2) методов, и рентгеновско-дифракционного метода.



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

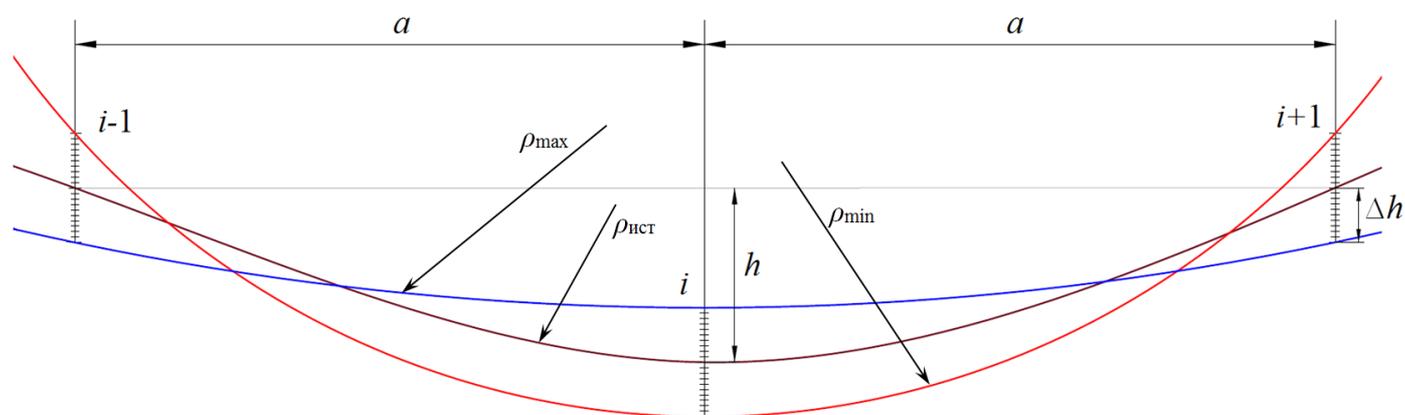
Сравнение методов оценки НДС, применительно к цели диссертационного исследования, выполнялось в соответствии со следующими сформулированными требованиями: 1. неразрушающий характер контроля; 2. точность оценки НДС для материала стали труб, находящихся в плоском напряженном состоянии; 3. время, требуемое для настройки и проведения измерений; 4. возможность применения на трубах различного диаметра; 5. удобство использования в полевых условиях (портативность, автономность питания и т.д.); 6. возможность измерения на неподготовленной предварительно поверхности, в т. ч. через слой изоляционного покрытия; 7. возможность контроля значительного по протяженности участка трубопровода; 8. точность определения зон с максимальными значениями напряжений на участке ( $\pm 1-2$  м).

Анализ показал, что ни один из рассмотренных в диссертационной работе методов неразрушающего контроля напряженного состояния трубопроводов (рисунок 1) в полной мере не соответствует требованиям, поэтому автором предложено применять комплекс усовершенствованных методов, рационально сочетающего «масштабный» метод оценки изгибных напряжений по профилю оси трубопровода с поверхности грунта и «локальный» магнитный метод, основанный на измерении и последующем анализе коэрцитивной силы металла труб.

Установлено, что требуется усовершенствование метода определения положения оси трубопровода, в части определения минимального шага измерения с поверхности грунта с учетом диаметра трубопровода, глубины заложения, точности трассопоискового оборудования, а также усовершенствование «локального» магнитного метода определения напряженно-деформированного состояния, основанного 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.

Во второй главе «**Определение минимального шага выполнения измерений пространственного положения трубопровода трассопоисковым оборудованием при оценке напряженно-деформированного состояния с поверхности грунта**» представлены результаты численного моделирования задачи и 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 номинальным диаметром 820...1420 мм.

На рисунке 2 представлен абстрактный участок подземного магистрального трубопровода диаметром  $N$ , мм, глубиной заложения –  $h$ , м. Нахождение непосредственной оси трубопровода и глубины его заложения производится при помощи трассопоискового оборудования с поверхности грунта в трех точках  $i-1$ ;  $i$ ;  $i+1$ , располагающихся на равном расстоянии друг от друга  $a$ , м. Погрешность измерений трассопоискового прибора –  $\Delta h$ , %.



**Рисунок 2 – Профиль участка трубопровода, аппроксимируемый дугой окружности**

Поскольку измеренное значение глубины заложения участка трубопровода в точке измерения имеет некую приборную погрешность  $\Delta h$ , очевидно, что истинное значение величины глубины заложения трубопровода в точках измерения находится в диапазоне, равном глубине заложения трубопровода и погрешности применяемого трассопоискового оборудования  $h \pm \Delta h$ , а значит, конфигурация истинного значения радиуса упругого изгиба  $\rho_{\text{ист}}$  может принимать множество разных вариантов в зависимости от измеренного значения глубины заложения участка.

При моделировании задачи по определению минимального шага выполнения измерений глубины залегания оси подземного трубопровода с поверхности грунта приняты следующие допущения: 1. рассматривается плоская задача (принимается, что изгиб в сечении трубопровода происходит только в одной плоскости); 2. изгиб в сечении трубопровода рассматривается как совокупность трёх точек оси, которые можно соединить дугой окружности; 3. глубина залегания трубопровода от поверхности земли принимается величиной постоянной на протяжении всего участка; 4. погрешность используемого трассопоискового оборудования задается величиной абсолютной и фиксированной для каждого отдельного случая расчета ( $\Delta h = \text{const}$ ).

