

На правах рукописи



ИСЛАМОВ РУСТЭМ РИЛЬЕВИЧ

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА
ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПРОТЯЖЕННЫХ УЧАСТКОВ
МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ
ПРИМЕНЕНИЕМ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ СЕНСОРОВ
ДЕФОРМАЦИЙ

Специальность 25.00.19 – Строительство и эксплуатация
нефтегазопроводов, баз и хранилищ

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Ухта – 2018

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

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор,
заместитель генерального директора
по науке АО «Гипрогазцентр»
Агиней Руслан Викторович

Официальные оппоненты: доктор технических наук, доцент, профессор
кафедры «Транспорт и хранение нефти и га-
за» Уфимского государственного нефтяного
технического университета
Китаев Сергей Владимирович

кандидат технических наук, начальник лабо-
ратории надежности объектов газотранс-
портной системы филиала ООО «Газпром
ВНИИГАЗ» в г. Ухта
Бирилло Игорь Николаевич

Ведущая организация: ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный
институт»

Защита состоится 21 июня 2018 г. в 13⁰⁰ часов на заседании диссертацион-
ного совета Д 212.291.02 в Ухтинском государственном техническом универ-
ситете 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 в разделе «Наука→Диссертации».

Автореферат разослан «16» мая 2018 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета, кандидат
технических наук



Д.А. Борейко

Общая характеристика работы

Актуальность темы. С развитием топливно-энергетического комплекса, добыча углеводородного сырья смещается на территории с более сложными природными условиями, включающими сейсмические воздействия, движения тектонических блоков, карсты, оползни, курумы, морозное пучение и другие природные явления, нередко приводящими к аварийным разрушениям нефтегазопроводов.

Известно, что в процессе эксплуатации трубопроводы находятся под воздействиями постоянных и кратковременных или временных нагрузок, которые приводят к возникновению напряженного состояния материала. В наиболее простом случае, при проектировании учет действий постоянных нагрузок производится при расчете толщины стенок труб. Однако трубопроводы могут быть подвержены быстротечным нагрузкам от действия геологических процессов на осложненных участках, что не всегда поддается прогнозированию. Расчеты в силу своих упрощений расчетных схем, неточности исходных данных, изменения условий эксплуатации, приводят к отклонениям от фактических значений. В таких условиях важным аспектом обеспечения надежности эксплуатации трубопроводов является применение систем мониторинга напряженно-деформированного состояния (далее - НДС), которые позволяют непрерывно оценивать техническое состояние трубопроводов. Следовательно, развитие систем мониторинга, адаптированных к оценке технического состояния протяженных участков нефтегазопроводов, работающих в осложненных инженерно-геологических условиях является актуальной научно-технической задачей.

Степень разработанности. Существенный вклад в развитие методов расчета и оценки НДС стальных конструкций, включая нефтегазопроводы, внесли ряд отечественных и зарубежных специалистов, среди которых: А.Б. Айбиндер, В.К. Бабич, М.С. Бахарев, В.И. Беляев, М.П. Берштейн, Г.В. Бида, И.Н. Бирилло, В.В. Болотов, П.П. Бородавкин, Л.И. Быков, Ф. Вицена, А.И. Гардин, Э.С. Горкунов, А.П. Гуляев, Ю.И. Драгошанский, О.М. Иванцов, А.А. Ильюшин, Б.С. Касаткин, С.В. Китаев, В.В. Клюев, Г.Е. Коробков, А.С. Кузьбожев, В.Г. Кулеев, Н.А. Махутов, В.Ф. Мужижский, В.Ф. Новиков, А.П. Ничипурук, Б.Е. Попов, Ю.Н. Работнов, В.П. Табачник, А.Т. Туманов, В.В. Харионовский, И.В. Химченко, М.В. Чучкалов, А.М. Шаммазов, М.Н. Щербинин, L. Zou, T. Parker, P.C. Law и др.

Так, для оценки напряженного состояния трубопроводов применяют тензометрические системы (т.н. интеллектуальные вставки, СТО Газпром 2-2.3-095-2007). Для контроля напряженного состояния в локальных точках трубопровода распространение получили магнитные методы, например, методы, основанные на измерении и анализе коэрцитивной силы, развитием которых занимались Р. В. Агинея, И. Н. Андронов, М. М. Бердник, В.Ф. Мужижский, В.Ф. Новиков, А.П. Ничипурук, А.Н. Кузнецов, Н.С. Кузнецов и др., а также ультразвуковые методы, развитые в работах В.М. Бобренко, М.С. Вангели, Н.Е. Никитиной, А.В. Камышева. Однако такие методы не применимы для контроля протяженных участков.

В ПАО «Транснефть» успешно применяется метод оценки изгибных напряжений в трубопроводе, основанный на оценке радиусов изгиба труб с применением внутритрубных снарядов, посредством измерения скорости набора зенитного и азимутального углов, определяющих положение прибора в пространстве, но при помощи такого метода затруднительно проводить периодический мониторинг с малыми шагами времени.

При проектировании газопровода «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» проектным институтом АО «Гипрогазцентр» применена система геотехнического мониторинга ЗАО «Лазер Солюшенс», включающая систему оценки НДС трубопроводов, основанную на использовании волоконно-оптических сенсоров (далее – ВОС), однако ряд теоретических и практических вопросов реализации таких систем исследован недостаточно.

Цель работы – развитие научно-методических основ применения волоконно-оптических сенсоров деформации для мониторинга технического состояния нефтегазопроводов, эксплуатируемых в сложных инженерно-геологических условиях.

Идея исследования – применение трех распределенных оптоволоконных сенсоров, закрепленных на поверхности изоляции трубопровода с предварительным натяжением, таким образом, что угол между близлежащими точками закрепления сенсоров по окружности трубопровода с вершиной в его оси составляет от 90 до 180 град., позволяет с использованием эффекта Мандельштама-Бриллюэна оценивать изгибные напряжения в стенках труб и выполнять периодический мониторинг технического состояния трубопроводов при помощи обоснованных критериев предельного состояния трубопроводов.

Задачи исследования:

1. Выполнить ретроспективный анализ причин разрушения трубопроводов, работающих в сложных инженерно-геологических условиях, на основе которого сформулировать требования к средствам и методам оценки напряженно-деформированного состояния участков нефтегазопроводов и провести их критический обзор.

2. Теоретически обосновать применение волоконно-оптических сенсоров для мониторинга изгибных напряжений в протяженных участках нефтегазопроводов при произвольной ориентации плоскости изгиба, включая, разработку аналитической модели, программного обеспечения, получение расчетных зависимостей для оценки НДС и теоретическую оценку погрешностей определения продольных механических напряжений в трубопроводе продольными распределенными сенсорами деформаций.

3. Разработать методику получения экспериментальных зависимостей оптических характеристик сенсора от напряженного состояния стенок труб, вызванного имитационным воздействием, включая разработку конструкции стенда для моделирования сложнонапряженного состояния в стенке трубопровода, выбор и обоснование оборудования и приборов, применяемых для исследования, обоснование порядка проведения эксперимента.

4. Провести экспериментальные исследования, получить и проанализировать зависимость оптических характеристик волоконно-оптического сенсора от

продольных деформаций в модели трубопровода, возникающих при вариациях плоско-напряженного состояния стенки трубы.

5. Разработать методики пуска-наладки и эксплуатации системы контроля деформаций нефтегазопроводов на основе волоконно-оптических сенсоров, включая методику оценки нулевой (начальной) деформации нефтегазопроводов при вводе системы в работу, критерии оценки технического состояния нефтегазопроводов по показаниям системы, методику действий персонала при мониторинге магистральных нефтегазопроводов с процессе их эксплуатации.

Соответствие паспорту специальности. Представленная диссертационная работа соответствует паспорту специальности 25.00.19 – «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ», а именно областям исследования «Разработка и усовершенствование методов эксплуатации и технической диагностики оборудования насосных и компрессорных станций, линейной части трубопроводов и методов защиты их от коррозии» (п. 6) и «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» (п. 2).

