

УХТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
Кафедра «Проектирование и эксплуатация магистральных
газонефтепроводов»

На правах рукописи

ИСЛАМОВ РУСТЭМ РИЛЬЕВИЧ

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

Специальность 25.00.19 – Строительство и эксплуатация
нефтегазопроводов, баз и хранилищ

Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель:
д-р техн. наук, профессор
Р.В. Агинеи

Ухта - 2018

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 АНАЛИЗ СРЕДСТВ И МЕТОДОВ ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКОВ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, СООРУЖАЕМЫХ И ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ В СЛОЖНЫХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ	17
1.1 Ретроспективный анализ причин отказов на магистральных нефтегазопроводах, работающих в осложненных инженерно-геологических условиях	17
1.1.1 Страны Западной Европы и США.....	17
1.1.2 Страны бывшего СССР	19
1.2 Примеры разрушения трубопроводов, работающих в сложных инженерно-геологических условиях.....	25
1.3 Анализ средств и методов мониторинга напряженного состояния подземных магистральных нефтегазопроводов.....	31
1.3.1 Методы оценки напряженно-деформированного состояния трубопроводов по данным мониторинга его пространственного положения (группа 1).....	32
1.3.2 Методы оценки напряженно-деформированного состояния трубопроводов физическими методами контроля (группа 2)	40
Вывод по главе 1	55
2 ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ СЕНСОРОВ ДЛЯ МОНИТОРИНГА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПРОТЯЖЕННЫХ УЧАСТКОВ НЕФТАГАЗОПРОВОДОВ	57
2.1 Разработка аналитической модели и получение расчетных зависимостей для оценки напряженно-деформированного состояния	57

2.2	Теоретическая оценка погрешностей определения продольных механических напряжений в трубопроводе при использовании волоконно-оптических систем контроля напряженно-деформированного состояния .	66
2.2.1	Оценка погрешностей определения промежуточных параметров, характеризующих продольные механические напряжения в поперечном сечении трубопровода	69
2.2.2	Влияние погрешностей определения промежуточных параметров на погрешность определения продольных механических напряжений в поперечном сечении трубопровода.....	72
2.2.3	Оценка погрешностей определения продольных механических напряжений в поперечном сечении трубопровода.....	74
2.2.4	Примеры расчета погрешностей определения продольных механических напряжений в поперечном сечении трубопровода при разной конфигурации датчиков деформации.....	78
	Выводы по главе 2.....	81
3	ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ СДВИГА ЧАСТОТЫ ОПТИЧЕСКОГО СИГНАЛА ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ НАПРЯЖЕНИЙ НА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОМ СТЕНДЕ	84
3.1	Конструкция стенда для моделирования сложно напряженного состояния.....	84
3.2	Выбор приборов и оборудования	85
3.3	Разработка порядка проведения испытания	90
3.4	Шаги нагружения модели трубопровода.....	91
3.5	Проведение эксперимента.....	92
3.6	Результаты исследований.....	93
3.8	Расчет напряжений в стенке модели	96
3.9	График изменения частоты сигнала.....	105
3.10	Корреляционный анализ зависимости $\Delta f=f(\sigma)$	105
3.11	Регрессионный анализ зависимости $\Delta f=f(\sigma)$	107
	Выводы по главе 3.....	112

РАЗРАБОТКА МЕТОДИК ПУСКО-НАЛАДКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ДЕФОРМАЦИЙ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ СЕНСОРОВ.....	114
4.1 Методика оценки нулевой (начальной) деформации нефтегазопровода для пуска-наладки системы	114
4.1.1 Принципы учета начальной деформации	114
4.1.2 Методика определения радиуса упругого изгиба нефтегазопровода по результатам измерения пространственного положения	116
4.1.3 Методика расчета продольных напряжений в стенке подземного нефтегазопровода.....	117
4.1.4 Методика измерения продольных напряжений в стенке подземного нефтегазопровода физическими методами	118
4.2 Разработка критериев оценки технического состояния нефтегазопроводов по показаниям волоконно-оптических сенсоров.....	121
4.2.1 Общие подходы к оценке технического состояния участка нефтегазопроводов.....	121
4.2.2 Обобщённый критерий работоспособности участка магистрального нефтегазопроводов.....	122
4.2.3 Критерий фактического и проектного запаса прочности нефтегазопроводов.....	123
4.2.4 Расчет коэффициентов запаса прочности, соответствующих классу безопасности нефтегазопроводов.....	125
4.2.5 Критерии принятия решений по результатам сравнения проектных фактических значений запаса прочности нефтегазопровода	126
4.2.6 Цветовая кодировка результатов сравнения нормативных и фактических значений запаса прочности нефтегазопроводов	127
4.2.7 Разработка критерия «нарушение прочности нефтегазопровода»	128
4.2.8 Разработка критерия «потеря местной устойчивости нефтегазопровода»	131

4.2.9	Разработка критерия «потеря общей устойчивости нефтегазопровода»	133
4.2.10	Описание критерия «разрушение сварных швовнефтегазопровода»	136
4.3	Разработка методики действий персонала при мониторинге магистрального нефтегазопроводов.....	137
4.3.1	Обобщенный алгоритм действий персонала.....	137
4.3.2	Пошаговый принцип работы алгоритма действий персонала при работе волоконно-оптических сенсоров технического мониторинга ...	140
4.3.3	Функциональные обязанности и последовательность действий персонала при получении данных от сенсоров трубных деформаций..	144
	Выводы по главе 4.....	147
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	149
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	151
	ПРИЛОЖЕНИЕ	168

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная и газовая промышленность является неразрывной частью энергетической системы России. 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 др. природные явления, нередко приводящими к аварийным разрушениям нефтегазопроводов. [27,30, 31, 58,89, 90].

Известно, что в процессе эксплуатации трубопроводы находятся под воздействиями постоянных и кратковременных или временных нагрузок [5,80,113, 119]. При этом элементы трубопроводов испытывают силовое воздействие от внешних факторов, приводящее к возникновению напряженного состояния материала.

Совместная деформация подземного трубопровода и грунтового массива в осложненных условиях является малоизученной проблемой [11,89,90], что нередко приводит к аварийным разрушениям трубопровода.

Опасные природные воздействия могут повлиять на работоспособность нефтегазопроводов, что включает в себе потенциальную угрозу для населения и окружающей среды [72]. Кроме этого, разрушение трубопроводов, как правило, приводит к значительным экономическим последствиям [28, 52, 65, 119].

В наиболее простом случае, при проектировании учет действий постоянных нагрузок производится при расчете толщины стенок труб [47]. Однако трубопроводы могут быть подвержены кратковременным или временным 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 [107].

Изучению взаимодействия грунтов и трубопровода посвящены труды [30, 106, 127, 147]. В ряде работ подчеркивается, что расчет трубопроводных кон-

струкций, вне связи их с грунтами, недопустим и что не учет действительных условий работы трубопроводов в грунтах приводит к заниженным расчетным нагрузкам и, как следствие, к аварийным ситуациям. В настоящее время ни один трубопровод не должен сооружаться без предварительных оценок продольных и поперечных перемещений труб в грунте, осадок, их изменений во времени и т.п. Однако эти оценки не относятся к трубопроводам, подверженным динамическим воздействиям, например, при их прокладке в зонах активных тектонических разломов ввиду отсутствия соответствующих методик расчета.

В соответствии с методикой, приведенной в работе [89], грунт моделируется в виде упругого основания, при котором перемещения пропорциональны нагрузкам.

За последние годы проведены исследования, по результатам которых было опубликовано несколько диссертационных работ, рассматривающих влияние грунта на напряженное состояние трубопровода [11]. Однако в этих работах не учитывалось влияние характеристик грунта при взаимодействии с трубопроводом.

Для совершенствования методов оценки напряженного состояния трубопроводов, контролируемых волоконно-оптическими сенсорами (ВОС) взаимодействия трубопровода при динамических подвижках активных тектонических разломов (АТР) необходимо учесть физические процессы, протекающие в грунтах при динамических нагрузках, и их влияние на напряженное состояние трубопровода.

Для рационального использования углеводородных природных ресурсов и обеспечения безопасности на объектах добычи, переработки, хранения, транспортировки и раздачи нефти, нефтепродуктов и газа, повышения эффективности функционирования предприятий нефтегазовой отрасли необходимо использовать последние достижения науки и соответствующее информационное обеспечение. Одним из эффективных способов решения данной проблемы является широкое применение современных аэрокосмических методов.

Например, в местах переходов трубопроводов через водные преграды, дороги, в местах образования промывов и провисания трубопроводов, вблизи сочленения трубопроводов с агрегатами перекачивающих станций наиболее интенсивно проявляются изгибные напряжения. Воздействие механических внешних напряжений, возникающих в материале труб за счет изменения температуры, изгиба и т.д., совместно с рабочими напряжениями от давления продукта напрямую влияет на состояние материала.

Известно, что местные участки трубопроводов с повышенными напряжениями являются предрасположенными для процессов деградации функциональных свойств материала за счет деформационного старения и малоциклового усталости металла, которые со временем приводят к критическому состоянию материала и, как следствие, понижению работоспособности труб[17].

Вышесказанное предопределяет необходимость периодической оценки (мониторинга) напряженного состояния стенок труб, с целью оперативного применения превентивных мер. Однако в мировой практике отсутствуют обоснованные рекомендации по применению тех или иных методов изменения напряженного состояния протяженных участков подземных магистральных трубопроводов, разработка которых является важной научно-технической задачей.

В таких условиях важным аспектом обеспечения надежности эксплуатации трубопроводов является применение систем мониторинга напряженно-деформированного состояния (НДС), поэтому развитие таких систем, адаптированных к оценке НДС и последующей 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, 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, В.В. Ключев, Г.Е. Коробков, А.С. Кузьбожев, В.Г. Кулеев, Н.А. Махутов, В.Ф. Мужичкий, В.Ф. Новиков, А.П. Ничипурук, Б.Е. Попов, Ю.Н. Работнов, В.П. Табачник, А.Т. Туманов, В.В. Харионовский, И.В. Химченко, 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. Агиней, И. Н. Андронов, М. М. Бердник, В.Ф. Мужичкий, 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.

При проектировании газопровода «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» проектным институтом АО «Гипрогазцентр» применена система геотехнического мониторинга ЗАО «Лазер Солюшенс» [74, 38], включающая систему оценки НДС трубопроводов, основанную на использовании 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 точками закрепления сенсоров

по окружности трубопровода в вершине с его осью составляет от 90 до 180 град., позволяет с использованием эффекта Манделъштама-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 НДС участков нефтегазопроводов и провести их критический обзор.

2. Теоретически обосновать применение ВОС 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 сложнапряженного 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 ВОС от продольных деформаций в модели трубопровода, возникающих при вариациях плоско-напряженного состояния стенки трубы.

5. Разработать методики пуско-наладки и эксплуатации системы контроля деформаций нефтегазопроводов на основе ВОС, включая методику оценки нулевой (начальной) деформации нефтегазопровода при вводе системы в работу, кри-

терии оценки технического состояния нефтегазопровода по показаниям системы, методику действий персонала при мониторинге магистрального нефтегазопровода.

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 $\Delta \epsilon$ 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 про-

дольных напряжений σ (МПа) в стенке модели трубопровода. С применением критерия Дарвина-Ватсона, установлено, 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 основании 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 оптическом 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 Международных конференциях «Рассохинские чтения» (г. Ухта, 02-03 февраля 2017 г., 01-02 февраля 2018 г.), Международной конференции «Трубопроводный транспорт. Теория и практика - 2017» (г. Москва, 7-8 февраля 2017 г.), Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых «Опыт, актуальные проблемы и перспектив развития нефтегазового комплекса» (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 развития нефтегазового комплекса» (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 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 трубо-

проводов, 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 нефтегазопровода для пуско-наладки 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 нефтегазопровода, характерные для зон активных тектонических разломов, оползневых процессов, карстовых образований, многолетнемёрзлых и слабонесущих грунтов: нарушение прочности нефтегазопровода; общая потеря устойчивости нефтегазопровода; местная потеря устойчивости стенки нефтегазопровода в сжатой зоне и разрушение сварных швов нефтегазопровода.

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 8 печатных работах, из них 5 - в ведущих рецензируемых изданиях, включенных в перечень ВАК РФ.

Структура и объем работы: диссертация состоит из введения, четырех глав, общих выводов, содержит 168 страниц текста, 62 рисунка, 25 таблиц, список литературы из 151 наименований 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.

1 АНАЛИЗ СРЕДСТВ И МЕТОДОВ ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ УЧАСТКОВ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, СООРУЖАЕМЫХ И ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ В СЛОЖНЫХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

1.1 Ретроспективный анализ причин отказов на магистральных нефтегазопроводах, работающих в осложненных инженерно-геологических условиях

1.1.1 Страны Западной Европы и США

До недавнего времени в странах Западной Европы не велась полная статистика отказов нефтегазопроводов ввиду малого количества инцидентов, что не позволяло провести статистический анализ с установлением доминирующих причин [111, 113, 119, 147, 148]. Однако совместное использование данных Европы и США позволило провести такой анализ. При этом, несмотря на существенные различия в геологических и климатических параметрах, результаты такого исследования в равной степени применимы к европейской и американской нефтегазопроводным системам для выбранных природных явлений [113].

Анализ данных за период 1971-2012 гг., имеющихся в Европе [114, 118, 120, 121, 123, 133, 147, 148], показал, что доля разрушений нефтегазопроводов от сложных природных явлений, включая разрушения от геологических факторов, составляет 4% от всех зарегистрированных аварий. Общее количество таких инцидентов – 20. Геологические опасности являются основными факторами (65%), далее следуют гидрологические (20%) и климатические опасности (10%). Метеорологические факторы играли второстепенную роль (рисунок 1.1). Среди геологических опасностей в большей степени отмечены оползни.

В соответствии с вышесказанным общие потери сырой нефти и нефтепродуктов в Европе за период 1972-2012 гг. из-за разливов составили 6 тыс. м³. Средний объем потерь при разливе – 120 м³. При этом, общая сметная стоимость по-

терь нефте- и нефтепродуктопроводов в Европе с поправкой на инфляцию составляет около 40 миллионов евро.

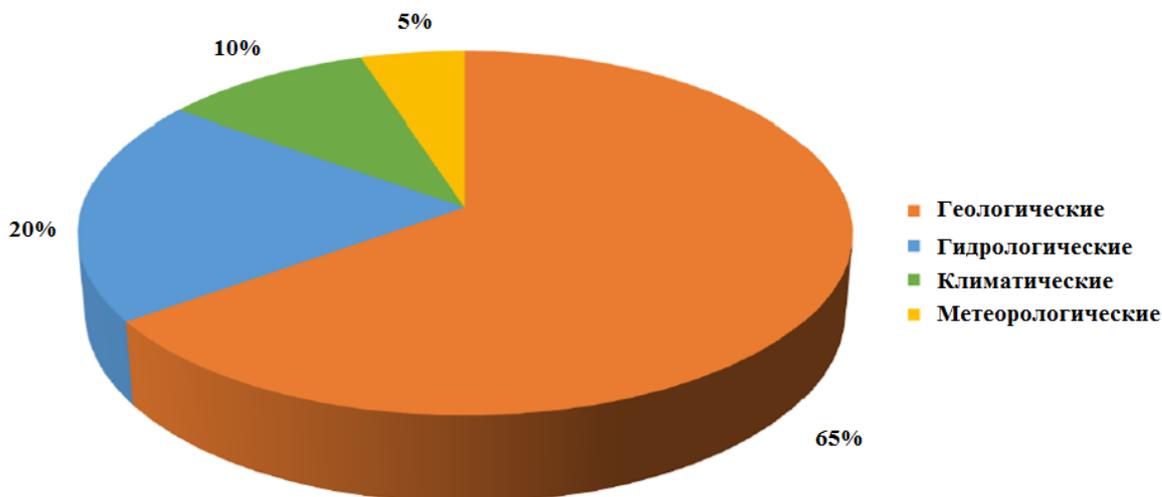


Рисунок 1.1– Распределение аварийных разрушений, вызванных природно-климатическими явлениями (в % к общему количеству таких аварий) для Европы 1972-2012 гг. [119]

Анализ Министерства транспорта США [116, 124, 125,127, 129, 136] показал, что инциденты на нефтепродуктопроводах за период в 25 лет (1986-2012гг.), связанные с природным воздействием на трубопровод, наблюдались в 387 случаях, что составляет около 5,5% всех инцидентов на трубопроводах. Основные угрозы отличаются от европейских: геологические факторы признаны причиной отказа в 20% случаев, наибольшее количество аварий связано с климатическими факторами (рисунок 1.2).