Решение задачи по определению минимального шага измерения глубины заложения трубопровода между точками измерений (пикетами) с поверхности грунта при постоянном значении погрешности трассопоискового оборудования сводилось к определению абсолютного значения разности между максимальными изгибными напряжениями, рассчитанными с учетом 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):

$$\left| \sigma_{\text{изг}}(\rho_{\text{расч}}) - \sigma_{\text{изг}}(\rho_{\text{ист}}) \right| \leq \pm n, \quad (2)$$

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

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

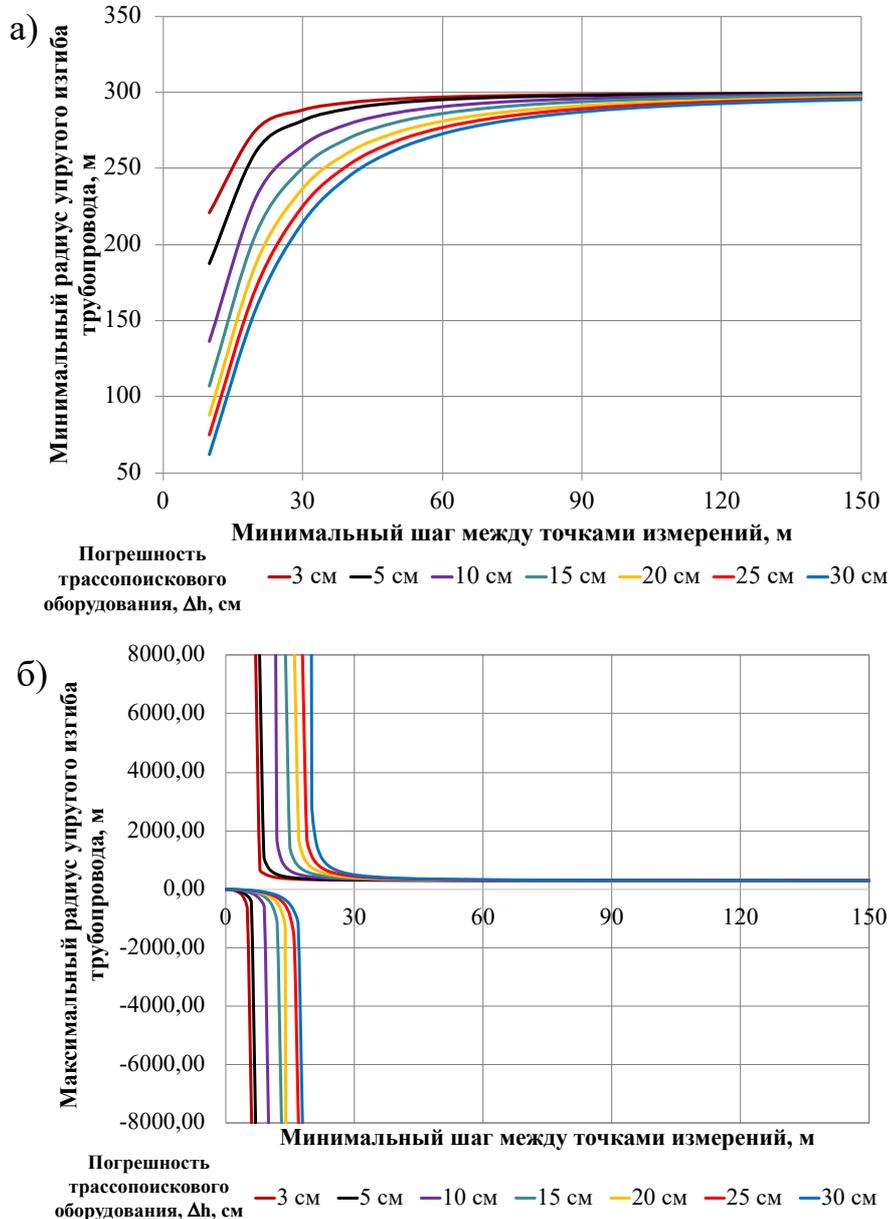
$n$  – точность определения НДС в стенке трубопровода, МПа.

Действительные значения радиусов изгиба определялись для двух граничных случаев (рисунок 2) относительно истинного значения радиуса: 1. минимальный радиус упругого изгиба,  $\rho_{\text{min}}$  (погрешность точек  $i-1, i+1$  – минимальная, погрешность точки  $i$  – максимальная) (при этом  $\rho_{\text{расч}} \leq \rho_{\text{ист}}$ ); 2. максимальный радиус упругого изгиба,  $\rho_{\text{max}}$  (погрешность точек  $i-1, i+1$  – максимальная, погрешность точки  $i$  – минимальная) (при этом  $\rho_{\text{расч}} \geq \rho_{\text{ист}}$ ).

Получены выражения, позволяющие определить значение минимального и максимального радиусов изгиба трубопровода при известной величине абсолютной погрешности трассопоискового оборудования и шага проведения съемки:

$$\rho_{\min} = \frac{\rho_{\text{ист}} (2a)^2}{L^2 + 16\rho_{\text{ист}} \Delta h}; \rho_{\max} = \frac{\rho_{\text{ист}} (2a)^2}{L^2 - 16\rho_{\text{ист}} \Delta h}. \quad (3)$$

Установлено, 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 (рисунок 3).



**Рисунок 3 – Зависимость минимального (а) и максимального (б) радиусов упругого изгиба трубопровода от шага измерений при разных значениях абсолютной погрешности трассопоискового оборудования (при  $\rho_{\text{ист}}=300$  м)**

Далее для определения минимального шага проведения измерений пространственного положения подземного трубопровода рассчитывалось абсолютное значение разности между максимальными изгибными напряжениями и сравнение полученной разности изгибных напряжений с допустимой погрешностью определения продольных напряжений (в диссертационной работе принято значение 50 МПа).