Научная новизна:

1) Теоретически доказано, что для оценки продольных механических напряжений в произвольной точке поперечного сечения трубопровода при неизвестной ориентации плоскости его изгиба, необходима информация о продольной деформации минимум в трех точках измерения, на основании чего предложена система уравнений для определения продольных механических напряжений в заданной точке поперечного сечения трубопровода при произвольном угловом расположении точек.

2) Получены уравнения для расчета погрешностей измерения продольных механических напряжений в заданной точке поперечного сечения стенки трубопровода с использованием волоконно-оптических систем контроля напряженно-деформированного состояния трубопровода при заданных погрешностях измерения деформации $\Delta\varepsilon$ и погрешностях определения угловых координат точек измерения деформации $\Delta\gamma$, которые целесообразно использовать при конфигурировании системы мониторинга в заданных условиях.

3) Установлена экспериментальная зависимость сдвига частоты рассеяния Мандельштама-Бриллюэна Δf (ГГц) в волоконно-оптическом кабеле ОКЛс от продольных растягивающих напряжений σ (МПа) в стенке модели трубопровода. С применением критерия Дарвина-Ватсона, определено, что начиная с величины напряжений в стенке модели 50 МПа, зависимость удовлетворительно описывается уравнением $\Delta f = 0,0003\sigma + 10,972$. Применение системы для оценки напряжений менее 50 МПа (для стали - деформации менее 0,024%) не демонстрирует удовлетворительных результатов.

4) Выведены уравнения для расчета локального радиуса кривизны в i -той точке трубопровода по результатам пространственного измерения положения оси в дискретных точках по длине трубопровода с произвольным шагом, на ос-

новании которых разработана методика оценки начальных изгибных напряжений, используемая для пуско-наладки системы мониторинга.

Положения, выносимые на защиту.

1. Применение трех продольно смонтированных на защитном покрытии труб волоконно-оптических сенсоров деформации таким образом, что угол между близлежащими точками закрепления сенсоров по окружности трубопровода с вершиной в оси трубопровода составляет не менее 90 град, позволяет с приемлемой для практики методической погрешностью оценивать изгибные напряжения в стенках протяженных участков нефтегазопроводов по сдвигу частоты рассеяния Мандельштама-Бриллюэна в оптической кабеле.

2. Практическое использование разработанной методики оценки напряженного состояния магистральных нефтегазопроводов, с учетом полученной экспериментальной зависимости частоты рассеяния от напряжений, оптических и механических свойств кабеля, разработанных методик оценки предварительного напряженного состояния трубопровода, рассчитываемого класса безопасности нефтегазопровода для различных типов его предельных состояний, позволяет осуществлять мониторинг технического состояния участков трубопроводов, эксплуатируемых в сложных геологических условиях.

Методология и методы исследования. При выполнении диссертационного исследования применялся комплексный подход, включающий методы научного анализа, численное моделирование напряжений в стенке трубопровода при изгибе в произвольной плоскости, экспериментальное исследование изменения оптических свойств сенсоров на деформируемой изгибом и давлением цилиндрической модели, сравнение, абстрагирование, индукцию, 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 современной и поверенной измерительной техники, научно-исследовательского оборудования и компьютерного обеспечения. Результаты работы не противоречат основам механики деформируемых оболочек и удовлетворительно согласуются с результатами работ других авторов.

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на Международных конференциях «Рассохинские чтения» УГТУ (г. Ухта, 02-03 февраля 2017 г., 01-02 февраля 2018 г.), Международной конференции «Трубопроводный транспорт. Теория и практика - 2017» АО «ВНИИСТ» (г. Москва, 7-8 февраля 2017 г.), Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса» ТИУ (г. Нижневартовск, 20 апреля 2017 г.), на совещании главных инженеров "Итоги работы дочерних обществ по эксплуатации КС ПАО "Газпром" за 2016-17 гг." (г. Санкт-Петербург, 14-15 ноября 2017 г.), Межрегиональных вебинарах «Актуальные вопросы нефтегазотранспортной отрасли» (г. Ухта, 29 сентября 2017 г., 28 декабря 2017 г., 22 февраля 2018 г.), XII Всероссийской конференции «Актуальные проблемы раз-

вития нефтегазового комплекса» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина (г. Москва, 12-14 февраля 2018 г.).

Теоретическая и практическая значимость исследования обоснована тем, что:

Определено, что значимой причиной отказов магистральных нефтегазопроводов, работающих в осложненных инженерно-геологических условиях, являются чрезмерные механические напряжения в стенках труб, вызванные изгибом трубопроводов, обусловленные преимущественно геологическими и гидрологическими явлениями.

Сформулированы требования к системе мониторинга технического состояния протяженных участков трубопроводов (до нескольких десятков километров), при этом показано, что в наибольшей степени этим требованиям удовлетворяет система, построенная на распределенных волоконно-оптических сенсорах, работающих на эффекте Манделъштама-Бриллюэна, закрепляемых поверх защитного покрытия труб при монтаже трубопровода.

Предложена методика расчета методических погрешностей измерения продольных механических напряжений в заданной точке поперечного сечения трубопровода с использованием волоконно-оптических систем контроля напряженно-деформированного состояния трубопровода при заданных погрешностях измерения деформации и погрешностях определения угловых координат точек измерения деформации.

Предложена математическая модель и порядок определения продольных механических напряжений в заданной точке поперечного сечения трубопровода на основании результатов измерения деформации в трех точках поперечного сечения (при произвольном угловом расположении точек измерения деформации).

Разработано программное обеспечение PLSModeller для расчета продольных механических напряжений и деформаций в произвольной точке поперечного сечения подземного трубопровода на основании заданных значений деформаций в трех точках, характеризующихся заданными угловыми координатами.

Разработана методика и алгоритм для ее реализации, позволяющие оценивать нулевую (начальную) деформацию нефтегазопроводов при пусконаладки системы контроля деформаций и предусматривающие системный подход с применением расчетного метода оценки напряженно-деформированного состояния на основе измерения пространственного положения и физических методов оценки напряжений (деформаций). При этом точки измерения на трубопроводе могут быть расположены в пространстве произвольным образом, а расстояния между точками измерения вдоль оси трубопровода могут быть разными.

Предложены основные типы предельных состояний нефтегазопроводов, характерные для зон активных тектонических разломов, оползневых процессов, карстовых образований, многолетнемёрзлых и слабонесущих грунтов: нарушение прочности нефтегазопроводов; общая потеря устойчивости нефтегазопро-

водов; местная потеря устойчивости стенки нефтегазопроводов в сжатой зоне и разрушение сварных швов нефтегазопроводов.

Для различных типов предельных состояний нефтегазопроводов разработаны методики вычисления фактического запаса прочности нефтегазопроводов, а также даны формулировки критериев.

Разработан порядок оценки класса безопасности нефтегазопроводов, который определяется путем сравнения расчетных значений фактического значения коэффициентов запаса работоспособности нефтегазопроводов.

Разработаны методики действий персонала при эксплуатации трубопровода с системой мониторинга его технического состояния, включая алгоритм действий и пошаговый принцип его реализации.

Результаты работы внедрены в стандарты организации (СТО), разрабатываемые ФГБОУ ВО «УГТУ» в рамках договоров на НИОКР:

1. Рекомендации по применению проектных решений, позволяющих максимально эффективно использовать возможности ВОС при мониторинге нефтепроводов.

2. Рекомендации по монтажу и пуско-наладке системы мониторинга на основе ВОС.

3. Рекомендации по принятию решений и порядку действий персонала при эксплуатации нефтепроводов с системой мониторинга технического состояния на основе ВОС.

Сведения о публикациях автора: по теме диссертации опубликовано 9 печатных работ, из них 5 - в ведущих рецензируемых изданиях, включенных в перечень ВАК РФ.

Структура и объем работы: диссертация состоит из введения, четыре главы, заключение, содержит 168 страниц текста без приложений, 62 рисунка, 25 таблиц, список литературы из 151 наименования и одного Приложения.