Все инциденты, связанные с гидрологической опасностью, привели к разрушению основного корпуса (тела) трубопровода, то же самое касается инцидентов, вызванных геологическими опасностями, с долей более чем 75% (рисунок 1.3).

Общие потери нефтепродуктов от природных инцидентов в США составили порядка 51 тыс. м³ (320 тыс. баррелей). Экономический ущерб – порядка 590 миллионов долларов.

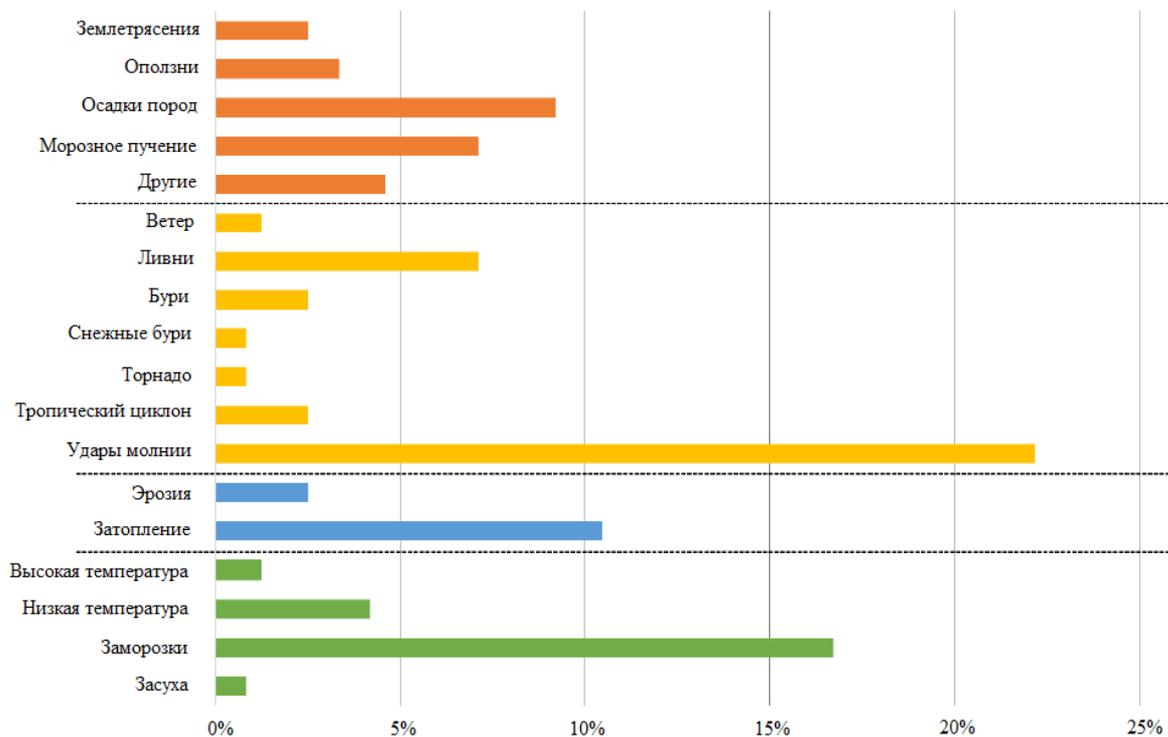


Рисунок 1.2 – Удельное количество разрушений от различных природных факторов (в % от общего количества разрушений), связанных с природно-климатическими явлениями для США 1986-2012гг.: оранжевый – геологические; желтый – метеорологические; синий – гидрологические; зеленый – климатические [119]

1.1.2 Страны бывшего СССР

Статистика отказов трубопроводов вследствие воздействия природно-климатических факторов аналогична результатам, полученным для стран Западной Европы (рисунок 1.4).

Анализ данных из ряда источников [8, 130, 134, 135, 137-139, 141-145, 146], позволил заключить за период времени 1986-1996 гг. произошло 113 крупных разливов нефти и другие несчастные случаи на нефтепроводах диаметром более 15 дюймов.

Изученные в отчете [137] данные по разрушениям нефтепроводов в период 1986-1996 гг. дают общее представление о причинах разрушения трубопроводов и

методах сдерживания аварийности на постсоветском пространстве. В работе показано, что инциденты имели большое влияние на окружающую среду и экономику.

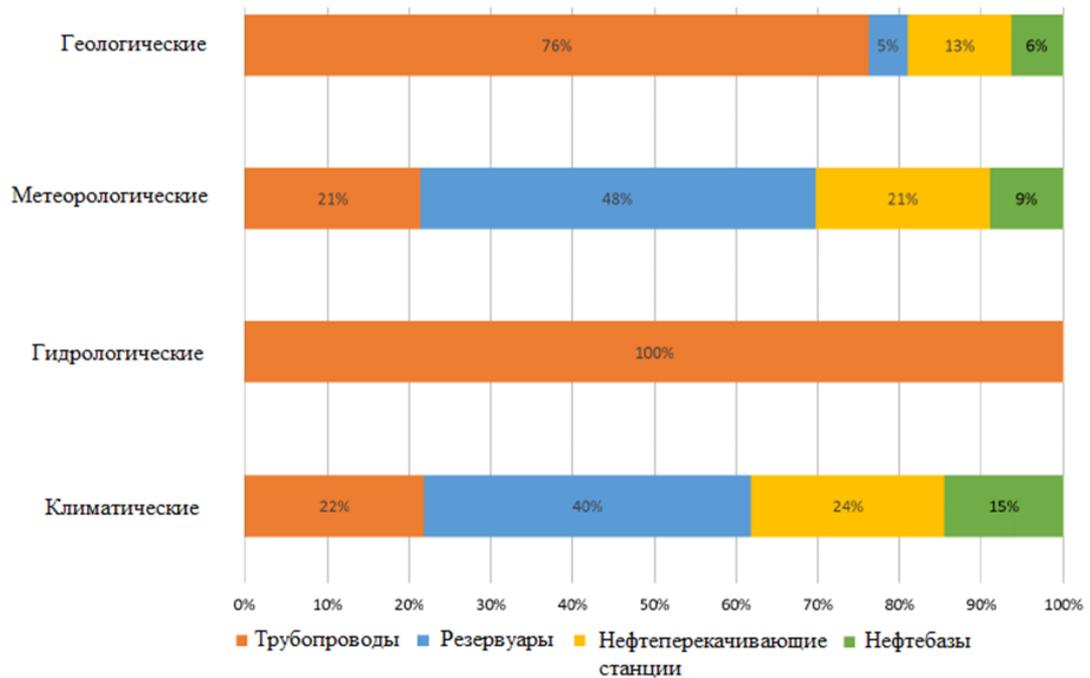


Рисунок 1.3 – Распределение аварийных отказов от природно-климатических факторов по объектам для США 1986-2012 гг.

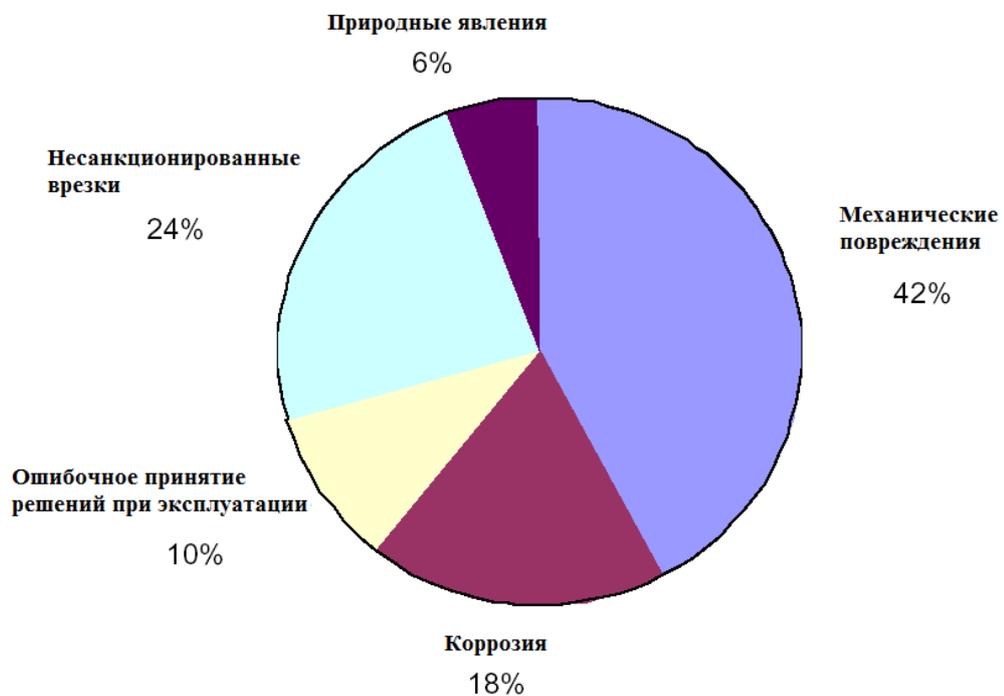


Рисунок 1.4 – Причины аварийных разрушений трубопроводов для стран СНГ 1986-1996 гг. [137]

В 1998 году в странах бывшего СССР эксплуатировалось около 84 тыс. км нефтепроводов, из которых около 90 % имели диаметр больше, чем 20 дюймов. Около 64 тыс. км трубопровода, или 76 % от общего числа, находятся в России. В таблице 1.1 показано распределение трубопроводов между различными государствами бывшего СССР по диаметру трубопровода.

Таблица 1.1 – Протяженность нефтепроводов различного диаметра в странах бывшего СССР по состоянию на 1997 г. [43]

Диаметр, дюймы	Протяженность нефтепроводов, км										
	Азербайджан	Белоруссия	Грузия	Казахстан	Латвия	Литва	Россия	Туркмения	Украина	Узбекистан	Всего
6	–	–	22	–	–	–	–	–	–	14	36
9	–	–	–	48	–	–	155	–	28	165	396
10	–	–	–	–	–	–	126	–	–	169	295
11	136	–	–	148	–	–	496	–	–	52	832
13	24	–	–	60	–	–	1156	361	–	–	1601
15	–	–	–	356	–	–	1731	226	197	–	2510
16	–	–	–	274	–	–	–	–	–	–	274
17	–	–	–	–	–	–	1112	–	–	–	1112
20	–	–	–	–	–	–	461	–	–	–	461
21	183	95	423	–	–	–	12852	132	742	–	15910
25	–	598	–	–	–	–	–	160	–	670	1826
28	403	446	–	958	753	606	16099	25	2874	–	22164
32	–	1455	–	1929	–	–	7058	–	–	–	10442
40	–	335	–	2597	–	–	10283	–	456	–	13671
44	–	–	–	–	–	–	81	–	81	–	162
48	–	–	–	–	–	–	12150	–	161	–	12311
Всего	746	2929	445	8251	753	606	63812	904	4539	1070	84055

В результате исследования установлено, что среди стран бывшего СССР Азербайджан на период исследования имел самый высокий процент отказов тру-

бопровода. Беларусь и Казахстан – самые низкие показатели отказов (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Количество отказов нефтепроводов по странам бывшего СССР и удельная частота отказов в период 1986-1996 гг. [137]

Страна	Количество разливов нефти	Частота отказов (число отказов/(1000 км·год)
Азербайджан	3	0,57
Белоруссия	1	0,05
Грузия	–	0,22
Казахстан	1	0,02
Латвия	1	0,19
Литва	–	0,17
Россия	101	0,23
Туркмения	–	0,11
Украина	5	0,16
Узбекистан	–	0,09
Всего	112	0,19

Исследователи предполагают, что эти различия могли быть связаны с рядом факторов, включая различия в сроке эксплуатации трубопроводов; различия в экологических, климатических, геологических и почвенных условиях и их влияния на трубопроводы, различия в способах прокладки трубопровода; различия в качестве строительства, в реализации планов действий в чрезвычайных ситуациях и корректности предоставляемой отчетности по случаям разливов нефти [95].

В работах [8, 124, 137, 140, 143, 149] показано, что количество разливов нефти в каждой стране бывшего СССР небольшое по сравнению с объемом ее транспортировки, однако, этот вывод основан на ограниченном количестве данных.

Сравнение шести географических регионов России (рисунок 1.5), показало, что для северо-востока России, где трубопроводы работают в сложных климатических условиях, наблюдались более высокие частоты отказов трубопроводов (на

0,6 и 0,5 на 1000 км·год соответственно) по сравнению с западной Россией с удельной частотой разрушения около 0,15 на 1000 км·год.

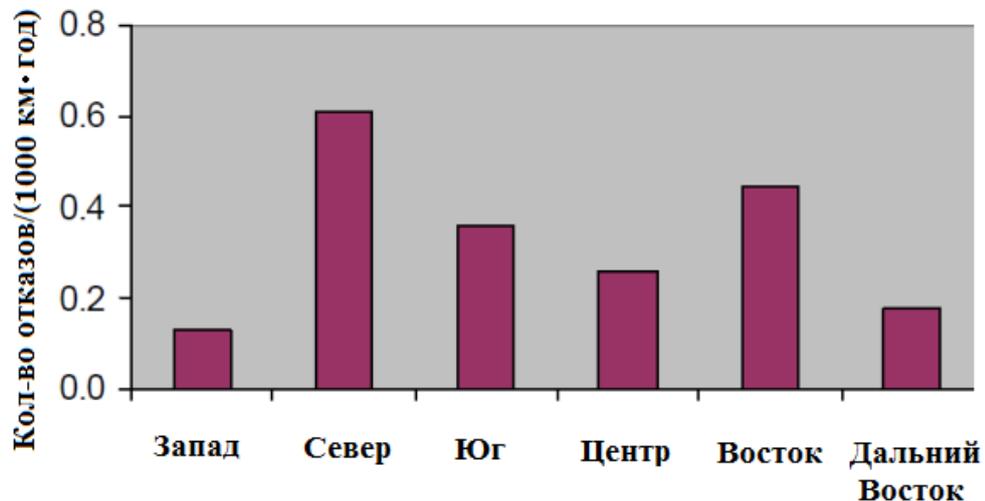


Рисунок 1.5 – Удельная частота отказов нефтепроводов на период 1986-1996 гг. по географическим районам России [43]

Данные показали, что, в целом, российские трубопроводы, рассматриваемые в докладе [137], имеют более длительный срок эксплуатации, чем нефтепроводы Западной Европы. Однако, трубопроводы разрушались независимо от срока эксплуатации и, следовательно, невозможно точно установить статистическое значение этого параметра в качестве причины разрушения трубопроводов, хотя обнаруживается зависимость частоты отказов от времени эксплуатации объекта, характерная для теории надежности, в соответствии с которой на начальном и заключительном периодах эксплуатации технического объекта вероятность отказов максимальна, в середине жизненного срока – низкая (рисунок 1.6).

Результаты на период 1986 - 1996 гг. показывают, что механические повреждения и эксплуатационные ошибки являются основными причинами отказов трубопроводов, эксплуатируемых в странах бывшего СССР (в 42% и 10% соответственно). Например, для стран Западной Европы эти цифры составляют 26% и 5%, соответственно. Авторы делают вывод о том, что в этой части есть значительный потенциал для сокращения аварийности, который может быть реализован при помощи создания и внедрения современных систем мониторинга техни-

ческих параметров работы нефтепроводов. Это также подтверждается в [82]. Среди природных факторов, приводящих к инцидентам, авторы доклада выделяют оползни, карстовые процессы и всплытие трубопроводов вследствие увеличения уровня грунтовых вод (таблица 1.3).