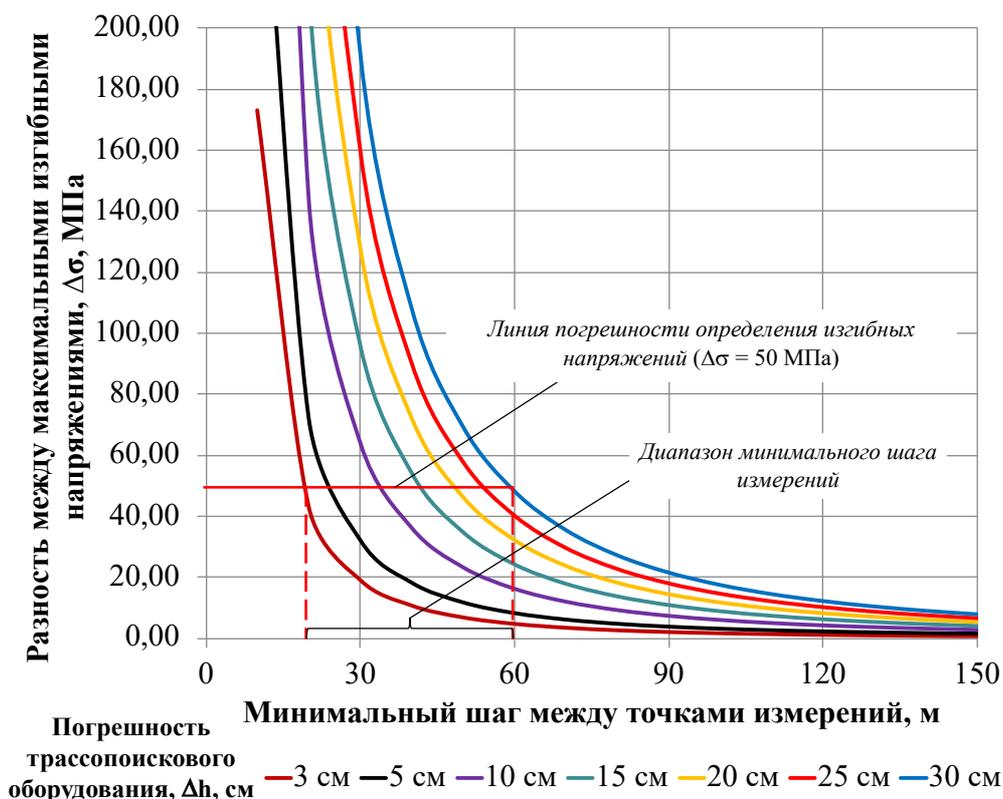
Численное моделирование позволило установить, что минимальный шаг измерений пространственного положения подземных магистральных нефтегазопроводов для оценки их НДС с поверхности грунта находится в диапазоне от 20-60 м, и варьируется

в зависимости от погрешности применяемого трассопоискового оборудования (20 м – при минимальной погрешности оборудования, 60 м – при максимальной), при этом величина и конфигурация истинного радиуса изгиба оси трубопровода не оказывает влияния на определение минимального шага проведения измерений пространственного положения трубопровода (рисунок 4).

Математически доказано отсутствие связи между значением минимального шага измерений и величиной (в т.ч. конфигурацией) радиуса изгиба, т.к.:

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

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



**Рисунок 4 – 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)**

При разработке математической модели определения минимального шага выполнения обследований планово-высотного положения трубопровода с поверхности грунта, а также определении коэффициентов, входящих в нее, построенные по расчетным значениям кривые зависимости абсолютного значения разности между максимальными изгибными напряжениями от шага измерений были аппроксимированы степенной функцией вида  $\Delta\sigma = kx^n$ .

Установлено, что с увеличением погрешности применяемого трассопоискового оборудования наблюдается тенденция увеличения коэффициента  $k$  в степенном

уравнении зависимости разности между максимальными изгибными напряжениями от шага измерений. На основании данного вывода был построен график зависимости коэффициента  $k$  от погрешности  $\Delta h$ . Аппроксимировав полученные данные, получено линейное уравнение, описывающее зависимость между коэффициентом  $k$  и абсолютным значением погрешности трассопоискового оборудования.

Получена математическая модель для определения минимального шага проведения измерения глубины заложения оси подземного магистрального трубопровода при произвольной допустимой погрешности определения продольных напряжений:

$$a = \sqrt{\frac{c\Delta h + d}{\Delta\sigma}} = (m\Delta h + n)^{\frac{1}{2}}. \quad (5)$$

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  $\pm 50$  МПа;

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

$\Delta h$  – абсолютное значение погрешности трассопоискового оборудования, м.

Установлены значения коэффициентов  $m$  и  $n$ , входящих в математическую модель для определения оптимального шага между точками измерения глубины заложения трассы подземного магистрального трубопровода (таблица 1).