Личный вклад автора заключается в постановке цели и задач исследования, изучении отечественных и зарубежных достижений в соответствующей области науки, проведении теоретических и экспериментальных исследований, анализе полученных результатов, их апробации, подготовке публикаций по выполненной работе, оформлении заявки на получение свидетельства на программу для ЭВМ.

Содержание работы

Во введении охарактеризовано состояние вопроса в мировой практике по выбранной теме исследований, освещены проблемы мониторинга технического состояния магистральных трубопроводов, эксплуатируемых в сложных инженерно-геологических условиях, обозначены направление и актуальность исследований.

В первой главе «Анализ средств и методов оценки напряженного состояния участков нефтегазопроводов, сооружаемых и эксплуатируемых в сложных инженерно-геологических условиях» проведен ретроспективный анализ аварийных разрушений нефтепроводов в странах Западной Европы и республик бывшего СССР, который показал, что независимо от глубины анализа по времени и регионов, порядка 4-6% разрушений трубопроводов приходит-

ся на причины, обусловленные природными факторами, при этом существенный риск для трубопроводов представляют избыточные напряжения в стенках труб, что требует разработки систем контроля деформаций трубопроводов, прокладываемых в опасных зонах.

Предложена классификация средств и методов оценки НДС стенок трубопроводов, определяющая две группы методов: группа 1 - измерения пространственного положения и последующего расчета напряжений и группа 2 - методы непосредственного измерения напряжений (деформаций) в стенках труб (рисунок 1).



Рисунок 1 –Классификация методов оценки НДС трубопроводов

В рамках реализации первой задачи также были сформулированы требования к методу мониторинга НДС:

- возможность непрерывного анализа состояния объекта;
- возможность контроля значительного участка трубопровода (до 50 – 60 км);
- оперативность реагирования (безинерционность) системы на произошедшее событие;
- возможность классификации регистрируемого события;
- точность определения места события на трассе не хуже 1-3 метров;
- приемлемая точность системы при правильном монтаже и настройке (не хуже ± 30 МПа);
- срок службы, сравнимый со сроком службы трубопровода.

Первая группа методов обладает достаточной простотой реализации, однако автоматизированный контроль положения оси трубы посредством аэрокосмических методов с требуемой точностью невыполним, а периодическое определение положения трубы геодезическими методами, приборами внут-

ритрубной диагностики или, например, электромагнитными приборами, имеющими возможность определения координат трубы с поверхности земли, не соответствует задачам постоянного мониторинга НДС трубопроводов с определенной периодичностью.

Вторая группа методов, в ряде случаев, позволяет проводить контроль и вести мониторинг напряжённого состояния стенок трубопроводов с требуемой точностью, однако применение интеллектуальных вставок контроль ведется не на всем потенциально-опасном участке трубопровода, а только в месте установки вставки, которое нужно определить заранее, на стадии проектирования трубопровода.

Показано, что измерения НДС стенок труб в шурфах могут быть выполнены акустическими (например, прибор ИН-5101А), радиационными и магнитными (например, прибор КРМ-Ц-К-2М) методами, однако эти методы еще более локальны, для их реализации требуется доступ к металлу трубы, что затрудняет их дистанционное применение.

С учетом выдвинутых требований, установлено, что наибольшие перспективы использования имеет система, построенная на волоконно-оптических сенсорах, работающих на эффекте Мадельштама-Бриллюэна, однако для эффективного применения системы мониторинга НДС на основе волоконно-оптических сенсоров необходимо решить ряд вопросов, связанных с обоснованным выбором конфигурации, монтажом, пуско-наладкой и эксплуатацией этих систем.

Во второй главе «Теоретическое обоснование применения волоконно-оптических сенсоров для мониторинга напряженно-деформированного состояния протяженных участков нефтегазопроводов» разработана аналитическая модель и получены расчетные зависимости для оценки продольных механических напряжений в поперечном сечении трубопровода при его изгибе при произвольном положении точек измерения деформаций. Для произвольной точки поперечного сечения трубопровода такие напряжения могут быть определены как:

$$\sigma = \sigma_0 + \frac{Ea}{\rho} \quad (1)$$

где, σ_0 - продольные напряжения, связанные с растяжением (сжатием); E - модуль упругости первого рода; a - расстояние от линии, на которой напряжения, связанные с изгибом, равны нулю, до точки, в которой определяются напряжения (рисунок 2); ρ - радиус изгиба трубопровода.

Пусть положение точки, в которой определяются напряжения, характеризуется углом γ и расстоянием R от оси трубопровода, а положение линии, на которой напряжения, связанные с изгибом, равны нулю, характеризуется углом γ_0 . Тогда справедливы соотношения:

$$\sigma = \sigma_0 + \frac{ER \sin(\gamma_0 - \gamma)}{\rho} \quad \text{или} \quad \varepsilon = \varepsilon_0 + \frac{R \sin(\gamma_0 - \gamma)}{\rho} \quad (2)$$

В правую часть уравнения (2) входят три неизвестные величины ($\gamma_0, \rho, \varepsilon_0$).

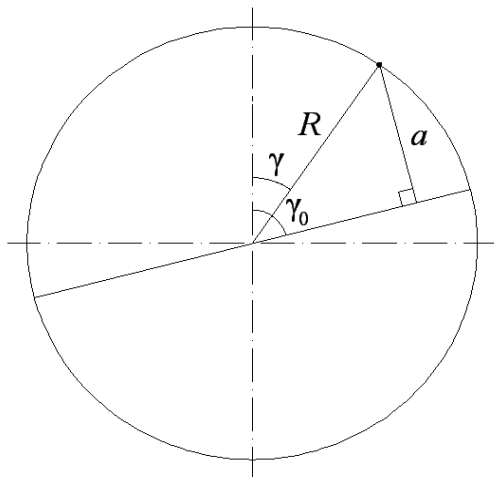


Рисунок 2 – К расчету продольных механических напряжений в заданной точке поперечного сечения трубопровода

Очевидно, что для определения трех указанных величин необходимы данные о деформациях не менее чем в трех точках измерения, т.е. подобная система измерения НДС должна минимально иметь три сенсора, расположенными в различных точках по окружности. Пусть $\varepsilon_1, \varepsilon_2$ и ε_3 – результаты измерения продольной деформации в точках с угловыми координатами γ_1, γ_2 и γ_3 соответственно. Расстояние от оси трубопровода до точек измерения будем считать одинаковыми и равными R . Подставив перечисленные величины в (2), получим систему из трех уравнений с тремя неизвестными:

$$\begin{cases} \varepsilon_1 = \varepsilon_0 + \frac{R \sin(\gamma_0 - \gamma_1)}{\rho} \\ \varepsilon_2 = \varepsilon_0 + \frac{R \sin(\gamma_0 - \gamma_2)}{\rho} \\ \varepsilon_3 = \varepsilon_0 + \frac{R \sin(\gamma_0 - \gamma_3)}{\rho} \end{cases} \quad (3)$$

В общем случае (при произвольных γ_1, γ_2 и γ_3) эта система уравнений может быть решена с использованием численных методов. После определения ε_0, ρ и γ_0 может быть произведен расчет продольных напряжений σ в произвольной точке поперечного сечения трубопровода.

В ходе работы создано программное обеспечение PLSModeller для решения задач, связанных с определением продольных механических напряжений в произвольной точке поперечного сечения трубопровода на основании данных о деформациях в трех заданных точках сечения (рисунок 3).

Также в работе выполнена оценка погрешности определения величин ε_0, ρ и γ_0 с использованием разработанного способа. Пусть известны абсолютная погрешность измерения деформации $\Delta\varepsilon$ и абсолютная погрешность определения угловых координат точек измерения деформации $\Delta\gamma$. Исходные данные для расчета напряжений представим в следующем виде: $\varepsilon_i = \varepsilon_{0i} + \Delta\varepsilon_i, \quad \gamma_i = \gamma_{0i} + \Delta\gamma_i$, где $\varepsilon_i, \varepsilon_{0i}$ – результаты измерения и истинные значения продольной деформации; $\Delta\varepsilon_i$ – ошибки измерения продольной деформации; γ_i и γ_{0i} – результаты определения и истинные значения угловых координат точек измерения деформации; $\Delta\gamma_i$ – ошибки определения угловых координат точек измерения деформации.