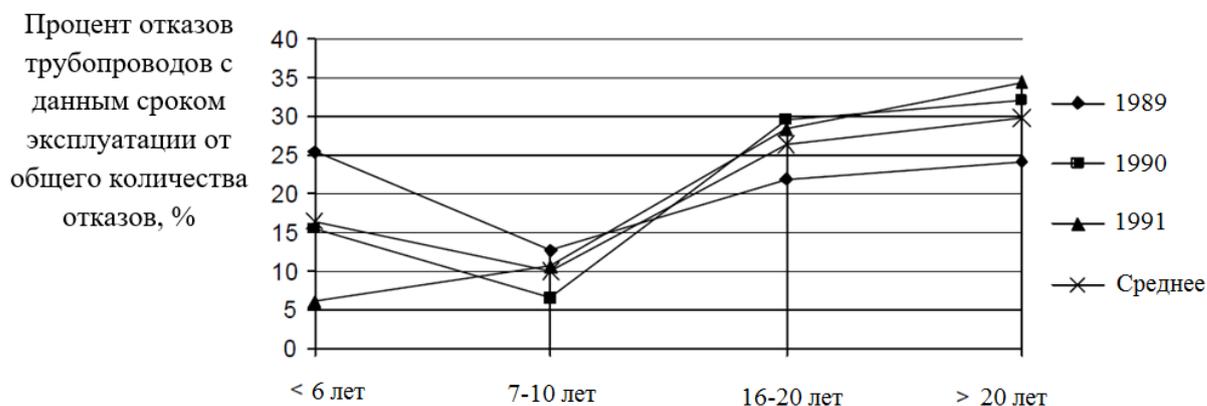


Рисунок 1.6 – Зависимость удельного количества отказов (в процентах) для трубопроводов с различным сроком эксплуатации

Таблица 1.3 – Количество разрушения трубопроводов по соответствующим причинам в странах бывшего СССР за период 1986-1996 гг. [43]

Страна	Число разрушений трубопроводов							Всего
	Напряженно-деформированное состояние	Коррозия	Ошибки эксплуатирующего персонала	Несанкционированные резки	Природные явления	Другое		
Азербайджан	1	–	–	1	–	1	3	
Белоруссия	–	–	–	–	–	1	1	
Казахстан	–	–	–	–	–	1	1	
Латвия	1	–	–	1	–	–	2	
Россия (Восток)	8	7	2	9	–	18	44	
Россия (Дальний Восток)	1	–	–	–	1	–	2	
Россия (Север)	5	2	–	1	–	3	11	

Окончание таблицы 1.3

Страна	Число разрушений трубопроводов							Всего
	Напряженно-деформированное состояние	Коррозия	Ошибки эксплуатационного персонала	Несанкционированные резки	Природные явления	Другое		
Россия (Юг)	4	2	2	3	1	3	15	
Россия (Запад)	1	–	–	–	1	3	5	
Россия (Центр)	7	2	3	2	–	10	24	
Украина	3	–	–	–	1	1	5	
Всего	31	13	7	17	4	41	113	

1.2 Примеры разрушения трубопроводов, работающих в сложных инженерно-геологических условиях

Характерным примером российских магистральных нефтегазопроводов, находящихся под разрушительным действием карстовых процессов, являются трубопроводы, проложенные в Пермской, Свердловской областях и Республике Башкортостан. Например, Ужгородский коридор шестиниточного газопровода пересекает в Прикамье массив карстующихся пород на протяжении 600 км [89, 90].

Проблема силового взаимодействия трубопровода с грунтами актуальна также для Западно-Сибирского нефтегазового комплекса, характеризуемого слабонесущими и водонасыщенными грунтами. Например, более половины газопроводов, эксплуатируемых ООО «Газпром трансгаз Югорск», проложены в условиях болот и заболоченных участков. Такие грунтовые условия ведут к изменению высотного положения трубопроводов и появлению дополнительных изгибных напряжений в стенке труб.

Перенапряжения труб, прокладываемых в осложненных условиях, обусловленное нарушением требований проекта или ошибками проектных решений, также является частой причиной разрушения труб [89, 90].

Для трубопроводов, прокладываемых в болоте и в вечномерзлых грунтах, высота арок при деформациях может составлять до 5 м [39, 57], при этом радиус может быть несколько сотен метров, что соответствует напряжениям 300 МПа и более. На возможность потери продольной устойчивости указывали в своих работах П.П. Бородавкин, Л.И. Быков, Э.М. Ясин, В.И. Черников [21 - 23, 108].

По результатам обследований разрушений пяти ниток газопровода девятиниточного перехода через реку Кама установлено, что причинами аварий явились оползневые процессы, вызвавшие сверхнормативные изгибные напряжения [90]. Об этом свидетельствовали характер разрушения трубопровода по кольцевым монтажным швам и наличие трещин в кольцевых швах, которые произошли в результате изгиба трубопровода в вертикальной плоскости выпуклостью вверх. Тип излома в очаге разрушения – квазихрупкий, коррозионных повреждений и дефектов изоляционного покрытия не обнаружено [89].

Исследования ряда авторов [32, 54, 57, 97] показывают, что разрушение не происходит спонтанно. Как правило, в состоянии поставки металл имеет высокую деформативную способность, но под действием механических напряжений и временного фактора такая способность утрачивается, и небольшое изменение нагрузки приводит к квазихрупкому разрушению [51, 77, 102, 103].

Так, например, анализ причин аварий, произошедших на газопроводах ООО «Севергазпром» (в наст. время – ООО «Газпром трансгаз Ухта») показывает, что в большинстве случаев металл трубопровода имел предрасположенность к хрупкому разрушению (таблица 1.4).

Из таблицы 1.4 видно, что металл, вырезанный вблизи места разрушения, имел повышенные прочностные показатели и пониженные показатели пластичности (по сравнению с сертификатными значениями для каждой марки стали).

Таблица 1.4 – Механические свойства металла аварийно-разрушившихся труб

Марка стали	Тип разрушения	σ_b , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ ,%
Сертификатные данные на трубы				
17Г1С	–	520	360	23
17Г2СФ	–	550	380	22
14Г2СФ	–	570	400	22
класс Х70	–	610	480	21
Данные аварийно-разрушившихся труб				
17Г1С	Хрупкий	670 – 836	456 – 607	14,0 – 18,9
17Г1С	Квазихрупкий	557 – 572	498 – 517	14,7 – 22,1
17Г1С	Квазихрупкий	664 – 988	429 – 484	16,1 – 21,4
17Г2СФ	Хрупкий	680 – 782	486 – 552	1,63 – 6,0
17Г2СФ	Хрупкий	680 – 915	544 – 638	5,9 – 11,9
17Г2СФ	Хрупкий	867	553	17,8
14Г2СФ	Квазихрупкий	640 – 680	460 – 500	17,5 – 25
класс Х70	Хрупкий	640 – 720	530 – 650	15,1 – 21,5
класс Х70	Хрупкий	570 – 590	452 – 476	11,0 – 19,0
класс Х70	Квазихрупкий	610 – 640	490 – 530	13,0 – 18,0

В работе [3] показано, что охрупчивание возникает за счет механических напряжений и временного фактора.

Общеизвестно, что в подавляющем большинстве случаев главными для нефтегазопроводов являются кольцевые растягивающие напряжения, обусловленные давлением транспортируемого продукта [7]. На это указывает наблюдаемая обычно продольная ориентация трещин коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) [4].

В [39, 40] отмечено, что в результате геодинамических процессов может быть изменено пространственное положение трубопровода. В итоге фактические нагрузки, действующие на трубопровод, могут значительно превысить нагрузки, заложенные в нормативный расчет при проектировании. Для обеспечения эксплуатационной надежности трубопровода, расположенного в зоне действия опасных геодинамических процессов, необходимо проводить оценку его работоспособно-

сти. Выявление дополнительных напряжений, вызванных изменением пространственного положения трубопровода, которые могут привести к исчерпанию несущей способности и отказу, является определяющим фактором в обеспечении целостности трубопровода.

В работе [105] представлены данные по так называемому КРН, характерному для трубопроводов, проложенных в сложных инженерно-геологических условиях. В 1997-1998 гг. на трубопроводах, эксплуатируемых ООО «Газпром трансгаз Уфа», диаметром 1420 мм произошло пять аварий по причине поперечного КРН, включая участок магистрального газопровода Уренгой-Петровск, 1843-1855 км, где за неполный месяц (с 19 ноября по 11 декабря 1998 года) случилось две аварии из пяти. Во всех случаях был установлен факт высоких изгибных напряжений. Например, в случае аварийного разрушения на 1855 км газопровода Уренгой-Петровск непроектные изгибные напряжения были столь велики, что привели к образованию трещины на нижней образующей трубы и к образованию гофр высотой 60 мм на верхней образующей трубы.

Согласно проектной документации, участок газопровода Уренгой-Петровск на 1853 км имеет следующие конструктивные элементы: левый берег – отвод холодного гнущья (ОХГ) радиусом 60 м с суммарным углом 17° ; дно оврага – два крутоизогнутых кривых радиусом 9 м, 30° и 7° ; правый берег – ОХГ радиусом 60 м с суммарным углом 14° . Как следует из материалов расследования аварии, в соответствии с проектом подготовлен профиль траншеи под крутоизогнутые отводы радиусом 9 м, с общим углом 37° . Фактически по дну оврага было врезано пять ОХГ по 3° радиусом 60 м. Естественно, что между дном траншеи и нижней образующей трубной плети образовался зазор. Кроме того, протяженность этих пяти отводов составляет около 58 м, протяженность оврага по берегам также равна 58 м, т.е. налицо отступление от проектного решения.

При производстве вскрышных работ участок газопровода в средней части приподнялся на 100 мм. Длина вскрытия составила около 30 м. Подъем середины разрезанного участка свидетельствует о наличии изгибных напряжений, возникших из-за несовпадения профилей трубной плети и траншеи. Сравнительно не-

большая величина подъема на участке протяженностью 58 м объясняется утерей трубной плетью упругих свойств, т.к. раскрытие трещины срелаксировало имеющиеся напряжения [96].

Примечательна авария, произошедшая на магистральном газопроводе в зоне ответственности Синдорского линейно-производственного управления магистральными газопроводами ООО «Севергазпром» [97]. На рисунке 1.7 представлен эскиз участка разрушения трубопровода, который находился в изгибном положении.

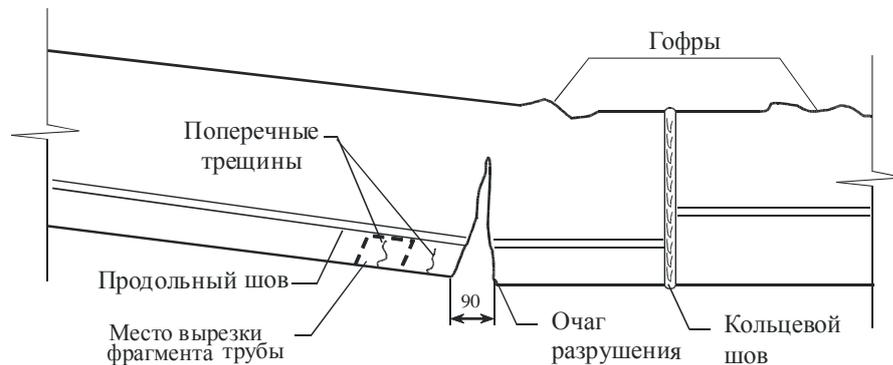


Рисунок 1.7 – Эскиз разрушившегося изгибно-напряженного участка (а) и фотография поперечных трещин металла трубы (б) [1, 97]

В течение 20 лет эксплуатации в верхней сжатой зоне образовались гофры, а в нижней растянутой зоне – трещины перпендикулярные оси трубопровода, по одной из которых произошло разрушение. Исследование фрагментов трубопровода, выполненное институтом «Севернипигаз», показало, что образованные трещины не относятся к трещинам коррозионного характера.

Кроме этого, согласно сейсмической карте Российской Федерации 20,1% территории находится в зоне 7-балльной интенсивности, 6% в 8-балльной зоне, а 2% территории могут быть подвержены 9-балльным сотрясениям по шкале MSK-64, причем, это районы активного промышленного освоения месторождений нефти и газа: Кавказ, Прибайкалье, Якутия, Сахалин, Камчатка и Курильские острова. Перспективные регионы по запасам нефти, газа и развитию трубопроводного транспорта, находящиеся в потенциально опасных сейсмических районах, могут быть подвержены землетрясениям.

В работах [56, 69, 124, 126] приведены примеры последствий наиболее разрушительных землетрясений. Так, 21 июля 1952 г. в Калифорнии произошло землетрясение с магнитудой 7,5 баллов. Газопровод диаметром равным 850 мм, пересекавший участок над тектоническим разломом, был изогнут. На поверхности земли на этом участке образовались трещины [67].

В 1984 г. на промышленной площадке газового промысла в 100 км от Бухары было зафиксировано землетрясение. После него была зафиксирована подвижка в очаге в виде сброса-сдвига, произошедшая в вертикальной плоскости разрыва. Анализ последствий землетрясения показал повышенную аварийность трубопроводной сети города после землетрясения. Частота аварий увеличилась в 1,5 – 2 раза [29].

В результате землетрясения в мае 1995 г. на севере острова Сахалин в районе города Нефтегорска произошло значительное количество разрывов магистрального нефтепровода, транспортирующего нефть с острова на материк.

Одно из самых известных землетрясений мощностью 7,9 баллов произошло 3 ноября 2002 года в Деналийском разломе континентальной части Аляски. В результате сдвига, произошедшего во время землетрясения, Трансальяскинский нефтепровод сдвинулся более чем на 2 м по горизонтали и на 0,75 м по вертикали [11].

Анализ последствий подобных землетрясений показывает необходимость изучения поведения трубопровода при работе в зонах АТР с целью обеспечения

его безопасности, а также учета возможного напряженного состояния при проектировании и последующей эксплуатации.

1.3 Анализ средств и методов мониторинга напряженного состояния подземных магистральных нефтегазопроводов

Согласно проведенному анализу отказов магистральных нефтегазопроводов, работающих в осложненных инженерно-геологических условиях, было установлено, что основными факторами, вызывающими существенные повреждения трубопроводов, являются геологические и гидрологически-природные явления [8]. Данные факторы создают нагрузки, действующие кратковременно или временно, которые трудно спрогнозировать на этапах проектирования [12, 18, 71, 98].

Известно, что локальные участки трубопроводов с повышенными напряжениями являются предпочтительными для процессов деградации функциональных свойств материала за счет деформационного старения и малоциклового усталости металла, которые со временем приводят к критическому состоянию материала и, как следствие, понижению работоспособности труб [64].

Вышесказанное предопределяет необходимость периодической оценки (мониторинга) напряженного состояния стенок труб с целью оперативного применения превентивных мер. Однако в мировой практике отсутствуют обоснованные рекомендации по применению тех или иных методов изменения напряженного состояния протяженных участков подземных магистральных трубопроводов, разработка которых является важной научно-технической задачей.

Сегодня известно достаточно большое количество методов, позволяющих с определенной точностью оценить деформации или напряжения в нагруженной конструкции [1,20,61, 75]. Однако, не все из указанных методов применимы для дистанционного мониторинга НДС стенок трубопроводов, проведение которого является приоритетной задачей при эксплуатации нефтегазопроводов в сложных условиях [42].

Методы дистанционной оценки и мониторинга НДС можно разделить на две большие группы (рисунок 1.8).



Рисунок 1.8 – Основные методы мониторинга напряженно-деформационных участков трубопровода

1.3.1 Методы оценки напряженно-деформированного состояния трубопроводов по данным мониторинга его пространственного положения (группа 1)

Методы группы 1, предполагают измерение пространственного положения трубопровода и последующий расчет изгибных напряжений на основе измерений локальных радиусов изгиба по классической формуле [10]:

$$\sigma_{\text{пр.М}_i} = \pm \frac{ED_B}{2\rho_i}, \quad (1.1)$$

где E – модуль упругости первого рода, для стали равен $2,06 \cdot 10^5$ МПа;

D_B – внутренний диаметр трубопровода, м;

ρ_i – радиус изгиба трубопровода, м.

Формула (1.1) работает только в упругой области, т.е. $\sigma_{\text{пр.М}_i} < \sigma_{0,2}$, где $\sigma_{0,2}$ условный предел текучести.

Расчет НДС по результатам нивелирования верха трубопровода при вертикальной плоскости изгиба

В работе [1, 40] представлена относительно простая методика определения НДС на действующих трубопроводах и требования по ее осуществлению. Для определения НДС в любом сечении трубопровода (за исключением участков с гнутыми вставками) используется расчетно-экспериментальный метод, в основе которого лежит натурная инструментальная съемка пространственного положения оси трубопровода. Это пространственное положение является суммарным, общим результатом взаимодействия трубопровода с геологической средой в процессе эксплуатации и представляет собой первичную информацию о его НДС.

Пространственное положение трубопровода может быть определено как геодезическими, так и негеодезическими методами. Математическая обработка экспериментальных данных, полученных при помощи теодолита или GPS, представляет собой проблему аппроксимации данных по длине участка, которые должны иметь достаточное количество измеренных точек.

Дискретность получаемой экспериментальной информации обуславливается необходимостью проведения конечного числа измерений по длине нефтегазопровода для получения данных с требуемой точностью.

В работе [66] показано как можно уменьшить погрешность при определении радиусов изгиба трубопровода.

Методы обработки экспериментальных данных связаны обычно с использованием интерполяционных полиномов, метода наименьших квадратов и сплайн-аппроксимации.

В [40, 50] рассмотрена аппроксимация экспериментальных данных с помощью интерполяционных полиномов и сглаживание экспериментальных данных методом наименьших квадратов.

Расчёт, как правило, ведется при условии представления трубопровода в виде многопролетной неразрезной балки, подверженной поперечной нагрузке и внутреннему давлению.