**Таблица 1 – 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

В третьей главе «Экспериментальные исследования для оценки напряженно-деформированного состояния трубопроводов, находящихся под давлением среды и изгибом, по результатам измерения коэрцитивной силы металла» представлены результаты экспериментальной оценки напряженного состояния участка трубопровода, подверженного одновременному силовому воздействию внутреннего давления среды и изгибу, по результатам измерения коэрцитивной силы металла. При планировании экспериментальных исследований для оценки плосконапряженного состояния участка трубопровода по результатам измерения коэрцитивной силы был спланирован двухфакторный эксперимент, в котором в качестве факторов были выделены: 1. изменение величины внутреннего давления, нагнетаемого в стенде; 2. изменение высоты поднятия

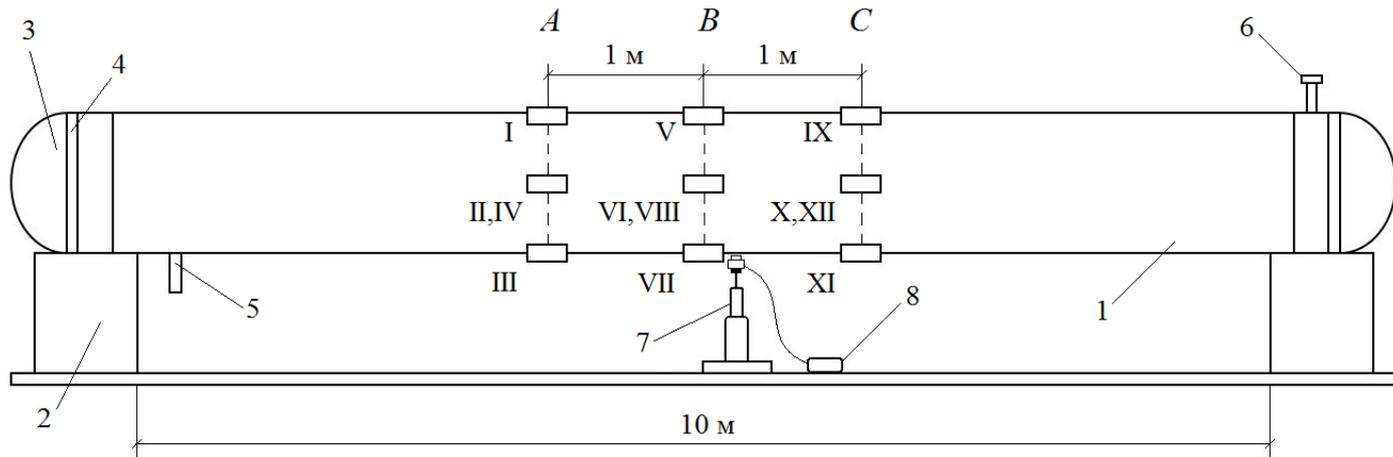
штока домкрата при создании поперечного изгиба. При этом диапазон вариации внутреннего давления, создаваемого в стенде составлял  $[0 \div 4,5]$  МПа, шаг вариации 0,5 МПа, диапазон вариации изменение высоты поднятия штока домкрата  $[0 \div 72]$  мм, шаг вариации 8 мм.

Выполнялось две группы экспериментальных исследований, заключающихся в поэтапном нагружении стенда внутренним давлением и изгибом с одновременной регистрацией измерений коэрцитивной силы металла трубопровода: группа 1. испытания на поперечный изгиб; группа 2. испытания на нагружение поперечным изгибом и внутренним давлением.

Исследования проводились на испытательном стенде, представляющий собой участок трубопровода с торцевыми заглушками общей длиной 10,5 м, закрепленный на двух опорах (рисунок 5). Наружный диаметр стенда – 219 мм, толщина стенки – 5 мм, материал – сталь 17Г1С. Крепление концов трубы к бетонным блокам выполнялось с помощью металлических хомутов, длина пролета составляла 10 м.

При проведении экспериментальных исследований на испытательном стенде были выбраны три сечения: *A*; *B*; *C* (рисунок 5), отстоящих друг от друга на расстоянии 1 м (при этом сечение *B* было выбрано посередине испытательного стенда в зоне действия максимальных растягивающих (сжимающих) напряжений), на каждом из сечений выбрано по четыре точки с угловой ориентацией 3; 6; 9 и 12 часов соответственно. Под центральное сечение стенда был установлен домкрат, полость трубы заполнялась водой.

Измерения коэрцитивной силы выполнялись коэрцитиметром КМ 445.2, погрешность измерения которого не превышает 5%. Также при проведении экспериментальных исследований были использованы следующие приборы и оборудование: домкрат гидравлический бутылочный, динамометр электронный переносной, насос опрессовочный, электронная рулетка (дальномер).



*A*; *B*; *C* – контрольные сечения на расстоянии 1 м друг от друга;