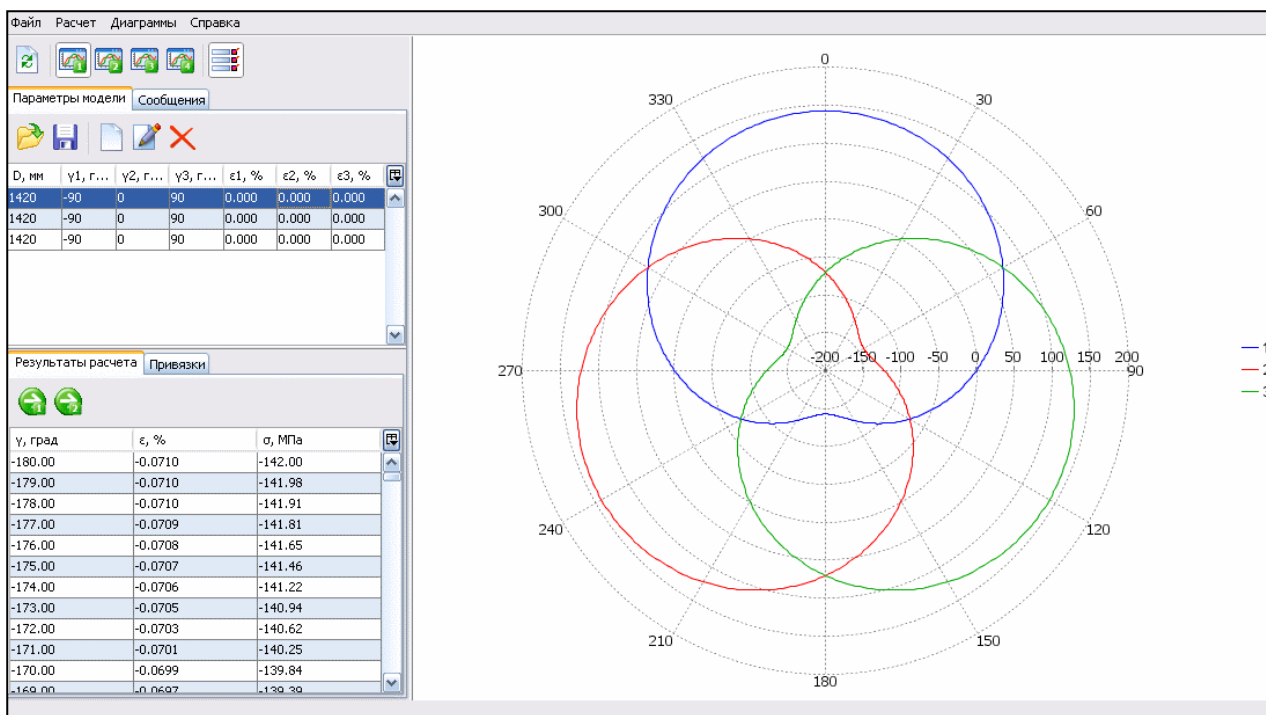


Рисунок 3 – Главное окно программного обеспечения для расчета продольных механических напряжений в поперечном сечении подземного трубопровода

Указанный подход, позволил рассчитать максимальные отклонения величин $\varepsilon_0(\varepsilon_i, \gamma_i)$, $\rho(\varepsilon_i, \gamma_i)$ и $\gamma_0(\varepsilon_i, \gamma_i)$, вычисленные на основании исходных данных с погрешностями, от величин $\varepsilon_0(\varepsilon_{0i}, \gamma_{0i})$, $\rho(\varepsilon_{0i}, \gamma_{0i})$ и $\gamma_0(\varepsilon_{0i}, \gamma_{0i})$, вычисленных на основании истинных исходных данных.

Очевидно, что ошибки определения величин ε_i и γ_i могут комбинироваться в разных сочетаниях, в результате чего их вклады в изменение результатов расчетов могут как складываться, так и частично компенсироваться. С помощью перебора возможных сочетаний ошибок в исходных данных мы можем найти максимальные значения абсолютных величин разностей $\varepsilon_0(\varepsilon_i, \gamma_i)$ и $\varepsilon_0(\varepsilon_{0i}, \gamma_{0i})$, $\rho(\varepsilon_i, \gamma_i)$ и $\rho(\varepsilon_{0i}, \gamma_{0i})$, $\gamma_0(\varepsilon_i, \gamma_i)$ и $\gamma_0(\varepsilon_{0i}, \gamma_{0i})$. Эти значения мы и будем считать погрешностями определения величин ε_0 , ρ и γ_0 при использовании рассмотренного способа расчета:

$$\Delta\varepsilon_0 = \max(|\varepsilon_0(\varepsilon_i, \gamma_i) - \varepsilon_0(\varepsilon_{0i}, \gamma_{0i})|), \varepsilon_i \in [\varepsilon_{0i} \pm \Delta\varepsilon], \gamma_i \in [\gamma_{0i} \pm \Delta\gamma], \quad (4)$$

$$\Delta\rho = \max(|\rho(\varepsilon_i, \gamma_i) - \rho(\varepsilon_{0i}, \gamma_{0i})|), \varepsilon_i \in [\varepsilon_{0i} \pm \Delta\varepsilon], \gamma_i \in [\gamma_{0i} \pm \Delta\gamma], \quad (5)$$

$$\Delta\gamma_0 = \max(|\gamma_0(\varepsilon_i, \gamma_i) - \gamma_0(\varepsilon_{0i}, \gamma_{0i})|), \varepsilon_i \in [\varepsilon_{0i} \pm \Delta\varepsilon], \gamma_i \in [\gamma_{0i} \pm \Delta\gamma]. \quad (6)$$

Разработанный программный продукт PLSModeller позволяет выполнять расчет погрешностей при заданной конфигурации системы мониторинга, характеристиках трубы и определенных углах плоскости изгиба. Такие результаты представляют интерес при конфигурировании системы, например, определении углового положения кабелей, при котором погрешность не будет превышать установленных значений. В таблице 1 приведены результаты расчета погрешностей $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$ и $\Delta\gamma_0$ для некоторых характерных сочетаний величин $\Delta\varepsilon$ и $\Delta\gamma$.

Таблица 1 – Результаты расчета погрешностей $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$ и $\Delta\gamma_0$ при $\varepsilon_0 = 0,02\%$, $\rho = 1,00$ км, $\gamma_0 = 90^\circ$ для некоторых сочетаний величин $\Delta\varepsilon$ и $\Delta\gamma$

$\Delta\varepsilon, \%$	$\Delta\gamma, ^\circ$	$\Delta\varepsilon_0, \%$	$\Delta\rho, \text{км}$	$\Delta\gamma_0, ^\circ$
0,001	1	0,0017	0,029	1,9
0,002	2	0,0035	0,060	3,9
0,005	5	0,0089	0,158	9,9
0,010	10	0,0184	0,348	20,2

На основании этих данных далее может быть оценена погрешность определения продольных механических напряжений $\Delta\sigma$ в точке с заданной угловой координатой γ и известных значениях $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$ и $\Delta\gamma_0$ (рисунки 4, 5).