К достоинствам методов группы 1 относят возможность определения величины механических напряжений в трубопроводе без знания начального положения трубопровода и без его откапывания. Кроме этого, периодический контроль положения трубопровода позволяет вести оценку изменения напряженного состояния трубопровода, а метод обладает достаточной для инженерных задач точностью при условии достоверной съемки положения трубопровода. К недостаткам метода относят то, что удовлетворительные результаты получают только в том случае, если изначально измеряемый трубопровод в ненапряженном состоянии представляет прямую. Существенные погрешности измерения возникают, если на участке измерения имеются «гнутые» трубы или стыки, сваренные не под прямым углом. Таким образом, вне оценки НДС остаются участки трубопроводов с ОХГ, на которых, например, зафиксировано наибольшее количество отказов по причине поперечного КРН [14-16, 92].

Для самого простого случая, предполагающего, например, только вертикальную плоскость изгиба, такие расчеты можно выполнить по данным нивелирования верхней образующей трубы (рисунок 1.9).

Для расчета изгибных напряжений вычисляют прогиб трубы относительно линии, соединяющей крайние точки контролируемого участка, по следующей формуле:

$$h_i = \frac{H_0 - H_L}{L} \cdot L_i - H_0 + H_i, \text{ при } H_0 < H_L, \quad (1.2)$$

$$h_i = \frac{H_L - H_0}{L} \cdot (L - L_i) - H_L + H_i, \text{ при } H_0 > H_L,$$

где H_0, H_L, H_i – высотная отметка начальной, конечной и i -той точки контролируемого участка, м;

L – длина участка, м;

L_i – расстояние до i -той точки от начальной, м.

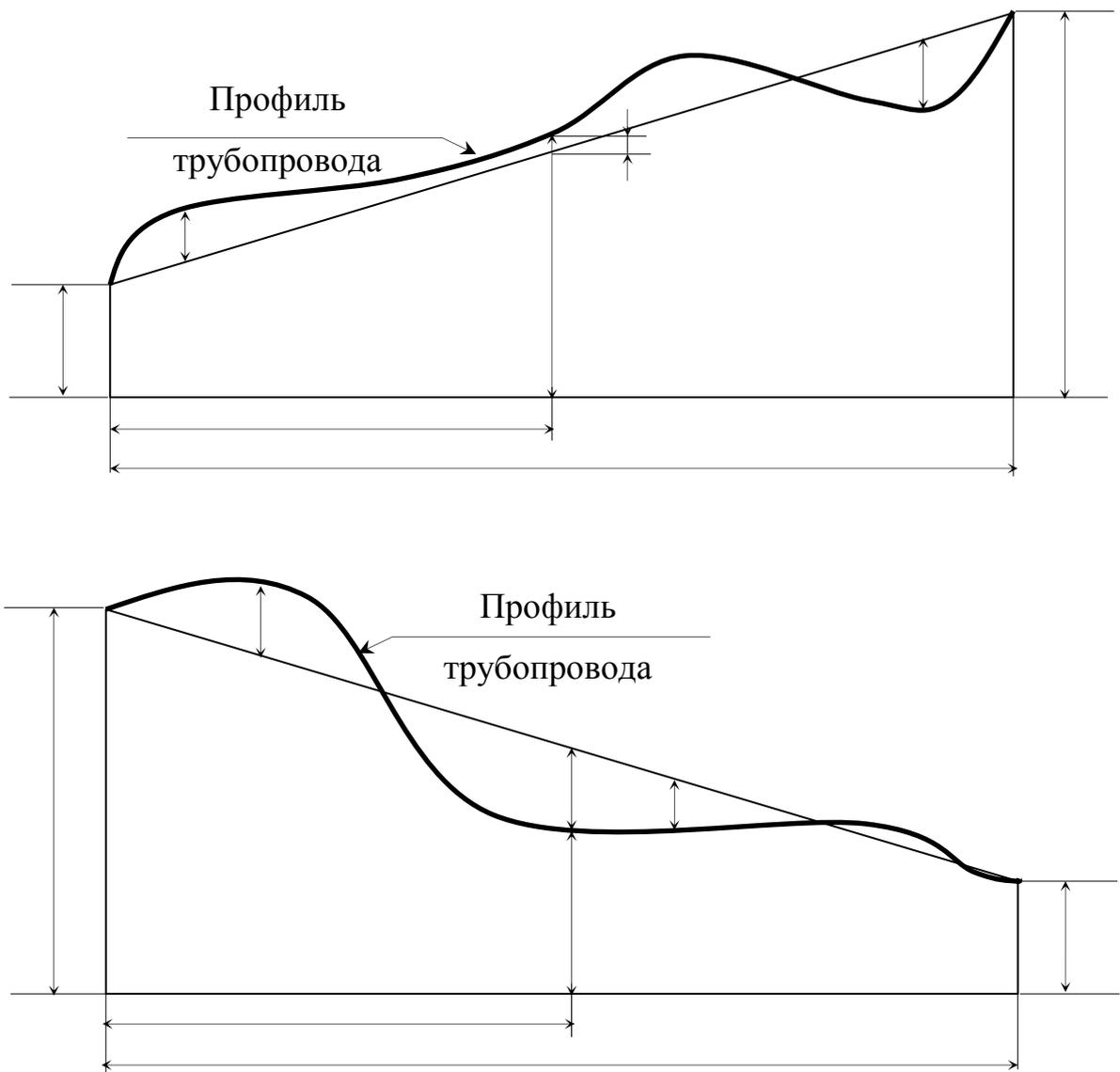


Рисунок 1.9 – Расчетные схемы к определению прогиба трубопровода по результатам его геодезической съемки: а – при $H_0 < H_L$; б – при $H_0 > H_L$

Положительные значения h_i располагаются выше линии, соединяющей крайние точки участка, отрицательные значения h_i – ниже вышеуказанной линии.

Для исключения ошибок геодезических измерений, которые могут дать ложные максимумы напряжений, в расчетах изгибных напряжений используются сглаженные кривые результатов нивелировки [1].

Для сглаживания применяется полиномиальная зависимость:

$$H_i = A_0 + \sum_{k=1}^n A_k \cdot L_i^k, \quad (1.3)$$

где $A_0...A_k$ – коэффициенты, определяемые методом наименьших квадратов из условия, что форма упругой линии, описывается полиномом в каждой контрольной точке, максимально близка к измеренному значению H_i .

Изгибные напряжения σ_u определяют по профилю упругой линии элемента трубопровода, считая, что концы элемента защемлены. Величину изгибных напряжений определяют по результатам геометрического нивелирования верхней образующей с помощью формулы:

$$\sigma_u = \frac{M_i}{W}, \quad (1.4)$$

где W – момент сопротивления при изгибе, м³.

Момент сопротивления изгибу определяют по формуле:

$$W = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot \delta}{4}, \quad (1.5)$$

где D – наружный диаметр трубопровода, м;

δ – толщина стенки, м.

Определяют изгибающий момент на текущем шаге измерений (в i -том сечении), Н·м:

$$M_i = EJ \cdot H_i'', \quad (1.6)$$

где EJ – жесткость на изгиб, Н·м²;

H_i'' – вторая производная от формы упругой линии трубопровода (см. формулу (1.3)).

Расчет НДС по результатам определения пространственного положения трубопровода при произвольной плоскости изгиба

Если плоскость изгиба может быть произвольной, а не только вертикальной, необходимо фиксировать вертикальную и горизонтальную координаты точки. Расчет в этом случае целесообразно проводить с использованием программных пакетов, реализующих метод конечных элементов[5].

Таким образом, вся рассматриваемая трехмерная трубопроводная конструк-

ция моделируется конечными элементами в виде прямолинейных и криволинейных (для моделирования отводов) балок кольцевого поперечного сечения (рисунок 1.10). Для решения задачи необходимо представить пространственный трубопровод в виде прямолинейных элементов конечной длины, жестко соединенных в узлах. Одним конечным элементом можно считать такую часть трубопровода, для которой перемещения любой ее точки можно выразить через перемещения узлов конечного элемента без значительного ущерба для точности решения[68].

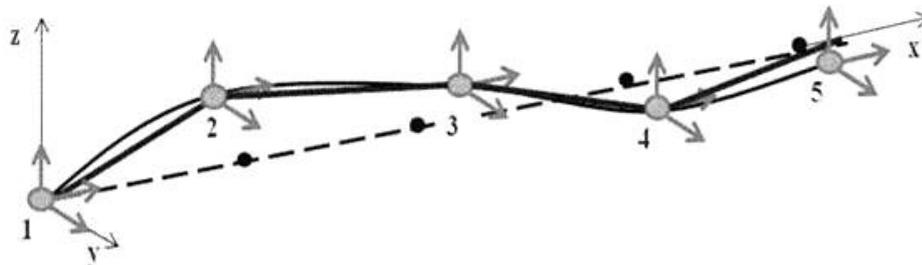


Рисунок 1.10 – Моделирование трубопровода балочными КЭ. Цифрами обозначены номера узлов конечного элемента, стрелками – перемещения узлов. Пунктиром обозначена идеальный профиль трубопровода в квазиненапряженном состоянии[18]

При подготовке расчетных моделей и численном анализе трубопроводной конструкции в балочном приближении учитываются все нагрузки, существенно влияющие на общее НДС трубопровода: избыточное внутреннее давление, температурный перепад, напряжения упруго-изогнутых труб, вес трубопроводов, запорно-регулирующей арматуры и транспортируемой среды, а также другие нагрузки, определяемые условиями конкретной системы [94].

Граничные условия задаются в виде заделки соответствующих степеней свободы в узлах расчетной схемы, исходя из реальных условий крепления участков трубопроводов. Например, фланцевое или сварное присоединение трубопровода к массивным агрегатам и аппаратам моделируется заделкой всех степеней свободы (жесткое защемление), лобовые опоры – нулевыми смещениями в соответствующих направлениях, и т.п.

При анализе НДС подземного участка, являющегося частью протяженного

трубопровода (например, магистрального), для получения корректных результатов и исключения влияния граничных условий необходимо моделировать также примыкающие к нему смежные участки трубопровода. На концах данных участков задаются граничные условия исходя из объективного условия «заземления» в грунте отдаленных от рассматриваемого сегмента участков трубопроводов. Причем, длина смежных участков, которые необходимо также моделировать, существенным образом зависит как от геометрических параметров и условий нагружения трубопровода, так и от характеристик физико-механических свойств окружающего грунта.

Отдельной задачей является правильная постановка граничных условий, поскольку достаточно сложно смоделировать и предсказать нелинейное поведение грунта, окружающего рассматриваемый участок трубопровода [91, 92].

Все это вносит существенные погрешности в результаты расчета, именно поэтому необходимо стремиться уменьшить число сложно моделируемых внешних факторов.

Для упрощения приведенной схемы решения можно исключить из расчета влияние нелинейного поведения грунта и отказаться от части внешних нагрузок, сделав предположение, что текущее положение оси трубопровода является результатом их воздействия.

Задача расчета НДС произвольно изогнутого участка трубопровода может быть решена с помощью известных программных пакетов, основанных на методе конечных элементов. Примером такой программы служит российская программная система «Старт» или зарубежные программы «Ansys», «Cosmos-M» и др., которые реализуют решение задачи определения параметров НДС трубопроводов в балочной интерпретации [109,110].

Оценка пространственного положения трубопровода с применением аэрокосмических систем

Одним из эффективных способов решения задачи съемки пространственного положения нефтегазопроводов является применение современных аэрокосмических методов [20]. Аэрокосмический мониторинг осуществляется на основе

такназываемого дистанционного зондирования Земли, то есть наблюдения поверхности Земли авиационными и космическими средствами, оснащенными различными видами съемочной аппаратуры.

Технология космического мониторинга опасных участков магистральных трубопроводов предусматривает периодический контроль районов повышенной опасности в местах прохождения трасс магистральных трубопроводов по данным радиолокационных космических съемок с использованием предназначенных для этих целей наземного оборудования и специализированных методов обработки полученных данных. Методы радиолокационной космической интерферометрии позволяют на ранней стадии и с высокой точностью выявлять смещения земной поверхности, предоставляя тем самым возможности для выработки мер по предупреждению аварийных ситуаций.

Целью разработки системы мониторинга опасных участков с точки зрения геологии является контроль смещений земной поверхности на основе радиолокационной космической съемки с расчетом величин и скоростей вертикальных и горизонтальных смещений почвенного покрова и составлением тематических карт мониторинга опасных участков линейной части магистральных трубопроводов [84,85].

Преимущества аэрокосмических методов мониторинга являются:

- большая обзорность;
- возможность работы в любых труднодоступных районах, получение информации практически в любом масштабе, с различным пространственным и временным разрешением;
- широкий спектр регистрируемых параметров;
- возможность многократно наблюдать исследуемые районы и работать при частичном или полном отсутствии топографической основы;
- относительная дешевизна информации (при работе на больших площадях).

Однако всех методов космического мониторинга характерен один общий недостаток – это длительная периодичность контроля, то есть невозможность

оперативного определения различного рода отклонений (утечек, нарушений технического состояния и др.), которая зависит от частоты наблюдений. В свою очередь, увеличение частоты наблюдений приводит к увеличению стоимости проводимого мониторинга. Сам по себе космический мониторинг характеризуется высокой капиталоемкостью, что связано с необходимостью применения большого числа дорогостоящего оборудования.

Известны варианты применения спутниковых систем глобального позиционирования GPS/ГЛОНАСС для определения планово-высотного положения подземного магистрального трубопровода. Один из вариантов применения подобных систем описан в изобретении, запатентованном ООО «НИИ Транснефть» [76], методиспользуется в составе внутритрубного диагностического комплекса.

Аналогичная задача может быть решена с применением приборов для наземной диагностики трубопроводов. Такие приборы могут работать на переменном магнитном поле, создаваемом протекающим по трубопроводу током [84]. Оператор, перемещаясь по поверхности грунта, определяет положение оси трубопровода и при помощи GPS/ГЛОНАСС приемника позиционирует сам прибор. При помощи полученных данных можно определить координаты положения трубопровода в контрольных точках.

Достоинства метода – относительно малая трудоемкость и низкая стоимость работ. Недостаток заключается в том, что для реализации высокой точности съемки (до нескольких десятков сантиметров) требуется специализированная прецизионная аппаратура. При помощи бытовых устройств точность съемки составляет до нескольких метров, что является недостаточным для расчета НДС трубопроводов большого диаметра с приемлемой точностью.

1.3.2 Методы оценки напряженно-деформированного состояния трубопроводов физическими методами контроля (группа 2)

Применение интеллектуальных вставок

Задача мониторинга НДС трубопровода может быть решена применением, так называемой интеллектуальной вставки, которая представляет собой комплекс

технических средств и программного обеспечения, состоящий из патрубка измерительного (ПИ), линии связи и контейнера с электронной аппаратурой. Интеллектуальные вставки предназначены для непрерывного или периодического контроля НДС трубопровода в месте установки ПИ с целью мониторинга технического состояния участков трубопровода, в том числе, потенциально-опасных участков (ПОУ) линейной части нефтегазопроductопроводов (рисунок 1.11)[41].

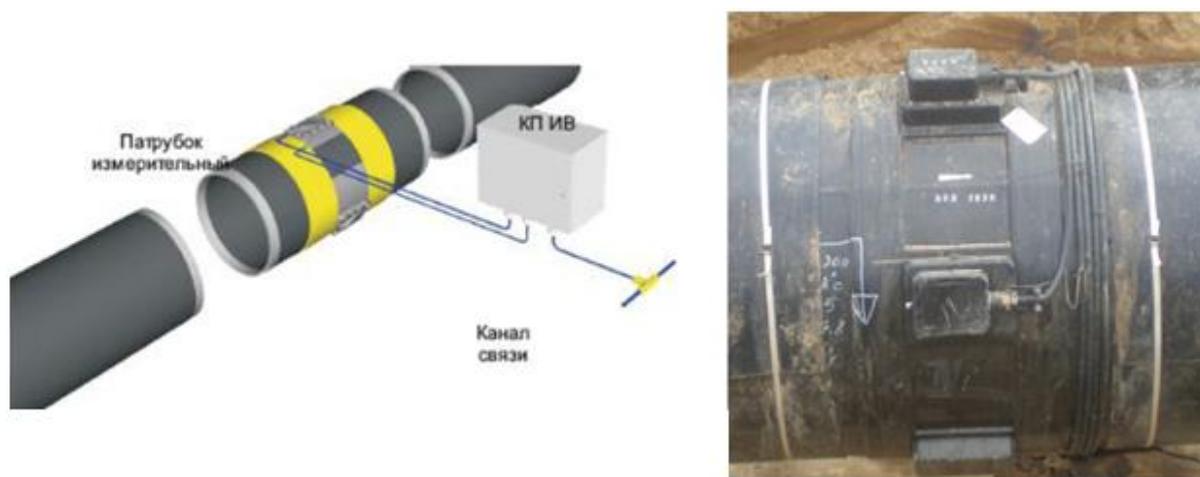


Рисунок 1.11 – Схема подключения интеллектуальной вставки: а) и внешний вид установленной вставки б)[13]

В состав интеллектуальной вставки входит:

- измерительный патрубок, оборудованный комплектом привариваемых тензорезисторов, обеспечивающих измерение деформаций в трех направлениях (продольные, кольцевые и под углом 45° к оси) (рисунок 1.12);
- термоконтeйнер с комплексом вторичных преобразователей и процессоров, обеспечивающих измерение сигналов тензорезисторов, тока и защитного потенциала электрода сравнения;
- контрольно-измерительный пункт.