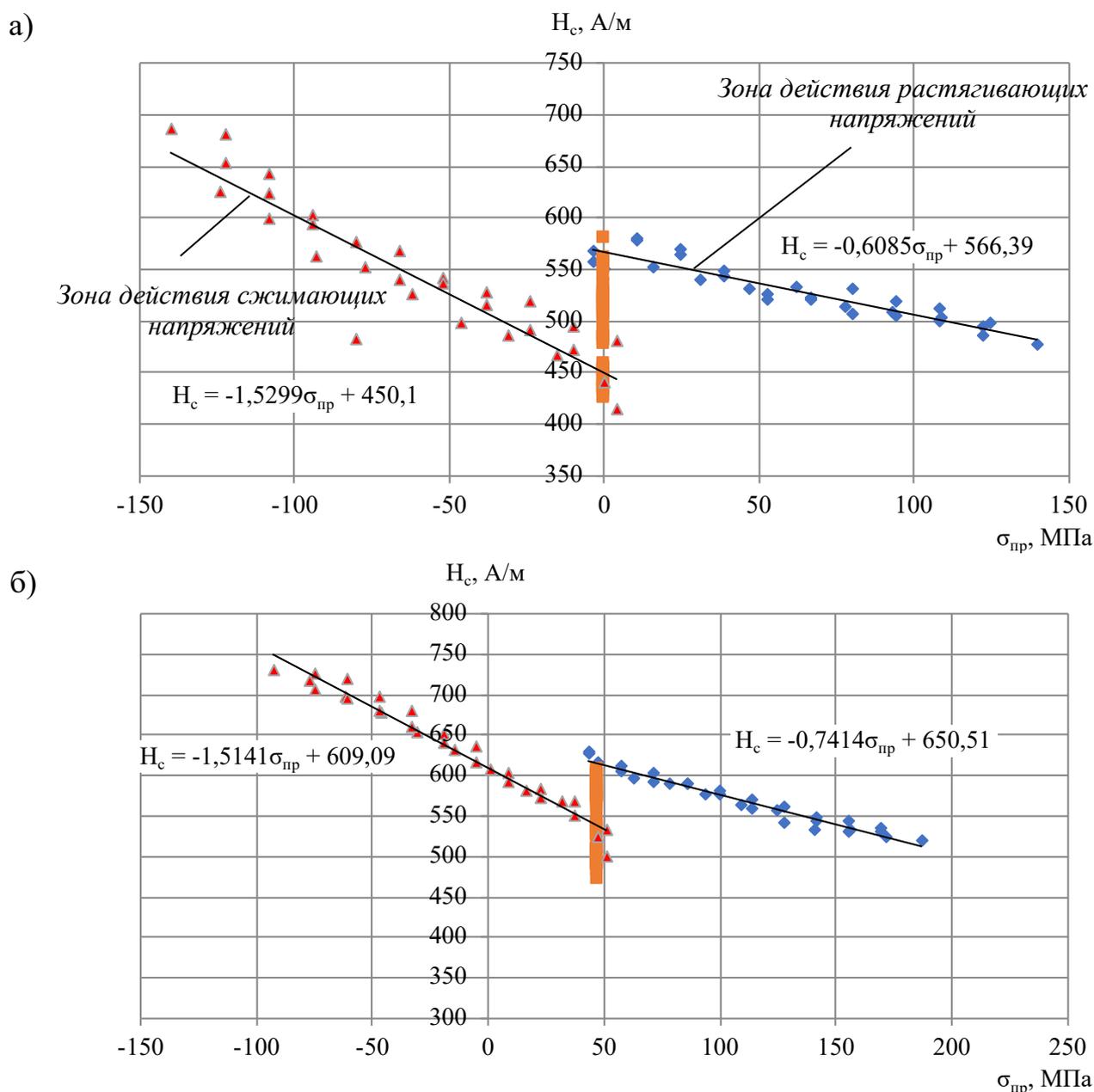
I ... XII – номера точек контроля; 1 – труба 219x5,  $L=10,5$  м; 2 – бетонные блоки;

3 – торцевые заглушки; 4 – хомуты; 5 – патрубок заполнения-слива;

6 – воздухопускной патрубок; 7 – домкрат; 8 – динамометр

**Рисунок 5 – Схема испытательного стенда**

Далее по традиционным формулам для определения напряжений цилиндрических тонкостенных оболочек, рассчитывались продольные напряжения в стенке станда в каждой точке контроля и строились зависимости изменения коэрцитивной силы, измеренной в продольном направлении, от величины продольных напряжений для внутреннего давления 0-4,5 МПа (дискретность 0,5 МПа) (рисунок 6).

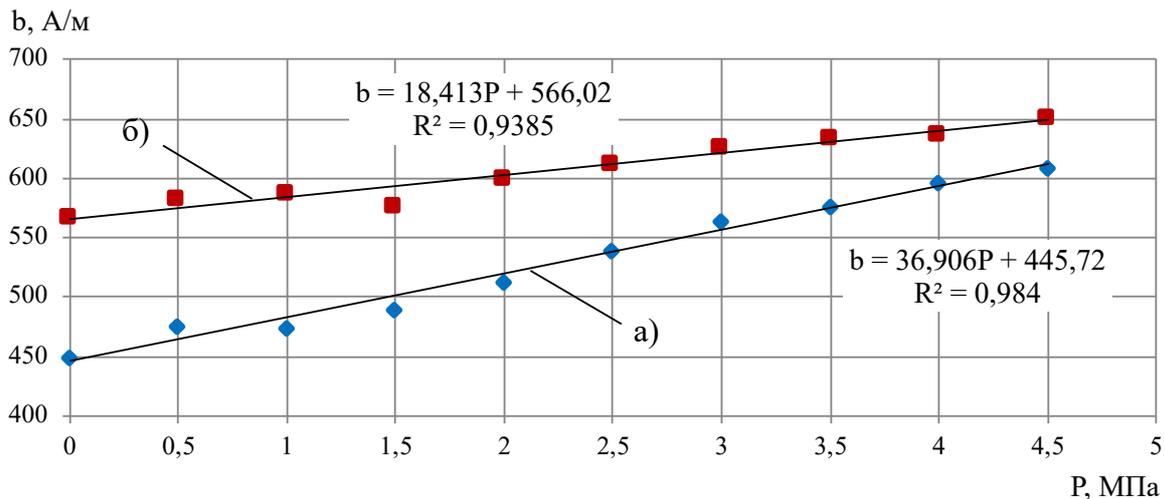


**Рисунок 6 – Зависимость коэрцитивной силы, измеренной в продольном направлении, от величины продольных напряжений, возникающих от поперечного изгиба и действия внутреннего давления: а)  $P = 0$  МПа; б)  $P = 4,5$  МПа**

Результаты эксперимента показали, что сжимающие напряжения при изгибе приводят к увеличению значений коэрцитивной силы, измеренной в продольном направлении, тогда как растягивающие напряжения приводят к ее уменьшению (рисунок 6).