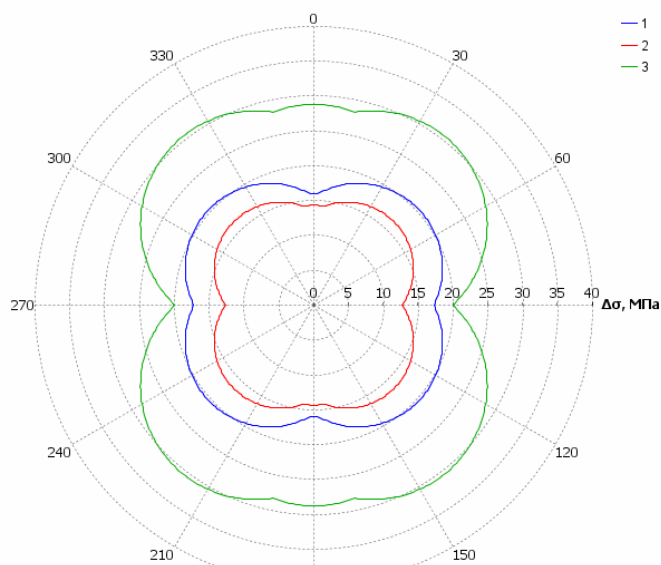


Рисунок 4 – Зависимости $\Delta\sigma(\gamma)$ при $\gamma_0 = 90^\circ$, $D = 1420$ мм, $\Delta\varepsilon = 0,002\%$, $\Delta\gamma = 2^\circ$, $\rho = 1,00$ км (1), $\rho = 5,00$ км (2), $\rho = 10,00$ км (3)

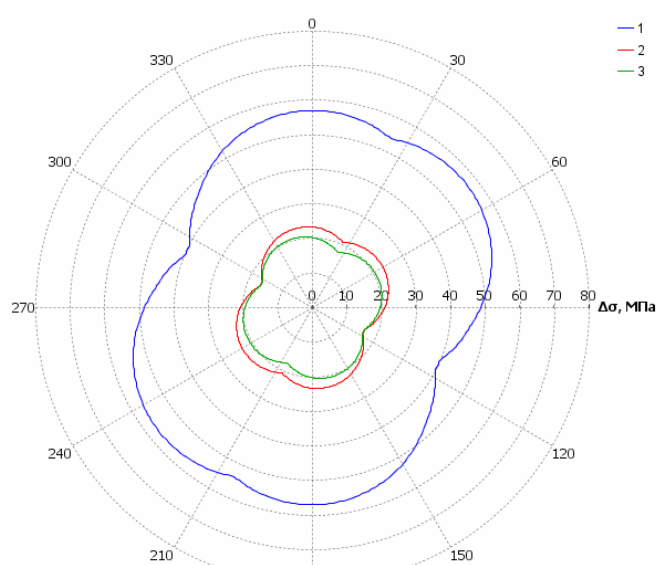


Рисунок 5 – Зависимости $\Delta\sigma(\gamma)$ при $\varepsilon_0 = 0,01\%$, $\rho = 1,00$ км, $\gamma_0 = 25^\circ$: $\gamma_1 = -60^\circ$, $\gamma_2 = 0$, $\gamma_3 = 60^\circ$ (1); $\gamma_1 = -90^\circ$, $\gamma_2 = 0$, $\gamma_3 = 90^\circ$ (2); $\gamma_1 = -120^\circ$, $\gamma_2 = 0$, $\gamma_3 = 120^\circ$ (3)

В третьей главе «Исследование зависимости сдвига частоты оптического сигнала от механических напряжений на экспериментальном стенде» разработана конструкция стенда для имитационного моделирования сложнапряженного состояния. Стенд представлял собой стальную трубу $D_n = 219$ мм толщиной стенки 5 мм, $\sigma_T = 250$ МПа, $\sigma_B = 410$ МПа. Труба уложена на бетонные блоки и закреплена хомутами, длина пролета трубы - 10 м. По середине пролета снизу трубы установлен домкрат с датчиком усилия. С обоих концов трубы приварены днища, на трубе выведены два патрубка для подключения нагнетательной линии (рисунке б). При проведении исследования в стенке модели трубы создавалось плосконапряженное состояние, вызываемое давлением рабочей среды (воды) и реакцией домкрата. Также учитывался собственный вес металла трубы и воды.



Рисунок 6 – Общий вид испытательного стенда

На стенд приклеивались три волоконно-оптических кабеля: кабель 1 располагался вдоль образующей стенда с угловой ориентацией 4 ч; кабель 2 – 12 ч; кабель 3 – 8 ч. В качестве ВОС был использован кабель ОКЛс завода «Сарансккабель-оптика» (рисунок 7).

Рисунок 7 – Поперечное сечение кабеля ОКЛс



Для измерения сдвига частоты оптического сигнала и последующего определения деформаций использовался портативный анализатор Бриллюэновского рассеяния. Выполнялось пошаговое нагружение стенда и измерение сдвига частоты рассеяния Δf (таблице 2, рисунок 8).

Таблица 2 – Параметры нагружения стенда

Номер шага	1	2	3	4	5	6	7	8
Вес воды*	0	+	+	+	+	+	+	+
Давление P, МПа	0	0	2,5	5	5	5	0	0
Прогиб L, мм	0	0	0	0	35	70	35	70

Примечание: знак «+» означает, что внутренняя полость стенда заполнена водой, вес воды учитывался

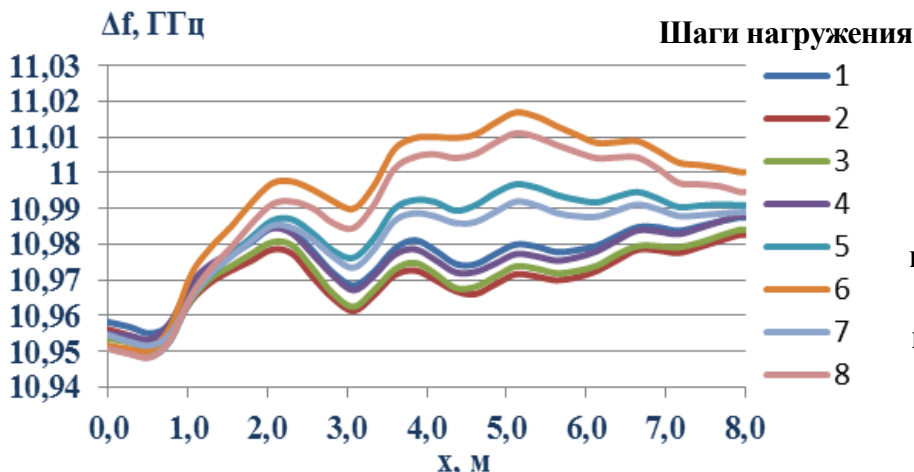


Рисунок 8 – Графики изменения частоты рассеяния Δf на участке измерения x для различных шагов нагружения для кабеля 1 (4 ч)

Далее по классическим формулам для определения деформации цилиндрических тонкостенных оболочек, рассчитывались продольные напряжения в стенке модели трубы в различных точках по длине трубы (дискретность 0,1 м) на линии установки кабелей 1, 2 и 3 и строилась зависимость частоты Бриллюэновского рассеяния Δf от расчетных напряжений в указанных точках модели (рисунок 9).

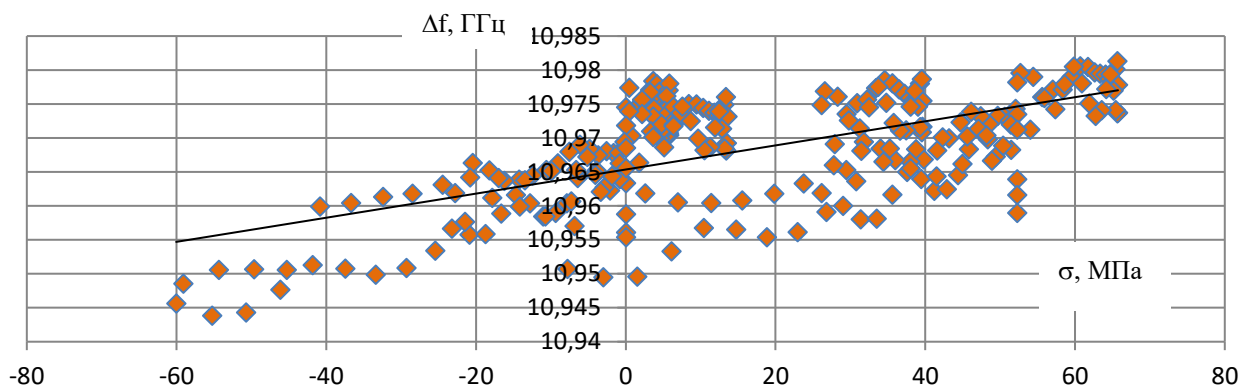


Рисунок 9 – Зависимость изменения частоты рассеяния Δf от продольных напряжений σ , полученная для различных шагов нагружения модели (кабель 1, 4 ч)

Затем выполнялся подбор регрессионной модели, описывающей рассматриваемую зависимость и выполнялась оценка адекватности уравнения регрессии, т.е. определялась статистическая неразличимость результатов вычислений по уравнению регрессии и наблюдаемых случайных величин.