Принцип работы тензодатчиков заключается в том, что сила, воздействующая на конструкцию, вызывает деформацию тензодатчика 1 (рисунок 1.13). Деформации подвергается проволочная обмотка 2 приклеенная к упругой пластине. При деформации изменяется длина и площадь поперечного сечения обмотки, за

счет этого возникает изменение электрического сопротивления тензорезистора, которое отражается в выходном сигнале [62].

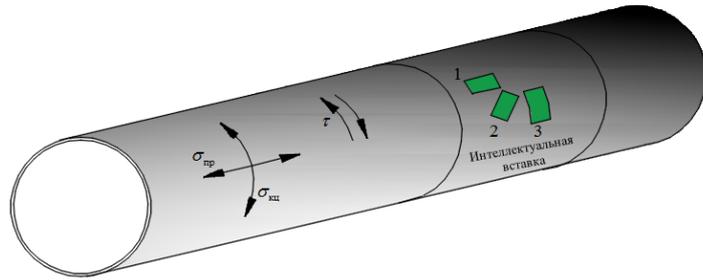


Рисунок 1.12 – Схема расположения датчиков на интеллектуальной вставке: 1 – датчик, регистрирующий продольные напряжения; 2 – датчик, регистрирующий сдвиговые деформации (касательные напряжения); 3 – датчик, регистрирующий кольцевые напряжения

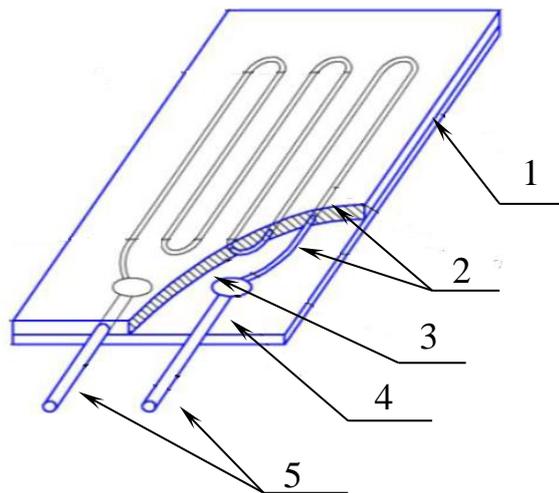


Рисунок 1.13 – Конструкция проволочного тензорезистора: 1 – упругая пластина; 2 – проволочный элемент; 3 – клей; 4 – припой; 5 – медная проволока

Кроме этого, могут использоваться оптические тензорезисторы, с применением внутриволоконных брэгговских решеток. Такая решетка представляет собой брэгговское зеркало, имеющее периодическую структуру показателя преломления, которая изготовлена непосредственно в сердцевине волоконного световода [88, 117].

Такая структура отражает свет в узком спектральном диапазоне. При этом длина волны отражения (брэгговская длина волны) определяется по формуле:

$$2d \sin \theta = n\lambda, \quad (1.7)$$

- где d – межплоскостное расстояние, м;
 θ – угол скольжения (брэгговский угол);
 n – порядок дифракционного максимума;
 λ – длина волны, м.

При деформации датчика меняется межплоскостное расстояние, что приводит к изменению длины отраженной волны.

Тензорозетки, каждая из которых включает в себя три датчика (рисунок 1.12) размещаются в четырех контрольных точках: снизу, сверху, справа и слева трубы по направлению перекачки. В результате этого полученные данные позволяют определять НДС трубопровода независимо от положения плоскости изгиба, т.е. даже в случае, когда плоскость изгиба не проходит через точки вставки, в которых расположены датчики.

Проблемы, возникающие при применении метода тензометрирования в полевых условиях, полностью решены благодаря переносу работ по монтажу датчиков на патрубок в заводские условия, где могут быть реализованы недоступные в трассовых условиях технологии и конструктивные решения. Кроме того, появилась возможность проведения тарировки всей измерительной системы «патрубок – датчик – вторичный преобразователь» и, как следствие, решение проблемы «нулевого НДС», потому как такая система является отнулевым измерителем, т.к. может зафиксировать только относительные деформации, произошедшие относительно условно нулевого периода времени.

Преимущество интеллектуальных вставок заключается в том, что они обладают высокой точностью измерений деформации под нагрузками. Одним из главных недостатков вставок является необходимость проектирования и монтажа вставки до начала эксплуатации трубопровода. Кроме этого, вставки работают локально и не чувствительны к напряжениям, возникающим до или после точки их установки, что приводит к существенным ошибкам мониторинга в том случае, если напряженное сечение не совпадет с местоположением вставки.

Применение распределенных сенсоров на основе оптических волокон

В настоящее время одним из наиболее информативных средств контроля НДС подземных трубопроводов, лишенных недостатков методов группы 1 и позволяющим определять НДС на протяженных участках трубопроводов, является применение мониторинга на базе волоконно-оптических датчиков (сенсоров) деформации [71,81, 115, 131, 142].

В качестве сенсоров применяют волоконно-оптические кабели, обычно предназначенные для передачи информации. Такие кабели обычно спроектированы таким образом, чтобы минимизировать эффект рассеяния и максимизировать расстояние передачи и скорость передачи данных. Однако некоторые эффекты рассеяния испускаемого лазерного света зависят от условий окружающей среды и деформации волоконно-оптического кабеля, именно эти эффекты и используются при контроле данным методом (рисунок 1.14).

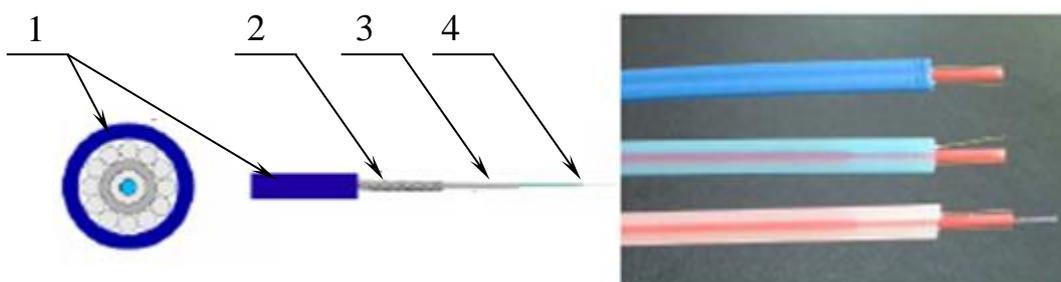


Рисунок 1.14 – Конструкция кабеля волоконно-оптического, применяемого для мониторинга деформаций: 1 – полиэтилен высокой плотности; 2 – стальная проволока; 3 – стальная полая трубка; 4 – волокно в оболочке [55]

Рассеянием света, как электромагнитной волны видимого диапазона, называется изменение характеристик волны от взаимодействия с веществом (в нашем случае – оптическим волокном), а именно: пространственного распределения, частоты, поляризации, углового распределения светового потока [79].

С классической точки зрения процесс рассеяния света заключается в том, что свет, проходящий через вещество, возбуждает колебания электронов в атомах. Колеблющиеся электроны становятся источниками вторичных волн, распространяющихся по всем направлениям. Это явление, казалось бы, должно при всех

условиях приводить к рассеянию света. Однако вторичные волны являются когерентными, так что необходимо учесть их взаимную интерференцию.

Рассеяние наблюдается даже в тщательно очищенных от посторонних примесей жидкостях и газах. В этом случае нарушения оптической однородности среды возникают из-за отклонений плотности вещества в пределах малых объемов от ее среднего значения (флуктуации плотности). Возникают эти флуктуации из-за беспорядочного теплового движения молекул вещества. Интенсивность молекулярного рассеяния подчиняется закону Рэлея.

В оптическом волокне рассеяние в общем случае может происходить на неоднородностях материала (Рэлеевское рассеяние), молекулярных колебаниях (Комбинационное – иначе Рамановское рассеяние), акустических волнах (рассеяние Мандельштама-Бриллюэна – иначе Бриллюэновское рассеяние).

На рисунке 1.15, приведенном ниже, схематически изображены спектры сигналов обратного рассеяния света, генерируемых в процессе распространения в оптическом волокне импульса накачки.

Принцип дистанционной оценки деформаций оптоволоконного сенсора основан на эффекте Мандельштама-Бриллюэна. Эффектом (рассеянием) Мандельштама-Бриллюэна называют рассеяние оптического излучения конденсированными средами (твердыми телами и жидкостями) в результате его взаимодействия с собственными упругими колебаниями этих сред. Оно сопровождается изменением набора частот (длин волн), характеризующих излучение – его спектрального состава. Например, рассеяние монохроматического света приводит к появлению шести частотных компонент рассеянного света, в жидкостях – трёх (одна из них – неизменной частоты) [25, 46, 55, 63].

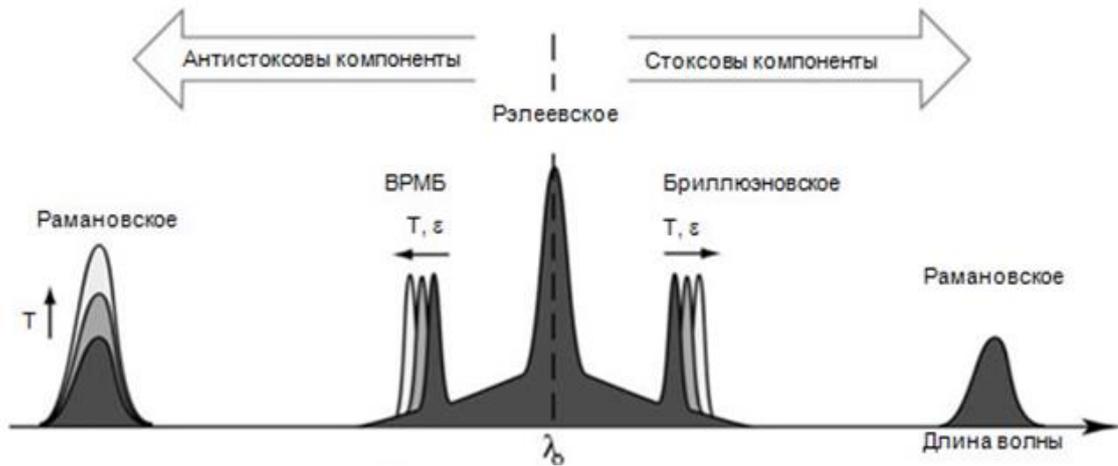


Рисунок 1.15– Компоненты сигнала обратного рассеяния света, генерируемые в процессе распространения в оптическом волокне импульса накачки с длиной волны (T – температура, ε – деформации)

Частота отраженного луча немного меньше, чем у падающего; разность частот ν_B соответствует частотам испускаемых фононов. Это, так называемый, Бриллюэновский сдвиг частоты, который определяется требованием к синхронизму. Для чистого обратного Бриллюэновского рассеяния Бриллюэновский сдвиг частоты может быть рассчитан через показатель преломления, скорость звука и длины волны в вакууме λ [2,19]:

$$\nu_B = \frac{2\eta\nu_A}{\lambda}, \quad (1.8)$$

где η – показатель преломления;

ν_A – скорость звука в вакууме, м/с.

Обычно Бриллюэновская частота сдвинута на ± 13 ГГц ($1.3 \mu\text{m}$ диапазон), ± 11 ГГц ($1.55 \mu\text{m}$ диапазон).

Методика определения температуры или деформации основана на измерении частоты сигнала и поэтому является стабильной и менее нечувствительной к дрейфу мощности сигнала, вносимым потерям и т.п. по сравнению с методиками, основанными на измерениях мощности сигнала [53]. Таким образом, Бриллюэновские распределенные сенсоры обеспечивают долговременную стабильность и нечувствительность к изменению вносимых потерь в сенсоре.

В настоящее время метод Бриллюэновской рефлектометрии применяется в Бриллюэновском оптическом импульсном анализаторе (BOTDA – Brillouin Optical Time Domain Analyzer) и в Бриллюэновском оптическом импульсном рефлектометре (BOTDR – Brillouin Optical Time Domain Reflectometer). В BOTDA используется явление вынужденного Бриллюэновского рассеяния (SBS – Stimulated Brillouin Scattering), а в BOTDR – явление спонтанного Бриллюэновского рассеяния (SPBS – Spontaneous Brillouin Scattering).

Бриллюэновский анализатор (BOTDA)

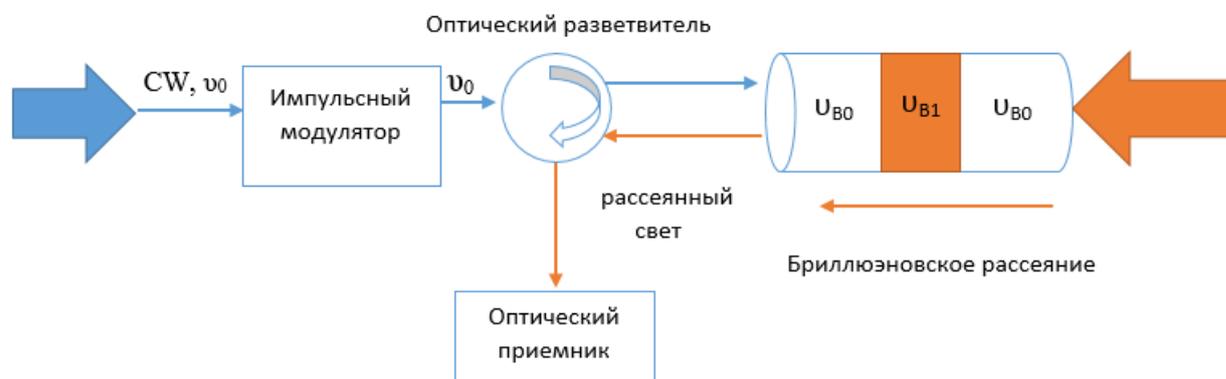


Рисунок 1.16 – Оптическая схема Бриллюэновского анализатора (BOTDA)

На рисунке 1.16 представлена блок-схема взаимодействия через Бриллюэновское рассеяние импульсного лазера, действующего в качестве зонда, с встречной электромагнитной волной (CW). Пучок зондов проявляет усиление Бриллюэна за счет пучка CW. Излучаемое падение мощности в пучке CW измеряется при сканировании разности частот между двумя лазерами, что дает спектр потерь Бриллюэна, а значит чувствительность волокна.

Рассеяние Бриллюэна связано с изменениями плотности, которые диэлектрические материалы проявляют при наличии электрического поля [117]. Если оптический сигнал, называемый зондом, вводится в один конец оптического волокна, и на другой конец вводится сильный оптический сигнал, называемый импульсом накачки, то будут изменяться плотность, вызванные электрическим полем накачки в решетке с распределенным показателем преломления внутри волокна. Распределенная решетка, в свою очередь, вызывает рассеяние импульса зонда в обратном направлении, как показано на рисунке 1.17.