Установлено, что при увеличении значения внутреннего давления, действующего на стенку испытательного станда, наблюдается тенденция увеличения коэффициента  $b$  в линейных уравнениях зависимости  $H_c(\sigma_{pp})$ . Данное замечание справедливо для

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



**Рисунок 7 – Зависимость изменения коэффициента  $b$  от действия внутреннего давления: а) в зоне сжатия; б) в зоне растяжения**

Затем на основании данного вывода были построены графики зависимости коэффициента  $b$  от давления для зон сжатия и растяжения соответственно. После аппроксимации полученных данных для случая сжатия (растяжения) были получены линейные уравнения, описывающие зависимость между коэффициентом  $b$  в линейных уравнениях зависимости  $H_c(\sigma_{пр})$  и внутренним давлением, создаваемым в конструкции (рисунок 7).

Получены выражения для нахождения сжимающих и растягивающих напряжений в сечении трубопровода по коэрцитивной силе с учетом внутреннего давления:

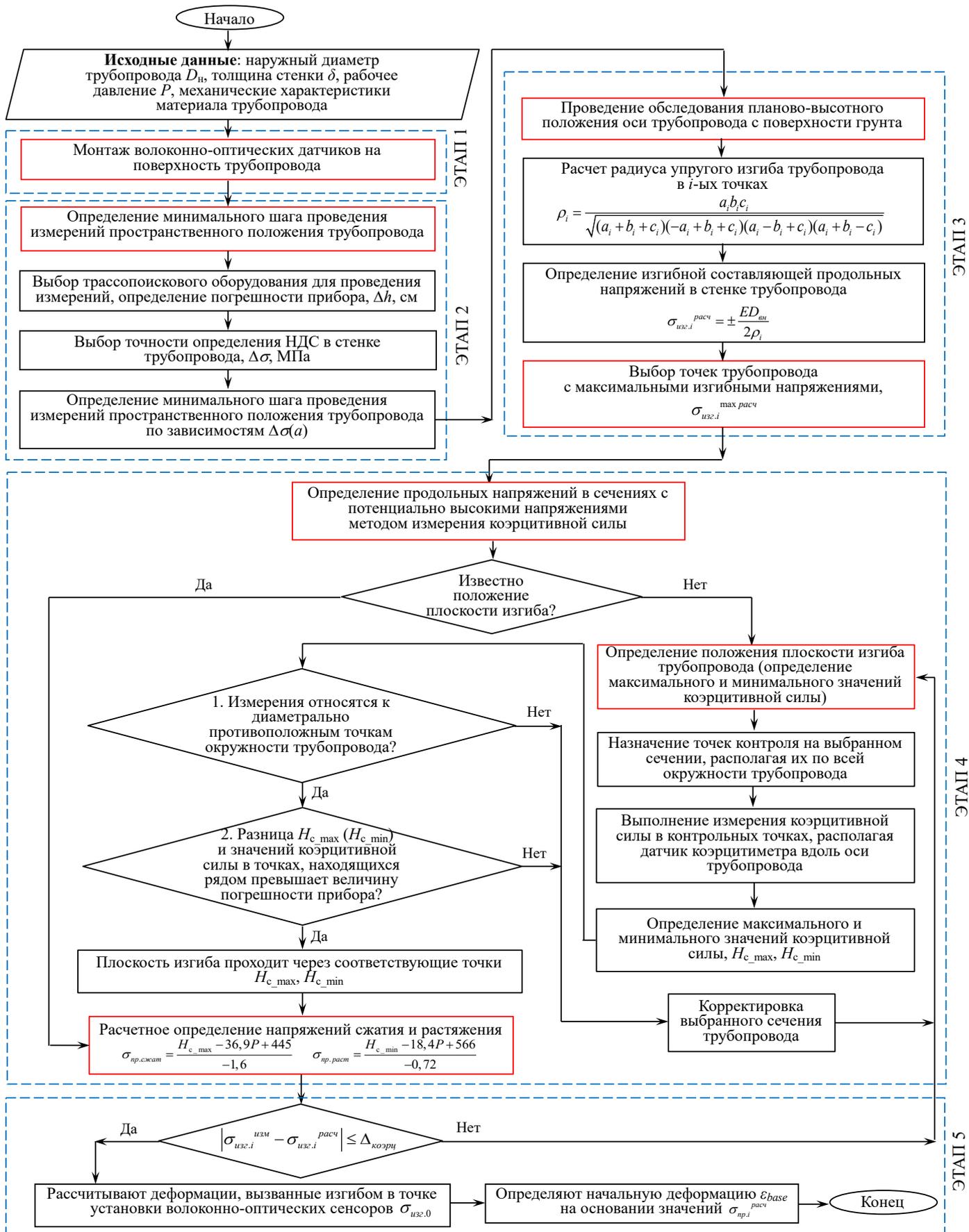
$$\sigma_{сжат} = \frac{H_{с\_сжат} - 36,9P - 445}{-1,6}, \quad (6)$$

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

**В четвертой главе «Разработка методики оценки начального напряженно-деформированного состояния участка трубопровода для пуско-наладки системы волоконно-оптического мониторинга»** изложена последовательность реализации разработанной методики оценки базового (начального) напряженно-деформированного состояния участка трубопровода на примере выполнения пуско-наладки волоконно-оптической системы мониторинга (далее – ВОС).