При построении регрессионной модели рассчитывались регрессионные остатки. Анализ регрессионных остатков вида $e_i = \Delta f_i - \hat{\Delta f}_i$, где $\hat{\Delta f}_i = a + b\sigma_i$ может дать информацию об адекватности уравнения регрессии. Если выборочная регрессия удовлетворительно описывает истинную зависимость между Δf и σ , то остатки e_i должны быть независимыми нормально распределенными случайными величинами с нулевым или средним и в значениях e_i должен отсутствовать тренд.

Независимость в последовательности значений e_i проверялась с помощью коэффициента корреляции Дарвина-Ватсона, имеющего вид:

$$D = \frac{\sum_{i=2}^n (e_i - e_{i-1})^2}{\sum_{i=1}^n e_i^2}. \quad (7)$$

Исследование адекватности модели с применением коэффициента Дарвина-Ватсона показало, что модель удовлетворительно работает, начиная с величины напряжений в стенке модели 50 МПа. Применение системы для оценки напряжений менее 50 МПа (для стали - деформации менее 0,024%) нецелесообразно (рисунок 10).

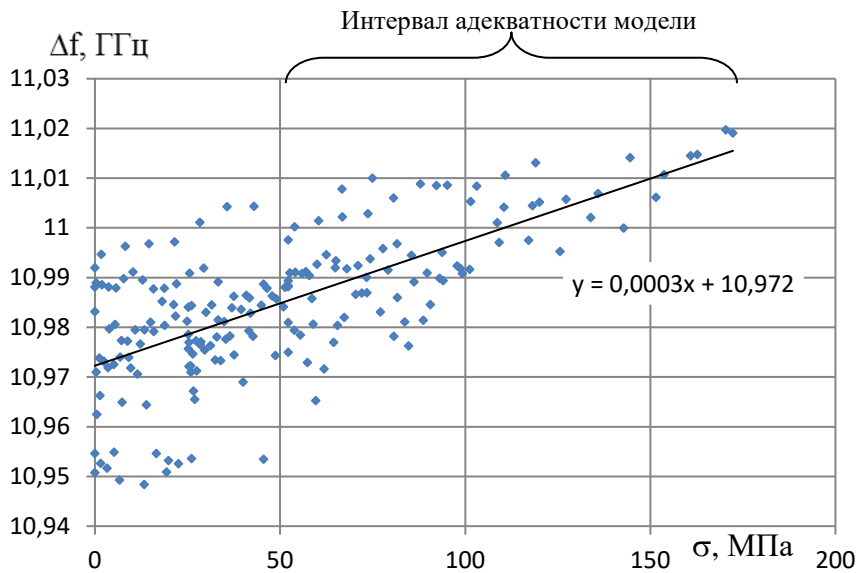


Рисунок 10 – Обобщающая регрессионная модель зависимости $\Delta f = f(\sigma)$ для растягивающих напряжений (кабель 2, 12 ч)

В четвертой главе «Разработка методик пуско-наладки и эксплуатации системы контроля деформаций нефтегазопроводов на основе волоконно-оптических сенсоров» представлена методика оценки нулевой (начальной) деформации нефтегазопровода для пуско-наладки системы. Очевидно, что после монтажа нефтегазопровода в его стенке уже имеются начальные нулевые напряжения, которые необходимо учитывать при пуско-наладочных работах. При проектировании принимаются меры, чтобы радиус изгиба нефтегазопроводов не был менее 1000 – 1400 диаметров, однако даже такие изгибы могут вносить существенный вклад в общее напряженное состояние (порядка 100 МПа). В соответствии с разработанной в диссертационной работе методикой на начальном этапе эксплуатации нефтегазопроводов производится первичное измерение продольных деформаций (рисунок 11).

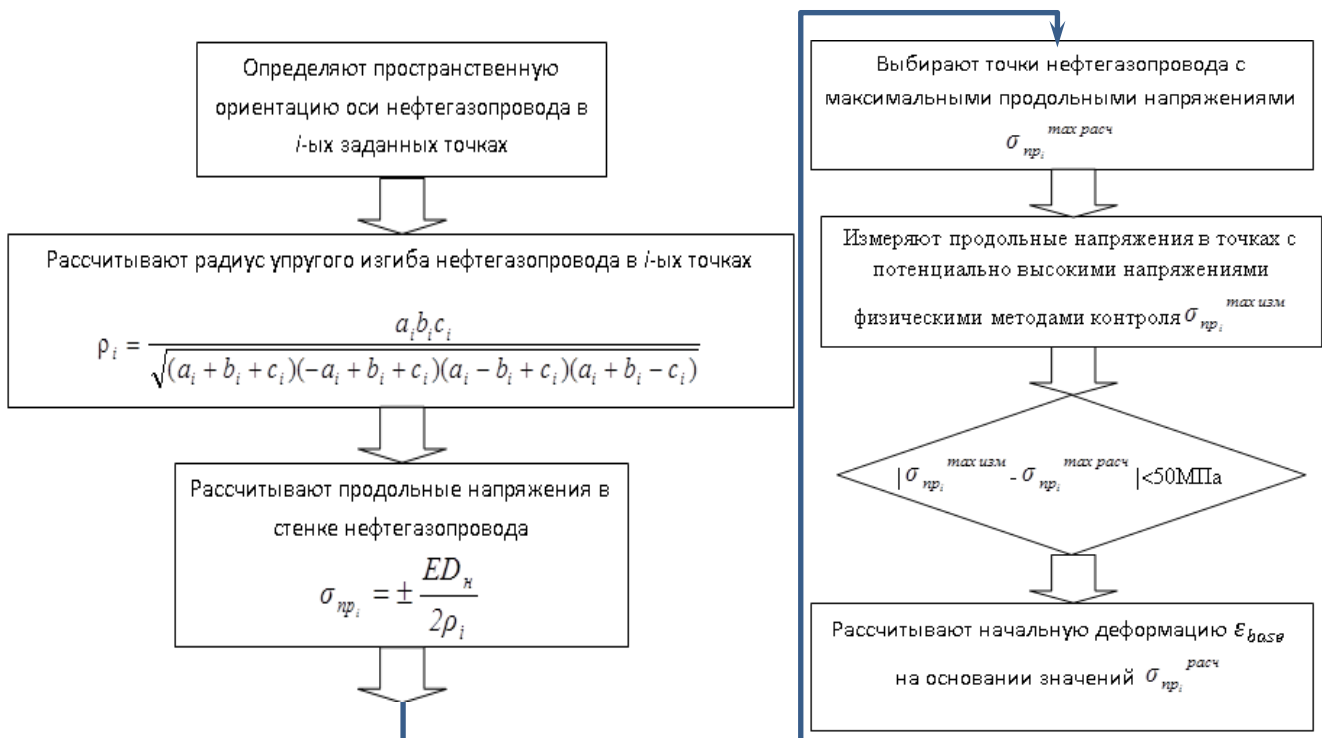


Рисунок 11 – Алгоритм определения начальных деформаций

Максимальная величина продольных деформаций нефтегазопроводов на момент выполнения первичного измерения должна быть определена расчётными и измерительными методами.

Пусть ρ_i – значение радиуса изгиба трубопровода в точке измерения с номером i ($i = 1, 2, \dots, n$, n – количество точек измерения на рассматриваемом участке). Величины ρ_i рассчитываются 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 (при использовании внутритрубных снарядов с возможностью определения пространственного положения трубопровода).