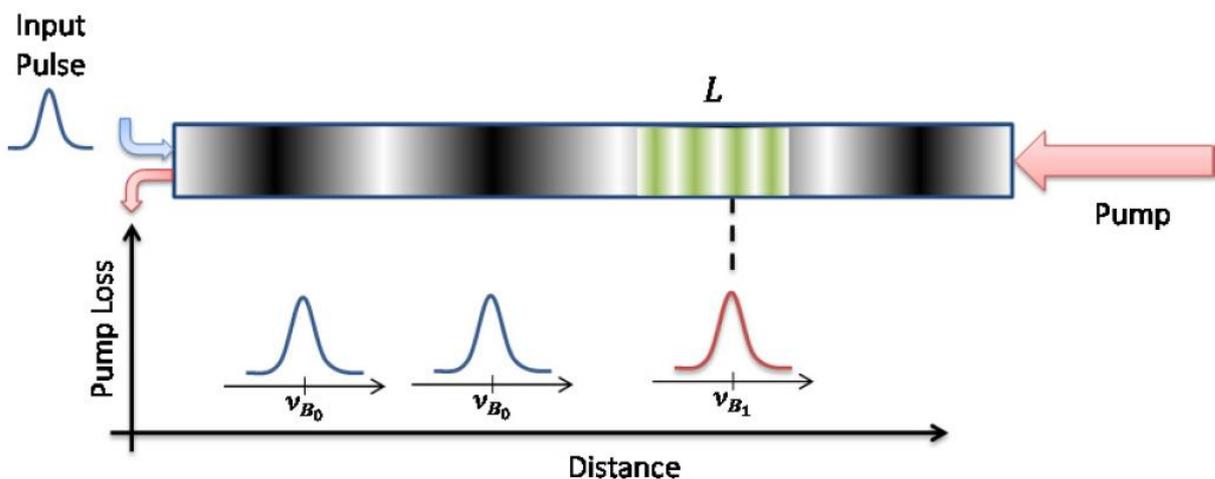


Рисунок 1.17 – Бриллюэновское рассеяние BOTDA

Бриллюэновские линии имеют спектральный сдвиг, вызванный акустическими колебаниями кристаллической решетки волокна и несущий в себе информацию о механических напряжениях и температурах, воздействующих на волокно [146]. Бриллюэновское частотное смещение определяется частотой акустической волны ν_B по формуле (1.9):

Так, для $\lambda=1550$ нм скорость акустической волны в кварцевом оптическом волокне составляет $v_A \approx 5 \cdot 10^3$ м/с и $\nu_B \approx 10$ ГГц ($\sim 0,1$ нм). Часто, для лучшего восприятия физики процесса, частотное Бриллюэновское смещение сравнивают с модуляцией светового потока акустической гиперзвуковой волной или эффектом Доплера. Графическое представление Бриллюэновского смещения приведено на рисунке 1.18.

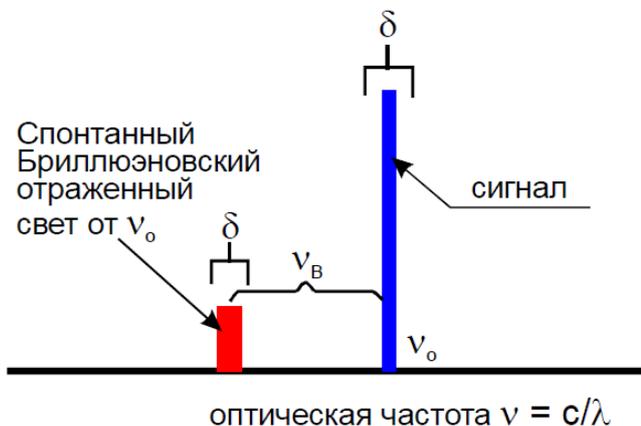


Рисунок 1.18 – Бриллюэновского смещение

Рассеянный сигнал смещается по частоте на величину ν_{B0} , называемую сдвигом частоты Бриллюэна. Для стандартных одномодовых волокон, работающих на длине волны 1,55 мкм, сдвиг частоты Бриллюэна составляет приблизительно $\nu_{B0} \approx 11$ ГГц. Если на часть оптического волокна происходит либо механическое, либо термическое воздействие, сдвиг частоты Бриллюэна рассеянного света из этого участка волокна, отмеченный как ν_{B1} , будет отличаться от частотного сдвига Бриллюэна ненапряженного волокна. Величина изменения сдвига частоты Бриллюэна пропорциональна изменению температуры и/или деформации. Эта линейная зависимость обычно записывается как [112]:

$$\begin{aligned} \nu_B(T) &= \nu_B(T_r) + C_T(T - T_r); \\ \nu_B(\varepsilon) &= \nu_B(\varepsilon_r) + C_\varepsilon(\varepsilon - \varepsilon_r), \end{aligned} \quad (1.9)$$

где T – температура;

ε – растягивающая деформация;

T_r, ε_r – эталонная температура и деформация соответственно;

C_T, C_ε – коэффициенты температуры и деформации.

C_T и C_ε считаются константами и калибруются как $C_T = 1,10 \pm 0,02$ МГц/К, $C_\varepsilon = 0,0483 \pm 0,0004$ МГц/мкε при 1550 нм [131]. Частотные зависимости Бриллюэна от деформации и температуры индуцируются изменением акустической скорости в волокне, а не изменение показателя преломления. Из приведенного выше уравнения можно получить:

$$\begin{aligned} C_T &= \frac{d\nu_B}{dT} = \frac{2n}{\lambda} \cdot \frac{d\nu_A}{dT} + \frac{2\nu_A}{\lambda} \cdot \frac{dn}{dT}; \\ C_\varepsilon &= \frac{d\nu_B}{d\varepsilon} = \frac{2n}{\lambda} \cdot \frac{d\nu_A}{d\varepsilon} + \frac{2\nu_A}{\lambda} \cdot \frac{dn}{d\varepsilon}, \end{aligned} \quad (1.10)$$

Значения в выражениях (1.10) для кремневого волокна могут быть найдены по таблице 1.5 [131].

В приведенной выше таблице SAC и SOC обозначаются как коэффициент акустической деформации и коэффициент оптической деформации волокна; TAC

и ТОС означают температурный акустический коэффициент и температурный оптический коэффициент в волокне. Они могут быть выражены как:

$$\begin{aligned}
 SAC &= \frac{1}{v_A} \cdot \frac{dv_A}{d\varepsilon}; \\
 SOC &= \frac{1}{n} \cdot \frac{dn}{d\varepsilon}; \\
 TAC &= \frac{1}{v_A} \cdot \frac{dv_A}{dT}; \\
 TOC &= \frac{1}{n} \cdot \frac{dn}{dT}.
 \end{aligned}
 \tag{1.11}$$

Таблица 1.5 – Коэффициенты для кремневого волокна

	Деформация (1/ε)	Температура (1/°C)
v_A	5,4 (SAC)	$9,6 \cdot 10^{-5}$ (TAC)
n	-0,20 (SOC)	$0,5 \cdot 10^{-6}$ (TOC)

Очевидно, что влияние температуры и деформации на акустические свойства доминирует в оптическом волокне по сравнению с показателем преломления волокна [132].

Если измеренный сдвиг частоты Бриллюэна обусловлен только изменением температуры, то выполняется следующее соотношение: $\Delta T = \Delta v_B / C_T$. Поэтому правильно откалиброванная система с известным термическим коэффициентом C_T позволяет определить изменение температуры за счет сдвига частоты Бриллюэна.

Бриллюэновский анализатор (BOTDA) широко используется за рубежом при контроле натяжения волокон в заводских условиях. Однако BOTDA мало пригоден для тестирования линий передачи, так как его необходимо подключать к обоим концам волокна. Поэтому компанией Ando (Япония) был разработан другой тип измерителя абсолютного натяжения волокна – Бриллюэновский рефлектометр (BOTDR), который подключается только к одному концу волокна. По своему принципу действия он во многом схож с BOTDA и отличается в основном тем, что натяжение волокна находится не с помощью эффекта, вынужденного

Бриллюэновского рассеяния (SBS), а по спектру спонтанного Бриллюэновского рассеяния (SPBS).

Бриллюэновский рефлектометр (BOTDR)

Излучение накачки в BOTDR формируется также, как и в BOTDA. Источником излучения служит DFB лазер, частотная модуляция излучения осуществляется акустооптической ячейкой (АОМ), импульсная модуляция – электроабсорбционным модулятором (ЕОМ), а поляризационная модуляция – фарадевским вращателем (FC). Излучение накачки вводится в волокно, а рассеянная назад мощность передается с помощью волоконного ответвителя на вход фотоприемника (рисунок 1.19) [56].

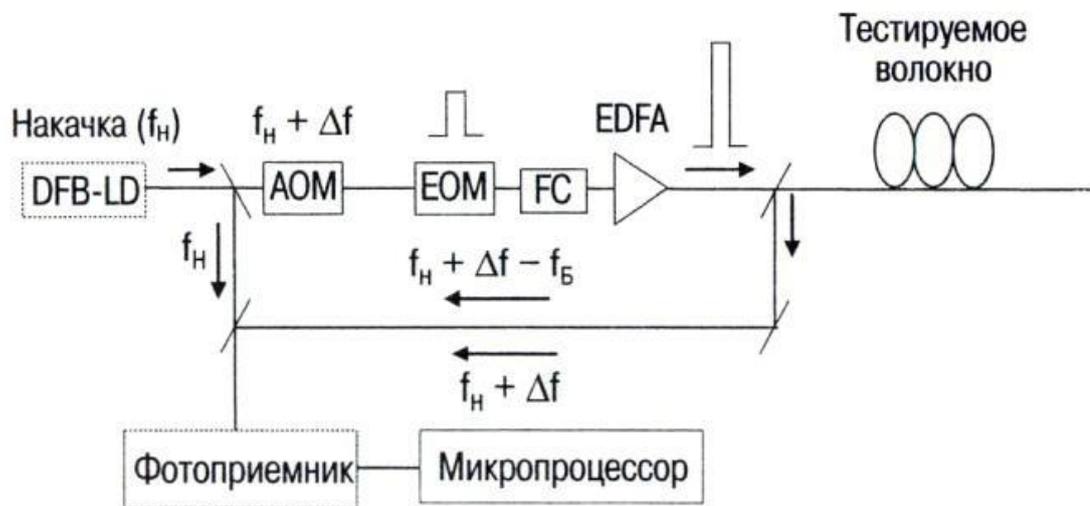


Рисунок 1.19 – Оптическая схема Бриллюэновского рефлектометра (BOTDR)

Спектр обратной волны, рассеянной в волокне, содержит релеевскую компоненту (частота которой равна частоте накачки ($f_H + \Delta f$)) и две Бриллюэновские (стоксову и антистоксову). Стоксова компонента смещена по частоте вниз ($f_H + \Delta f - f_B$), а антистоксова вверх ($f_H + \Delta f + f_B$) (рисунок 1.19). Для выделения нужной компоненты (обычно стоксовой как более мощной) используется когерентный прием излучения. Для этого часть мощности излучения DFB лазера ответвляется непосредственно на вход фотоприемника, где оно смешивается с излучением, рассеянным в волокне [56].

Смещение частоты рассеянного света f_B , также как и в BODTA, находится путем сканирования частоты акустооптической ячейки Δf . Также как и в BODTA, для каждой частоты накачки $f_n + \Delta f$ снимается рефлектограмма, находится трехмерное распределение спектра спонтанного Бриллюэновского рассеяния вдоль волокна и рассчитывается распределение натяжения в волокне. Максимальный сигнал в спектре Бриллюэновского рассеяния достигается, когда частота акустооптической ячейки Δf смещена на величину, равную f_B . Если же $\Delta f = 0$, то BOTDR работает как когерентный импульсный рефлектометр (CO OTDR), выделяя в спектре обратной волны компоненту, обусловленную релеевским рассеянием света в волокне (в последних моделях BOTDR этой опции нет) [56].

Рефлектограмма линии с напряженным участком волокна, полученная при $\Delta f = f_B$, приведена на рисунке 1.20. Удлинение волокна на 0.1 % приводит к смещению частоты основного пика на $490 \text{ МГц}/\% \times 0.1 \% \cong 50 \text{ МГц}$. Полная ширина линии в эффекте SPBS (по половинному уровню) для волокна AllWave составляет 86 МГц. Поэтому смещение частоты основного пика Бриллюэновского рассеяния в напряженном участке волокна на 50 МГц приводит к заметному уменьшению уровня отраженной мощности и появлению провала в рефлектограмме. Заметим, что изгиб в рефлектограмме может возникнуть не только из-за натяжения, но и из-за скачка потерь в волокне. Для того, чтобы разделить эти два эффекта, недостаточно измерить рефлектограмму на одной разностной частоте, как на рисунке 1.20, а необходимо найти распределение спектра Бриллюэновского рассеяния света вдоль волокна.

Относительная точность при измерении натяжения волокна ограничивается величиной отношения сигнал/шум. Для BOTDR AQ8602 она равна $\pm 0.02 \%$ (при времени усреднения 2^{16}). Абсолютная точность ниже, так как величина f_B зависит не только от натяжения волокна, но и от степени легирования сердцевины и температуры волокна. Изменение температуры волокна на 10°C , учитывая, что частота рассеянного света изменяется со скоростью порядка $1 \text{ МГц}/^\circ\text{C}$ (рисунок 1.21), приводит к погрешности в измерении натяжения $\sim 0.02\%$.

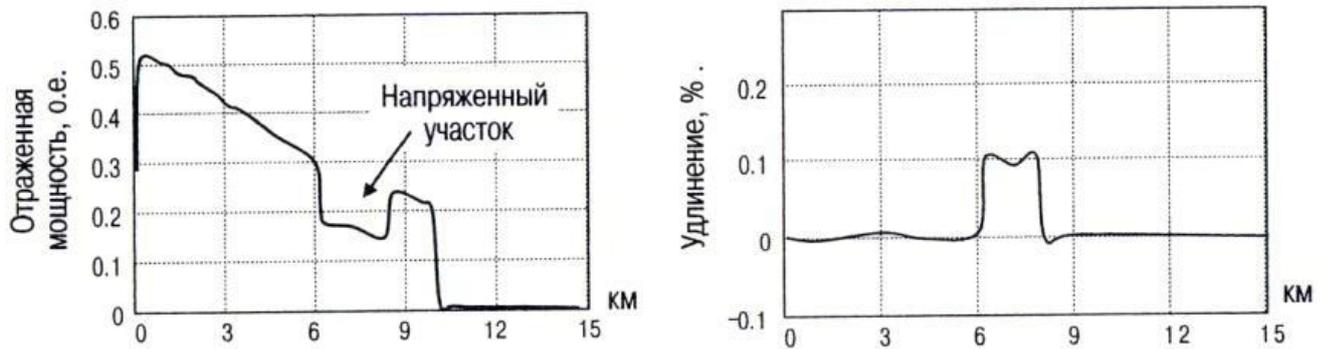


Рисунок 1.20 – Рефлектограмма волокна AllWave с напряженным участком

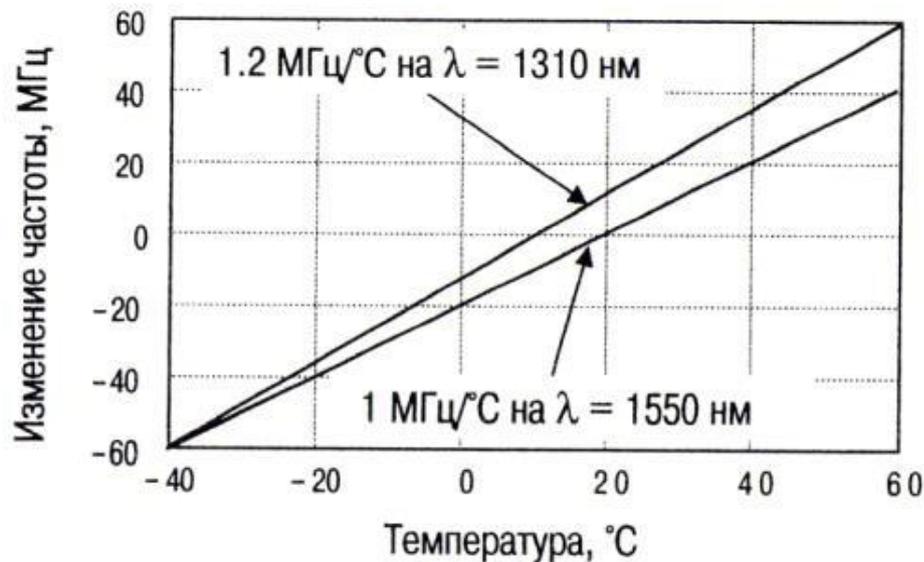


Рисунок 1.21 – Зависимость частоты рассеянного света от температуры волокна

При использовании таких систем для оценки НДС на внешней поверхности трубопровода закрепляются несколько датчиков, позволяющих выполнять измерение продольной деформации в нескольких точках поперечного сечения трубопровода.

Системы измерения деформации, как правило, многоуровневые. Например, при проектировании магистрального газопровода «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» применена система геотехнического мониторинга [38], включающая в себя кабели, размещенные по периметру трубопровода, для оценки изгибных напряжений и грунтовый сенсор для контроля перемещений грунта (рисунок 1.22).

В комплексе это решение дает более точную информацию о горизонтальных смещениях трубопровода и о его напряженном состоянии.

Система из волоконно-оптических датчиков позволяет в реальном времени контролировать поведение трубопровода в пространстве, строить его 3D-модель, посредством программного комплекса математического моделирования точно рассчитывать деформации, возникающие в разных участках трубопровода.