Реализацию методики предлагается проводить в несколько этапов (рисунок 8):

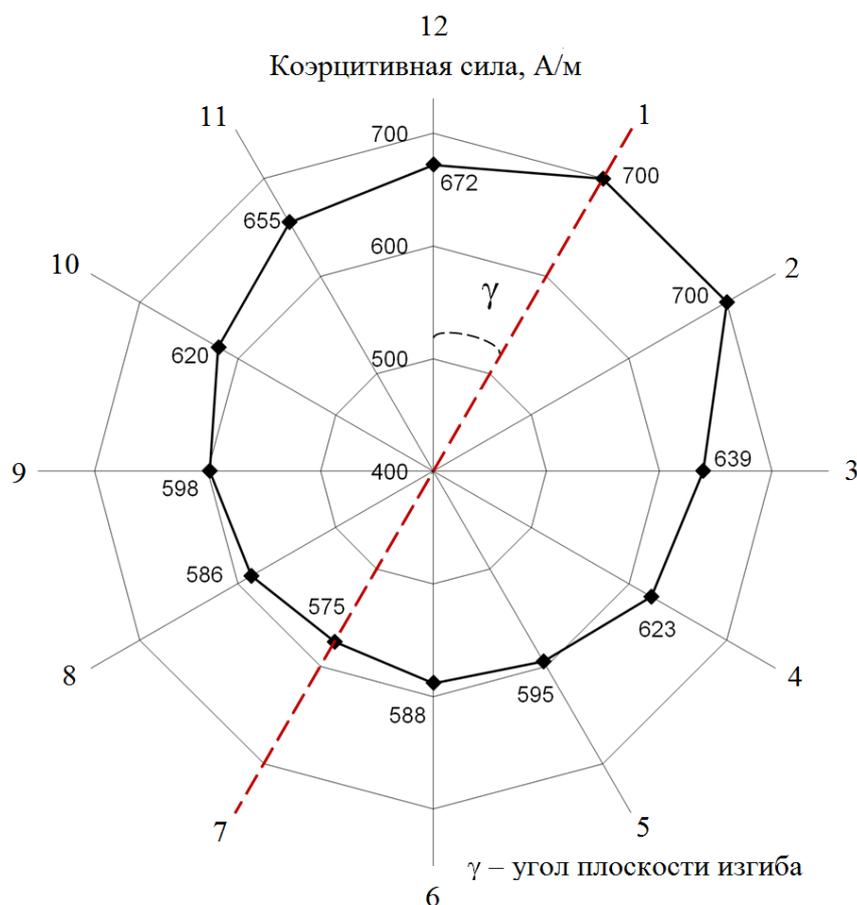
**Этап 1.** Выполнение монтажа волоконно-оптических датчиков на поверхность контролируемого участка трубопровода; **Этап 2.** Определение минимального шага проведения измерений пространственного положения участка трубопровода трассопоисковым оборудованием с поверхности грунта; **Этап 3.** Определение пространственного положения трубопровода с поверхности грунта с установленным шагом проведения измерений 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;



**Рисунок 8 – Алгоритм реализации методики оценки начально напряженно-деформированного состояния участка трубопровода на примере выполнения пуско-наладки системы волоконно-оптического мониторинга**

**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 плано-высотного положения участка трубопровода.

Для определения плоскости изгиба на потенциально-опасном сечении выбирается 12 точек контроля, расположенных с шагом 1 час (30 град.) (12 часов – верхняя образующая трубы, 6 часов – нижняя образующая трубы), производится измерение значений коэрцитивной силы в каждой контрольной точке, ориентируя датчик прибора вдоль направления магнитного потока, строится лепестковая диаграмма распределения измерений коэрцитивной силы по окружности сечения трубопровода (рисунок 9), среди полученных измерений отмечаются точки с максимальным и минимальным значениями. Принимается, что плоскость изгиба проходит через указанные точки с углом относительно вертикали  $\gamma$ , в случае, если выбранные значения принадлежат диаметрально противоположным точкам.



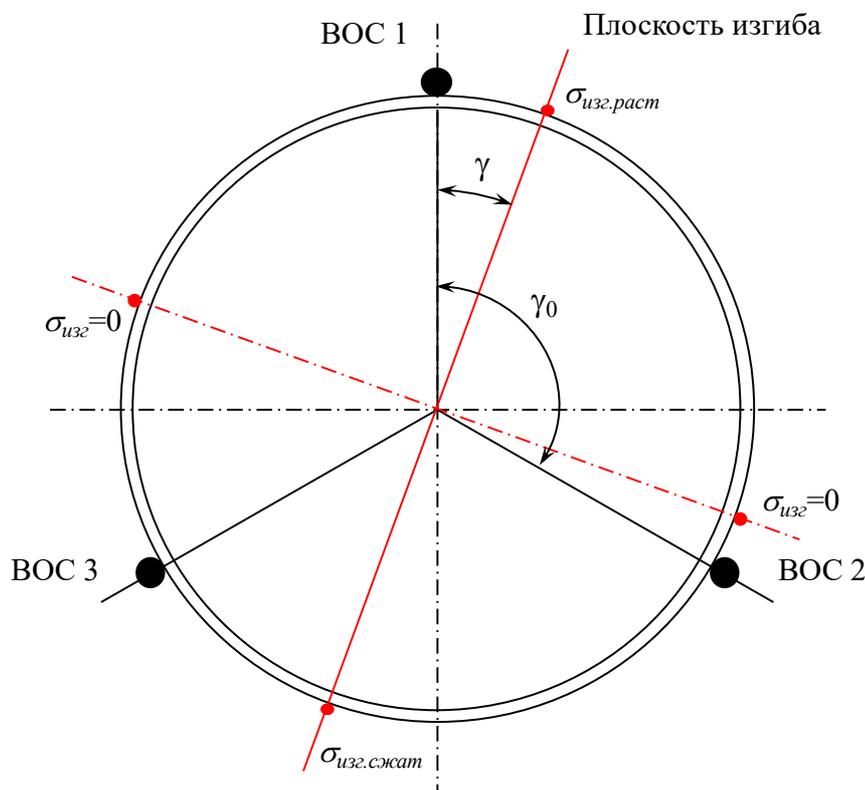
**Рисунок 9 – Лепестковая диаграмма распределения значений коэрцитивной силы по окружности сечения трубопровода**