Пусть x_k, y_k, z_k – координаты точек измерения (k – номер точки измерения, $k = 1, 2, \dots, n$, n – количество точек измерения на рассматриваемом участке). Предполагается, что точки измерения расположены на оси газопровода либо на верхней образующей газопровода. Рассмотрим три соседние точки измерения с номерами $i - 1, i, i + 1$ ($i = 2, 3, \dots, n - 1$). Кроме этого, автором введены следующие обозначения: a_i – расстояние между точками с номерами $i - 1$ и i , b_i – расстояние между точками с номерами i и $i + 1$, c_i – расстояние между точками с номерами $i - 1$ и $i + 1$. Величины a_i, b_i и c_i определяются следующим образом:

$$a_i = \sqrt{(x_i - x_{i-1})^2 + (y_i - y_{i-1})^2 + (z_i - z_{i-1})^2} \quad (8)$$

$$b_i = \sqrt{(x_{i+1} - x_i)^2 + (y_{i+1} - y_i)^2 + (z_{i+1} - z_i)^2} \quad (9)$$

$$c_i = \sqrt{(x_{i+1} - x_{i-1})^2 + (y_{i+1} - y_{i-1})^2 + (z_{i+1} - z_{i-1})^2} \quad (10)$$

На основании определяемых расстояний a_i, b_i и c_i (ф-лы 8-10) рассчитывают радиус изгиба в i -той точке ρ_i (см. рис. 11) и далее определяют максимальные продольные напряжения, которые верифицируют физическими методами контроля – методом измерения коэрцитивной силы и ультразвуковым методом.

Оценку технического состояния автором предложено проводить по фактическому запасу прочности – коэффициенту, определяющему соотношение между величиной фактического параметра нагрузки Q и фактическим параметром сопротивления в соответствии с формулой:

$$k_\phi = \frac{R_\phi}{Q_\phi} \quad (11)$$

где: Q_ϕ – значение фактического параметра нагрузки; R_ϕ – значение обобщенного параметра сопротивления; k_ϕ – значение фактического коэффициента запаса прочности.

Для проведения расчета участок трубопровода разбивается на m сечений ($i=1,2,3\dots m$), как показано на рисунке 12. Наименьшая расчетная величина устанавливается в качестве фактического значения коэффициента запаса, т.е.:

$$k_\phi = \min[k_\phi^i]_{i=1, m} \quad (12)$$

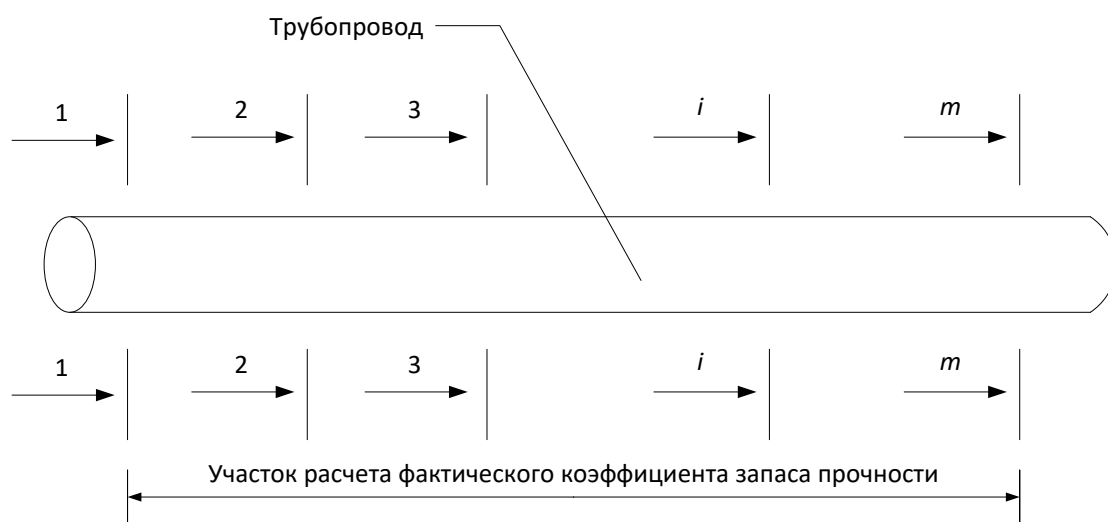


Рисунок 12 – Принцип разбиения участка трубопровода для нахождения значения фактического запаса прочности

Класс безопасности участка нефтегазопроводов выбирается в соответствии с таблицей 3 путем сравнения полученной величины k_{ϕ} с расчетными величинами коэффициентов запаса прочности k_{np} (проектный), k_1 , k_2 , k_3 , k_4 , определяемым для различных типов предельных состояний участка трубопровода.

Таблица 3 – Определение класса безопасности нефтегазопроводов на основе величины k_{ϕ}

Диапазон изменения величины k_{ϕ}	Класс безопасности
$k_{\phi} \geq k_{np}$	«Высокий»
$k_4 \leq k_{\phi} < k_{np}$	«Средний»
$k_3 \leq k_{\phi} < k_4$	«Нормальный»
$k_2 \leq k_{\phi} < k_3$	«Низкий»
$k_{\phi} < k_2$	«Сверхнизкий»

Основными типами предельных состояний нефтегазопроводов в зонах активных тектонических разломов, оползневых процессов, карстовых образований, многолетнемерзлых и слабонесущих грунтов являются:

- нарушение прочности трубопровода;
- общая потеря устойчивости трубопровода;
- местная потеря устойчивости стенки трубопровода в сжатой зоне;
- разрушение сварных швов трубопровода.

Таким образом, последующая выработка критериев принятия решений по результатам мониторинга должна быть основана на указанных предельных состояниях нефтегазопроводов.

Обобщенный алгоритм действий персонала при мониторинге магистрального нефтегазопроводов системой оценки деформаций трубопровода на основе оптических сенсоров, разработанный в рамках выполненного диссертационного исследования, показан на рисунке 13.