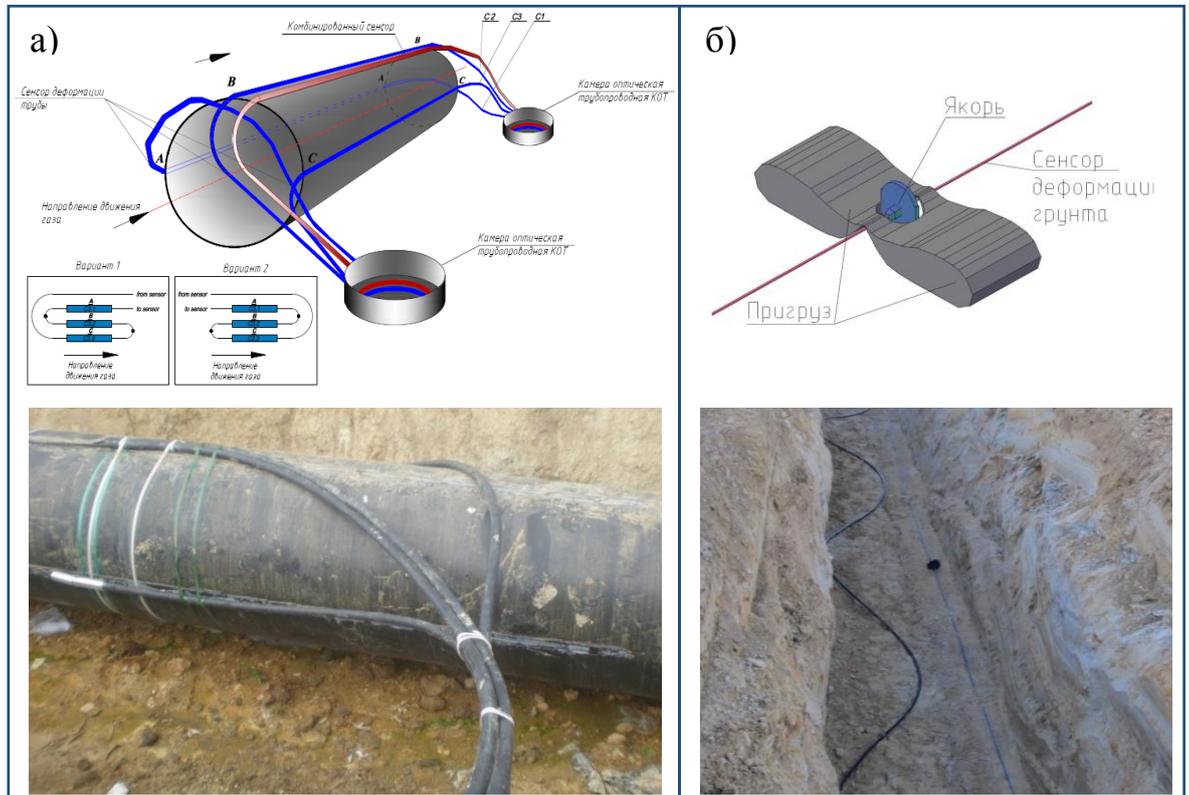


Рисунок 1.22 – Схема и фотографии размещения сенсоров деформации и температуры: а) и грунтового сенсора б) на участках газопровода «Сахалин-Хабаровск-Владивосток» [38]

Достоинства систем мониторинга с применением ВОС:

- непрерывный анализ состояния объекта и мгновенная реакция на события;
- возможность контроля значительного участка трубопровода (до 50-60 км);
- высокая оперативность реагирования системы на произошедшее событие;
- возможность классификации регистрируемого события;
- высокая точность определения места события на трассе (1 – 5 метров);

- высокая чувствительность и точность системы при правильном монтаже и настройке;

- высокий срок службы, сравнимый со сроком службы трубопровода.

Недостатки:

- для восстановления поврежденного участка волоконно-оптического кабеля, используемого в качестве протяженного датчика, как правило, желательна замена всего участка. Таким образом, стоимость ремонтных работ возрастает, а также требуется корректировка программного обеспечения, используемого в измерительном комплексе;

- установку таких систем необходимо проводить при строительстве или реконструкции трубопровода;

- в настоящее время не решены вопросы с обоснованием оптимальной конфигурации системы ТМ;

- не решены вопросы с обоснованием порядка монтажа системы;

- отсутствуют рекомендации по настройке системы при пуско-наладке и оценке работоспособности при периодической проверке.

Вывод по главе 1

1. Анализ причин разрушения нефтегазопроводов большого диаметра, эксплуатируемых в России и за рубежом, показал, что до 5-6% всех аварийных разрушений связано с природно-климатическими явлениями, включая геологические и геокриологические процессы, оказывающие силовое воздействие на трубопровод.

2. Показано, что во время эксплуатации трубопроводов металл трубы, испытывает различные виды нагрузок, что приводит к созданию НДС в стенке трубы. При этом учесть ряд нагрузок от геологических процессов на стадии проектирования невозможно. Для того чтобы безаварийно эксплуатировать магистральные трубопроводы, применяют средства, позволяющие вести мониторинг НДС стенок труб.

3. Определено, что наиболее актуальным вопросом является контроль изгибных напряжений в стенке труб, т.к. остальные виды напряжений с достаточной точностью могут быть рассчитаны и спрогнозированы.

4. Предложена классификация средств и методов оценки напряженно-деформированного состояния 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.

5. 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 или другими подобными методами не соответствует задачам мониторинга НДС трубопроводов с определенной периодичностью.

6. Вторая группа методов позволяет проводить контроль и вести мониторинг напряженного состояния стенок трубопроводов с требуемой точностью, однако в случае локального применения 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.

7. Наибольшие перспективы применения на протяженных участках (до нескольких десятков километров) имеет система, построенная на ВОС, работающих на эффекте Манделъштама-Бриллюэна. Система мониторинга на базе волоконно-оптических датчиков впервые на территории РФ получила применение на газопроводе «Сахалин-Хабаровск-Владивосток». Недостаток системы в том, что она является индикатором изменения НДС, система не позволяет оценивать величину напряжений в стенке трубы, кроме этого для эффективного применения системы мониторинга НДС на основе ВОС необходимо решить ряд вопросов, связанных с проектированием, монтажом, пуско-наладкой и эксплуатацией этих систем.

2 ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ СЕНСОРОВ ДЛЯ МОНИТОРИНГА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ПРОТЯЖЕННЫХ УЧАСТКОВ НЕФТАГАЗОПРОВОДОВ

2.1 Разработка аналитической модели и получение расчетных зависимостей для оценки напряженно-деформированного состояния

Принцип расчета продольных механических напряжений в поперечном сечении трубопровода

Продольные механические напряжения в подземном трубопроводе σ могут быть представлены в виде суммы продольных напряжений, связанных с растяжением (сжатием) и продольных напряжений, связанных с изгибом [6]. Величина продольных напряжений, связанных с растяжением (сжатием), одинакова для всех точек поперечного сечения трубопровода. Величина продольных напряжений, связанных с изгибом, зависит от положения рассматриваемой точки поперечного сечения трубопровода [86].

Для произвольной точки поперечного сечения трубопровода может быть записано следующее соотношение:

$$\sigma = \sigma_0 + \frac{Ea}{\rho}, \quad (2.1)$$

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 2.1);

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 (рисунок 2.1).

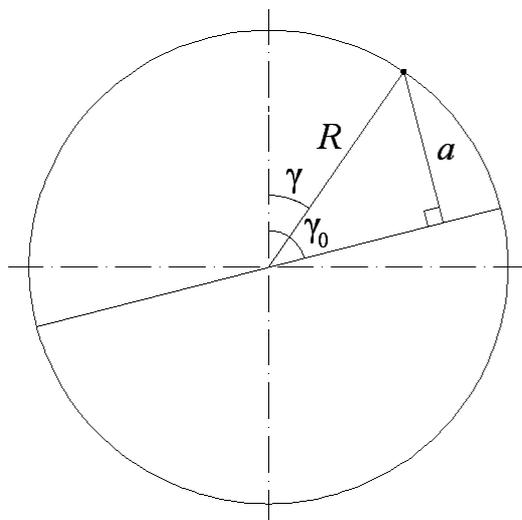


Рисунок 2.1 – К расчету продольных механических напряжений в заданной точке поперечного сечения трубопровода

Тогда справедливо соотношение:

$$a = R \sin(\gamma_0 - \gamma) \quad (2.2)$$

Подставив (2.2) в (2.1), получим следующее уравнение:

$$\sigma = \sigma_0 + \frac{ER \sin(\gamma_0 - \gamma)}{\rho} \quad (2.3)$$

Аналогичное уравнение может быть записано для продольной деформации ε в произвольной точке поперечного сечения трубопровода:

$$\varepsilon = \varepsilon_0 + \frac{R \sin(\gamma_0 - \gamma)}{\rho}, \quad (2.4)$$

где ε_0 – продольная деформация, связанная с растяжением (сжатием).

Величина σ_0 связана с величиной ε_0 следующим образом:

$$\sigma_0 = E\varepsilon_0 \quad (2.5)$$

Пусть имеется возможность измерения продольной деформации ε в заданной точке поперечного сечения трубопровода, положение которой характеризуется величинами γ и R . Такое измерение может быть выполнено, например, с ис-

пользованием волоконно-оптического датчика деформации [6, 71, 86, 93]. В правую часть уравнения (2.4) входят три неизвестные величины: продольная деформация, связанная с растяжением (сжатием) ε_0 , радиус изгиба трубопровода ρ и величина γ_0 , характеризующая угловое положение линии, на которой напряжения, связанные с изгибом, равны нулю. Очевидно, что для определения трех указанных величин необходимы данные о деформациях не менее чем в трех точках измерения.

Пусть ε_1 , ε_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 (2.4), получим систему из трех уравнений с тремя неизвестными:

$$\begin{cases} \varepsilon_1 = \varepsilon_0 + \frac{R \sin(\gamma_0 - \gamma_1)}{\rho} \\ \varepsilon_2 = \varepsilon_0 + \frac{R \sin(\gamma_0 - \gamma_2)}{\rho} \\ \varepsilon_3 = \varepsilon_0 + \frac{R \sin(\gamma_0 - \gamma_3)}{\rho} \end{cases} \quad (2.6)$$

В общем случае (при произвольных γ_1 , γ_2 и γ_3) эта система уравнений может быть решена с использованием численных методов [93].

После определения ε_0 , ρ и γ_0 может быть произведен расчет продольных напряжений σ в произвольной точке поперечного сечения трубопровода согласно (2.3) с учетом (2.5). Для определения максимальных и минимальных напряжений в сечении могут быть использованы, например, следующие соотношения.

$$\sigma_{\max} = \sigma_0 + \frac{ED}{2\rho}, \quad (2.7)$$

$$\sigma_{\min} = \sigma_0 - \frac{ED}{2\rho}. \quad (2.8)$$

где D – наружный диаметр трубопровода.

Угловое положение точек, в которых имеют место максимальные и минимальные напряжения, легко определить по графику зависимости $\sigma(\gamma)$.

Программное обеспечение для расчета продольных механических напряжений в поперечном сечении трубопровода

В ходе работы создано специализированное программное обеспечение для решения задач, связанных с определением продольных механических напряжений в произвольной точке поперечного сечения подземного трубопровода на основании данных о деформациях в определенных точках сечения (рисунок 2.2).

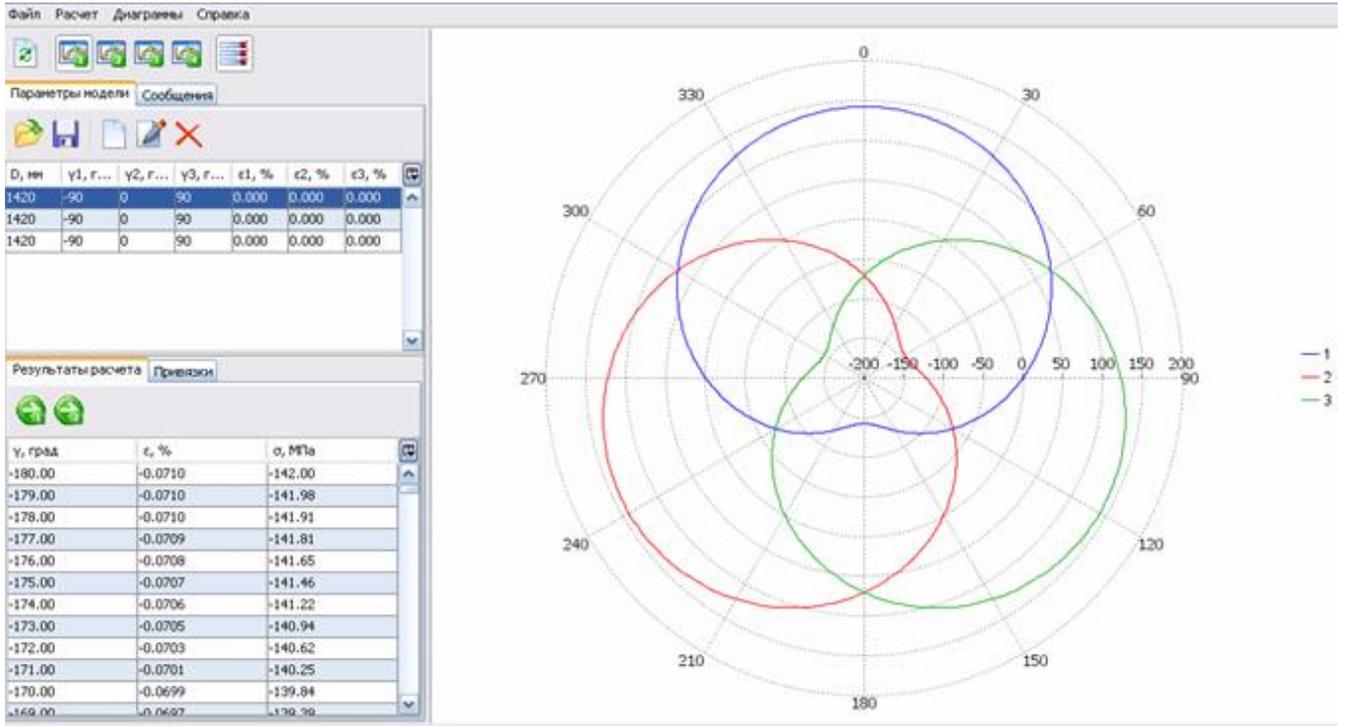


Рисунок 2.2 – Главное окно программного обеспечения для расчета продольных механических напряжений в поперечном сечении подземного трубопровода

Программное обеспечение позволяет проводить исследование закономерностей распределения продольных механических напряжений и деформаций в поперечном сечении трубопровода при различных значениях параметров (наружный диаметр трубопровода, продольная деформация, связанная с растяжением (сжатием), радиус изгиба трубопровода, угловое положение линии, на которой напряжения, связанные с изгибом, равны нулю). Предусмотрена возможность 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.

тами. Расчет осуществляется путем численного решения системы уравнений (2.6). Программное обеспечение позволяет осуществлять визуализацию результатов расчетов (зависимости $\varepsilon(\gamma)$ и $\sigma(\gamma)$ в прямоугольной или полярной системе координат).

Исследование закономерностей распределения продольных механических напряжений в поперечном сечении трубопровода

В данном пункте представлены результаты расчетов распределения продольных механических напряжений σ в поперечном сечении подземного трубопровода при различных значениях следующих параметров: продольная деформация, связанная с растяжением (сжатием) ε_0 ; радиус изгиба трубопровода ρ ; величина γ_0 , характеризующая угловое положение линии, на которой напряжения, связанные с изгибом, равны нулю; наружный диаметр трубопровода D . Расчеты проведены для точек, лежащих на наружной поверхности трубопровода ($R = D/2$).

Отметим некоторые характерные особенности распределения величины σ в поперечном сечении трубопровода. Зависимость $\sigma(\gamma)$ симметрична относительно прямой, характеризующейся угловой координатой $\gamma_0 + 90^\circ$: $\sigma(\gamma_0 + 90^\circ - \gamma) = \sigma(\gamma_0 + 90^\circ + \gamma)$. Значения σ при $\gamma = \gamma_0$ и $\gamma = \gamma_0 + 180^\circ$ одинаковы и равны σ_0 . Максимальные и минимальные значения величина σ принимает в точках, расположенных на прямой, которая характеризуется угловой координатой $\gamma_0 + 90^\circ$.

На рисунке 2.3 представлены зависимости $\sigma(\gamma)$ при трех разных значениях ε_0 . Изменение ε_0 приводит к изменению продольных напряжений во всех точках сечения на величину, равную произведению изменения ε_0 на модуль упругости E .

На рисунке 2.4 представлены зависимости $\sigma(\gamma)$ при трех разных значениях ρ . При увеличении ρ продольные механические напряжения, связанные с изгибом, уменьшаются по абсолютной величине.