При выполнении верификация значений изгибных напряжений, рассчитанных по результатам измерения кривизны оси трубопровода и «локального» коэрцитиметрического метода принимается, что 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 значения напряжений, рассчитанные методом определения кривизны оси для всего участка принимаются для учета при настройке системы ВОС. В противном случае рекомендуется выполнить повторное сравнение полученных результатов для соседнего сечения.

При пересчете величины продольной деформации в точке установки волоконно-оптического датчика, предполагается, положение плоскости изгиба в сечении нефтегазопроводов существенно не изменяется на участке длиной до 100 м, что позволяет в дальнейших расчетах принимать угол наклона плоскости, определенный в опасном сечении методом измерения коэрцитивной силы.

Пусть имеется плоскость изгиба трубопровода с углом относительно вертикали  $\gamma$  и волоконно-оптический датчик деформации с угловой координатой  $\gamma_0$  (рисунок 10), при этом известны значения продольных напряжений в точках, соответствующих зонам максимального сжатия и растяжения, определенные коэрцитиметрическим методом.



**Рисунок 10 – К пересчету изгибных напряжений в точке установки волоконно-оптического сенсора**

Значение изгибных напряжений в точке установки ВОС ( $\sigma_{изг.0}$ ) определяется по формуле:

$$\sigma_{изг.0} = \sigma_{изг.i} \cos(\gamma_0 - \gamma), \quad (7)$$

- где  $\sigma_{изг.i}$  – значение изгибной составляющей продольных механических напряжений, в точках прохождения плоскости изгиба, МПа;  
 $\gamma$  – угол между плоскостью изгиба и вертикалью, град.  
 $\gamma_0$  – угол между 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 деформациями, вызванными действием внутреннего давления транспортируемой среды. Величина продольных базовых деформаций в трубопроводе для настройки волоконно-оптической системы мониторинга определяется в соответствии с формулой (1).

### **Основные выводы по работе:**

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.) 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) 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.

**Основные положения диссертации опубликованы  
в следующих работах**

**Статьи в изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ:**

1. Агинеи, Р.В. Определение напряженно-деформированного состояния участка трубопровода под давлением по результатам измерения коэрцитивной силы / Р.В. Агинеи, Р.Р. Исламов, Э.А. Мамедова // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – Т.9. – № 3. – С. 284-294.

2. Агинеи, Р.В. 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, А.А. Фирстов, В.А. Середёнок // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – Т.10. – № 2. – С. 138–147.

3. Мамедова, Э.А. 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, Р.Р. Исламов, С.В. Савченков // Наука и техника газовой промышленности. – 2020. – № 3(83). – С. 54–68.

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

5. Фирстов, А.А. 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, Э.А. Мамедова, Р.В. Агинеи // Наука и техника газовой промышленности. 2020. – № 2(82). – С. 89–98.

**Свидетельства и патенты:**

1. 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.

2. Пат. 2741185 Российская Федерация, МПК F 17 D 5/00. Способ калибровки системы контроля напряженно-деформированного состояния заглубленного трубопровода / Исламов Р.Р., Агинеи 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.

## *Статьи в научно-технических сборниках и других изданиях:*

1. Обеспечение безопасности эксплуатации нефтегазопроводов, работающих в условиях арктического шельфа / Пужайло А.Ф., Савченков С.В., Агинец Р.В., Никулин С.А., Исламов Р.Р., Мамедова Э.А. // 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.

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

3. Мамедова Э.А., Агинец Р.В. Определение минимального шага выполнения измерений плано-высотного положения подземного трубопровода трассопоисковым оборудованием при оценке напряженно-деформированного состояния с поверхности грунта // Международная конференция «Рассохинские чтения» (06-07 февраля 2020 г.): в 2 ч.; ч.1. – Ухта: УГТУ, 2020. – С. 67-73.

4. Мамедова Э.А. Совершенствование коэрцитиметрического метода оценки механических напряжений в подземном трубопроводе, нагруженном внутренним давлением среды и изгибом // Международная научно-практическая конференция молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники – 2020» (г. Уфа, 25-29 мая 2020 г.) в 2 ч.; ч.1. – Уфа: УГНТУ, 2020. – С. 145-147.

5. 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» (г. Тюмень, 28-29 мая 2020 г.). – Тюмень: ТИУ, 2020. – С. 266-271.

6. Мамедова Э.А., Агинец Р.В. Анализ методов оценки начального напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов при пуско-наладке волоконно-оптической системы мониторинга // Национальная научно-практическая конференция с международным участием «НЕФТЬ И ГАЗ: технологии и инновации» (г. Тюмень, 19-20 ноября 2020 г.): в 3 ч.; ч.2. – Тюмень: ТИУ, 2020. – С. 44-46.

7. Мамедова Э.А., Агинец 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.