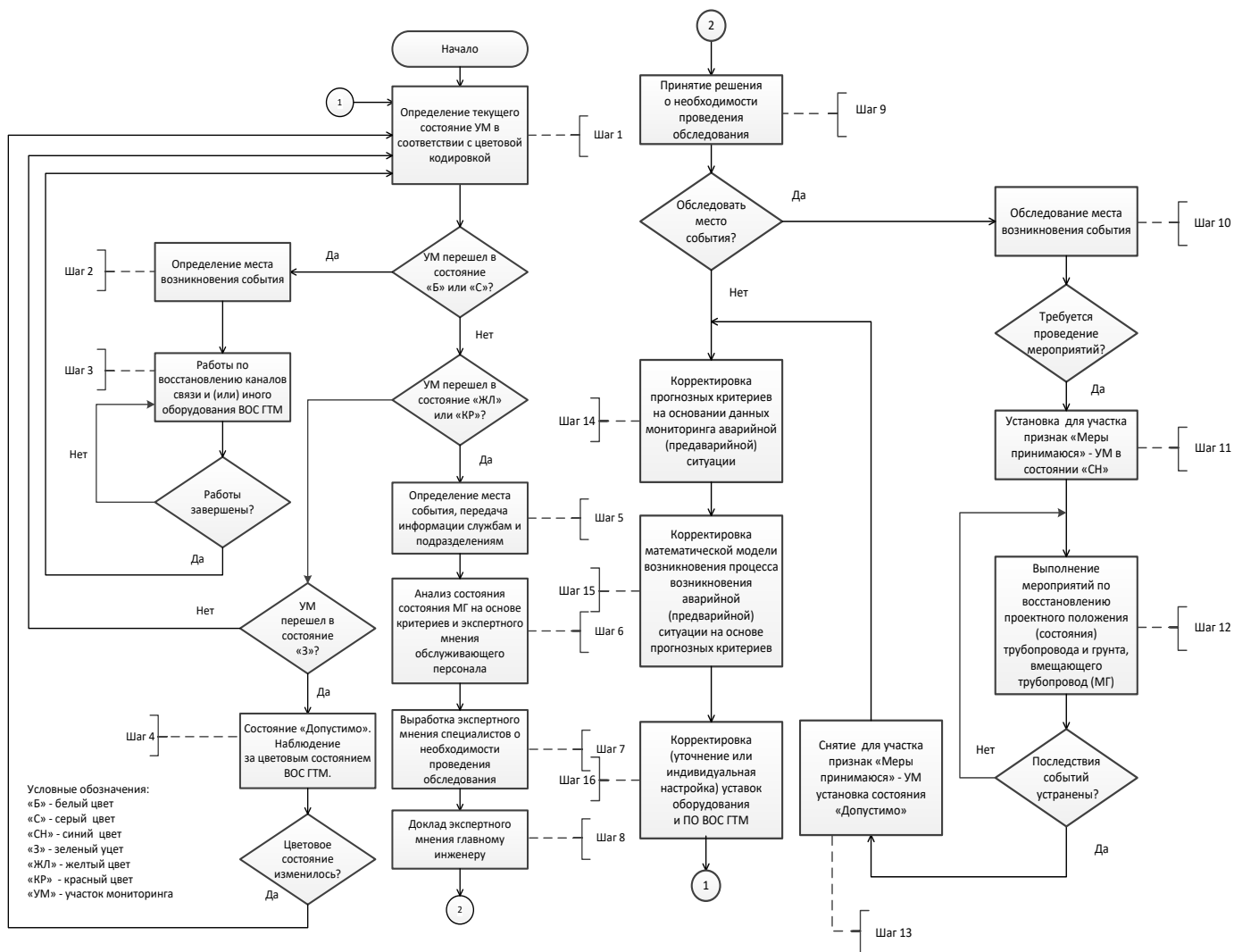


Рисунок 13 – Обобщённый алгоритм действий при получении сигналов (событий) от волоконно-оптической системы технического мониторинга

Для отражения последовательности действий в процессе мониторинга введено понятие «событие мониторинга» и разработана системы цветовой кодировки работы системы. Под событием понимается переход любого контролируемого параметра между следующими состояниями: «допустимо» - *зеленый*; «не допустимо» - *красный*; «требует внимания» - *желтый*; «не находится под мониторингом» - *белый*; «недостовечно» - *серый*.

Указанный способ цветовой кодирования используется на АРМ для информирования персонала, осуществляющего оперативное наблюдение за процессами трубных деформаций.

Основные выводы по работе:

1. Выполнен ретроспективный анализ причин разрушения нефтепроводов стран Западной Европы и республик бывшего СССР, который показал, что до 5-6% всех аварийных разрушений связано с природно-климатическими явлениями, включая геологические и геокриологические процессы, оказывающие силовое воздействие на трубопровод. На основе данного анализа сформулированы требования к средствам и методам оценки НДС.

2. Предложена классификация средств и методов оценки напряженно-деформированного состояния стенок трубопроводов, определяющая две группы методов: 1 – измерения пространственного положения и последующего расчета напряжений и 2 – методы непосредственного измерения напряжений (деформаций) в стенках труб. Показано, что для протяженных участков трубопроводов целесообразно применять систему, построенную на волоконно-оптических сенсорах (ВОС), работающих на эффекте Мандельштама–Бриллюэна.

3. Теоретически доказано, что для расчета продольных механических напряжений в произвольной точке поперечного сечения трубопровода необходимо и достаточно информации о продольной деформации в трех точках измерения, что важно для обоснования конфигурации системы. Кроме этого предложен универсальный способ определения продольных механических напряжений в заданной точке поперечного сечения трубопровода на основании результатов измерения деформации в трех произвольных точках поперечного сечения стенки трубы. Создана программа для ЭВМ «PLSModeller» для реализации разработанного способа.

4. Предложен способ расчета погрешностей измерения продольных механических напряжений в заданной точке поперечного сечения трубопровода с использованием ВОС при заданных погрешностях измерения деформации и погрешностях определения угловых координат точек измерения деформации. Выполненное исследование закономерности распределения погрешностей измерения продольных механических напряжений в поперечном сечении трубопровода показало, что погрешность измерения напряжений $\Delta\sigma$ зависит от угловой координаты γ , поэтому для минимизации погрешности системы необходимо учитывать вероятный угол плоскости изгиба по отношению в вертикали (горизонтали).

5. Разработана методика получения экспериментальных зависимостей оптических характеристик сенсора от напряженного состояния стенок труб, вызванного имитационным силовым воздействием, включающая разработку конструкции стенда для моделирования сложнонапряженного состояния в стенке трубопровода, выбор и обоснование оборудования и приборов, применяемых для исследования, обоснование порядка проведения эксперимента.

6. Получена регрессионная модель, описывающая взаимосвязь между продольными напряжениями и смещением частоты Бриллюэновского сигнала оптических сенсоров. Выполнен анализ корректности полученных результатов с использованием статистических методов. При помощи коэффициента корреляции Дарвина-Ватсона, установлено, что зависимость $\Delta f = 3 \cdot 10^{-4} \sigma + 10,972$ при напряжениях свыше 50 МПа удовлетворительно описывает полученные данные. Таким образом, определено, что значение 50 МПа является пороговым значением регистрируемых напряжений для исследуемой системы и ее конфигурации.

7. Разработана методика оценки нулевой (начальной) деформации нефтегазопроводов для корректной пуско-наладки системы контроля деформаций, предусматривающая системный подход с применением расчетного метода

оценки НДС на основе измерения пространственного положения и физических методов оценки напряжений (деформаций).

8. Для оценки технического состояния нефтегазопроводов с использованием данных о НДС, обоснованы основные типы предельных состояний нефтегазопроводов, характерных для сложных грунтовых условий работы, предложен порядок оценки класса безопасности нефтегазопроводов, определяемый путем сравнения расчетных значений фактического значения коэффициентов запаса работоспособности, разработаны принципы цветовой кодировки событий мониторинга, используемые в АРМ оператора системы мониторинга. Разработаны методики действий персонала при эксплуатации трубопровода с системой мониторинга.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах

Статьи в изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ:

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

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

3. Исламов Р.Р. Теоретическая оценка погрешностей определения продольных механических напряжений в трубопроводе при использовании волоконно-оптических систем контроля напряженно-деформированного состояния / Трубопроводный транспорт: теория и практика, 2017. - №5. - С. 11-17.

4. Исламов Р.Р., Фридлянд Я.М., Агинеи Р.В. Ретроспективный анализ причин отказов на магистральных нефтегазопроводах, работающих в осложненных инженерно-геологических условиях / Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса, 2017. – № 6. – С. 38–44.

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

Статьи в научно-технических сборниках и других изданиях:

6. Исламов Р. Р. Применение эффекта Мандельштама-Бриллюэна для оценки напряженно-деформированного состояния нефтегазопроводов // Международная научно-практическая конференция обучающихся, аспирантов и ученых «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса» (20 апреля 2017 г.). – Нижневартовск: ТИУ, 2017. – С. 249-253.

7. Исламов Р.Р., Агинеи Р.В. Результаты стендовых испытаний волоконно-оптического метода оценки напряженно-деформированного состояния тру-

бопроводов / Рассохинские чтения: материалы международной конференции (2-3 февраля 2017 г.). В 2 ч. Ч. 1 / под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта. – УГТУ, 2017. – С. 181-186.

8. Агинеи Р.В., Исламов Р.Р. Развитие методов оценки напряженно-деформированного состояния стенок нефтегазопроводов, работающих в сложных инженерно-геологических условиях // XII Всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» (12-14 февраля 2018 г.). – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2018. – С. 126.

9. Исламов Р.Р., Агинеи Р.В. Мониторинг напряженно-деформированного состояния стенок нефтегазопроводов, работающих в сложных инженерно-геологических условиях / Рассохинские чтения: материалы международной конференции (1-2 февраля 2018 г.). В 2 ч. Ч. 1 / под ред. Н.Д. Цхадая. – Ухта. – УГТУ, 2018. – С. 164-175.

Отпечатано в типографии
Ухтинского государственного технического университета
Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, 13
Подписано в печать __.__.2018 г.
Усл. п. л. 1,6. Тираж 100 экз. Заказ №_____