На рисунке 2.5 представлены зависимости $\sigma(\gamma)$ при трех разных значениях γ_0 . Изменение γ_0 приводит к повороту кривой $\sigma(\gamma)$ относительно начала полярной системы координат на величину, равную изменению γ_0 . т.е. к соответствующему изменению угловых координат точек, в которых имеют место максимальные и минимальные значения напряжений.

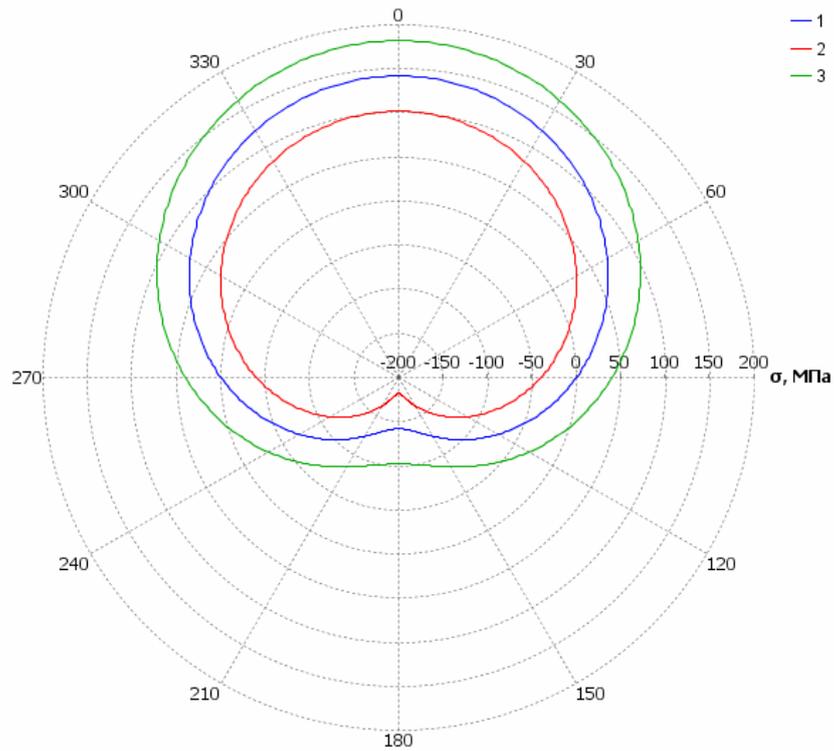


Рисунок 2.3 – Зависимости $\sigma(\gamma)$ при $\rho = 1,00$ км, $\gamma_0 = 90^\circ$, $D = 1420$ мм: $\varepsilon_0 = 0$ (1), $\varepsilon_0 = -0,02\%$ (2), $\varepsilon_0 = 0,02\%$ (3)

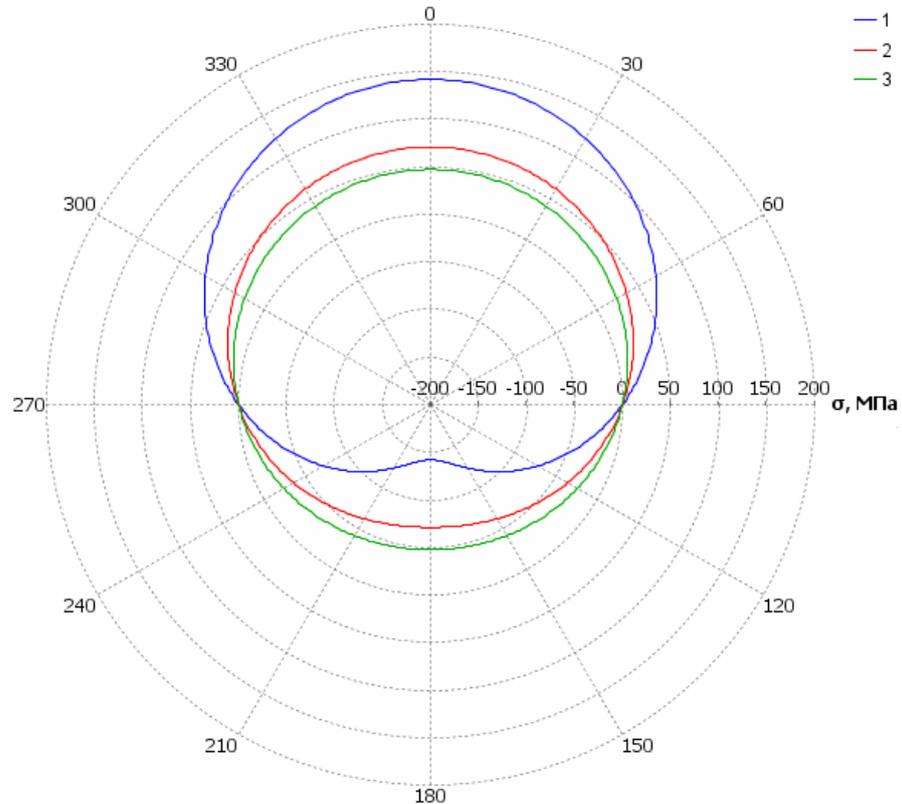


Рисунок 2.4 – Зависимости $\sigma(\gamma)$ при $\varepsilon_0 = 0$, $\gamma_0 = 90^\circ$, $D = 1420$ мм: $\rho = 1,00$ км (1), $\rho = 2,00$ км (2), $\rho = 3,00$ км (3)

На рисунке 2.6 представлены зависимости $\sigma(\gamma)$ при трех разных значениях D . При уменьшении D продольные механические напряжения, связанные с изгибом, уменьшаются по абсолютной величине.

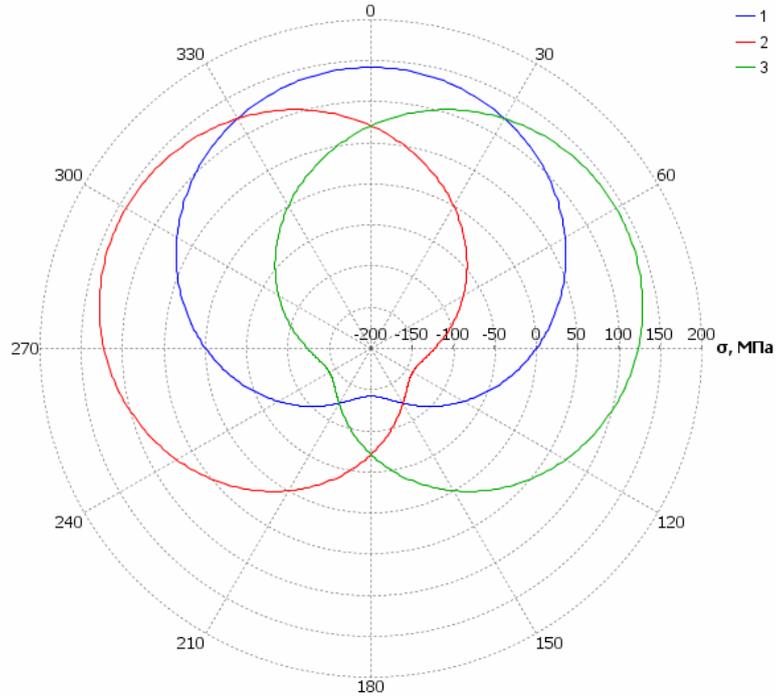


Рисунок 2.5 – Зависимости $\sigma(\gamma)$ при $\varepsilon_0 = 0$, $\rho = 1,00$ км, $D = 1420$ мм: $\gamma_0 = 90^\circ$ (1), $\gamma_0 = 30^\circ$ (2), $\gamma_0 = 150^\circ$ (3)

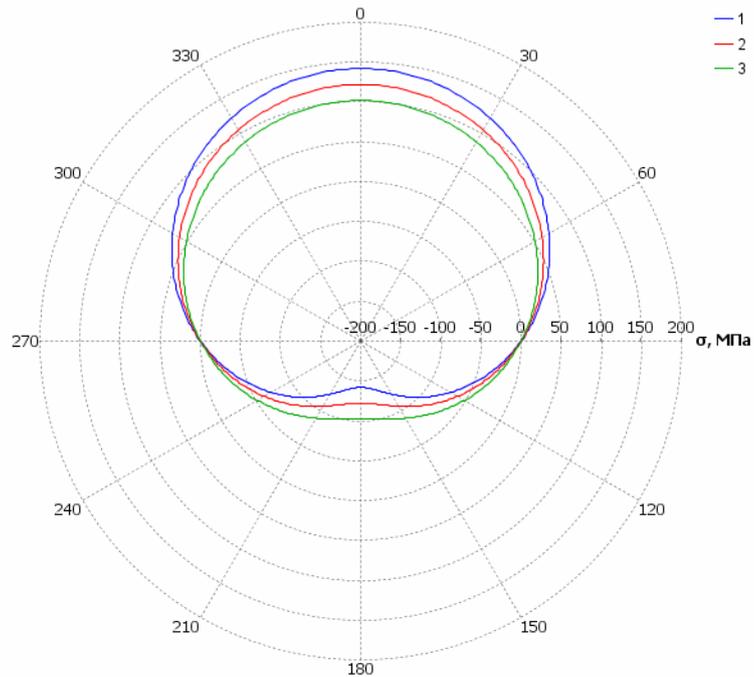


Рисунок 2.6 – Зависимости $\sigma(\gamma)$ при $\varepsilon_0 = 0$, $\rho = 1,00$ км, $\gamma_0 = 90^\circ$: $D = 1420$ мм (1), $D = 1220$ мм (2), $D = 1020$ мм (3)

Таким образом, параметры ε_0 , ρ и D оказывают влияние на величину максимальных и минимальных продольных напряжений в сечении трубопровода, а параметр γ_0 оказывает влияние на угловое расположение точек с минимальными и максимальными продольными напряжениями.

Примеры расчета распределения продольных механических напряжений в поперечном сечении трубопровода на основании данных о деформации в трех точках с заданными угловыми координатами

Проведем проверку предложенного способа определения продольных механических напряжений в произвольной точке поперечного сечения подземного трубопровода на основании данных о деформации в трех точках с заданными угловыми координатами. Зададим исходные данные: наружный диаметр трубопровода D , продольную деформацию $\varepsilon_{0\text{исх}}$, связанную с растяжением (сжатием), радиус изгиба трубопровода $\rho_{\text{исх}}$, угловую координату $\gamma_{0\text{исх}}$, характеризующую положение линии, на которой напряжения, связанные с изгибом, равны нулю, угловые координаты трех точек измерения деформаций γ_1 , γ_2 и γ_3 . Проведем расчеты значений продольной деформации ε_1 , ε_2 и ε_3 в точках с угловыми координатами γ_1 , γ_2 и γ_3 с использованием соотношения (2.4), то есть определим величины, которые должны измеряться датчиками деформации. Расчеты продольной деформации будем проводить для точек, лежащих на наружной поверхности трубопровода ($R = D/2$). На основании известных значений γ_1 , γ_2 , γ_3 и ε_1 , ε_2 , ε_3 найдем величины ε_0 , ρ и γ_0 путем решения системы уравнений (2.6). Сравним найденные величины ε_0 , ρ и γ_0 с исходными величинами $\varepsilon_{0\text{исх}}$, $\rho_{\text{исх}}$ и $\gamma_{0\text{исх}}$. Результаты расчетов для трех вариантов значений $\varepsilon_{0\text{исх}}$, $\rho_{\text{исх}}$ и $\gamma_{0\text{исх}}$ и трех вариантов конфигурации датчиков (которая определяется значениями γ_1 , γ_2 и γ_3) представлены в таблице 2.1.

Совпадение исходных данных (первые три столбца таблицы 2.1) и результатов расчетов (последние три столбца таблицы 2.1) подтверждает работоспособность предложенного способа определения параметров ε_0 , ρ и γ_0 . После вычисления ε_0 , ρ и γ_0 может быть проведен расчет распределения продольных механических напряжений в поперечном сечении трубопровода $\sigma(\gamma)$ с использованием со-

отношения (2.4) (рисунок 2.7) и определение максимальных и минимальных напряжений в сечении с использованием соотношений (2.7) и (2.8) (таблица 2.2).

Таблица 2.1 – Примеры расчета параметров, определяющих распределение продольных механических напряжений в поперечном сечении трубопровода ($D = 1420$ мм)

Исходные данные			Промежуточные параметры			Результаты расчета		
$\varepsilon_{0исх}, \%$	$\rho_{исх}, \text{КМ}$	$\gamma_{0исх}, ^\circ$	$\varepsilon_1, \%$	$\varepsilon_2, \%$	$\varepsilon_3, \%$	$\varepsilon_0, \%$	$\rho, \text{КМ}$	$\gamma_0, ^\circ$
$\gamma_1 = -60^\circ, \gamma_2 = 0, \gamma_3 = 60^\circ$								
0,0100	1,00	25	0,0807	0,0400	-0,0307	0,0100	1,00	25
0,0200	2,00	85	0,0404	0,0554	0,0350	0,0200	2,00	85
0,0300	3,00	145	0,0200	0,0436	0,0536	0,0300	3,00	145
$\gamma_1 = -90^\circ, \gamma_2 = 0, \gamma_3 = 90^\circ$								
0,0100	1,00	25	0,0743	0,0400	-0,0543	0,0100	1,00	25
0,0200	2,00	85	0,0277	0,0554	0,0123	0,0200	2,00	85
0,0300	3,00	145	0,0106	0,0436	0,0494	0,0300	3,00	145
$\gamma_1 = -120^\circ, \gamma_2 = 0, \gamma_3 = 120^\circ$								
0,0100	1,00	25	0,0507	0,0400	-0,0607	0,0100	1,00	25
0,0200	2,00	85	0,0500	0,0554	-0,0004	0,0200	2,00	85
0,0300	3,00	145	0,0064	0,0436	0,0400	0,0300	3,00	145

Таблица 2.2 – Примеры определения максимальных и минимальных продольных механических напряжений в поперечном сечении трубопровода ($D = 1420$ мм)

$\varepsilon_0, \%$	$\rho, \text{КМ}$	$\gamma_0, ^\circ$	$\sigma_{max}, \text{МПа}$	$\sigma_{min}, \text{МПа}$
0,0100	1,00	25	162	-122
0,0200	2,00	85	111	-31
0,0300	3,00	145	107	13

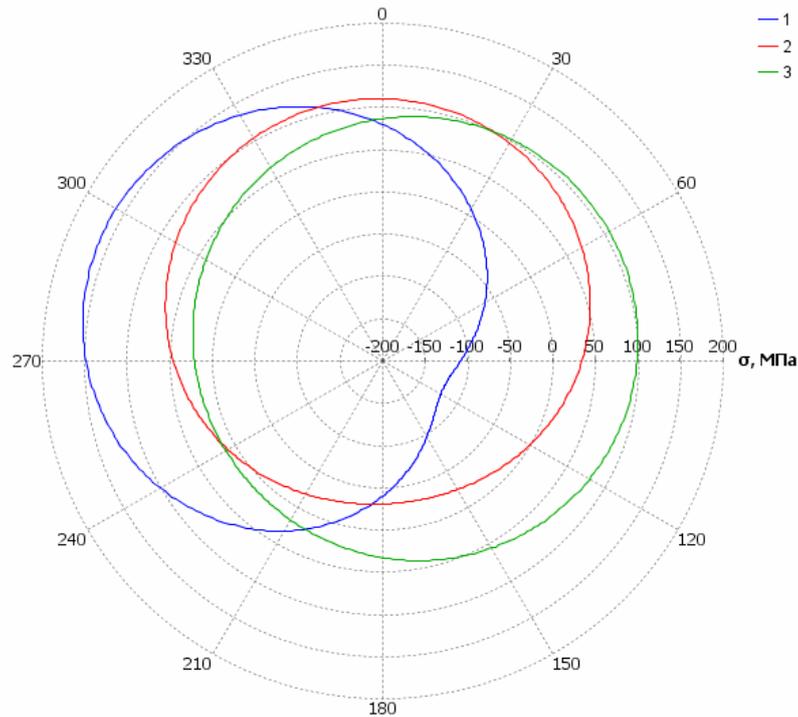


Рисунок 2.7 – Зависимости $\sigma(\gamma)$ при $D = 1420$ мм: $\varepsilon_0 = 0,01\%$, $\rho = 1,00$ км, $\gamma_0 = 25^\circ$ (1); $\varepsilon_0 = 0,02\%$, $\rho = 2,00$ км, $\gamma_0 = 85^\circ$ (2); $\varepsilon_0 = 0,03\%$, $\rho = 3,00$ км, $\gamma_0 = 145^\circ$ (3)

Приведенные примеры расчета подтверждают возможность использования предложенного способа для определения максимальных и минимальных продольных механических напряжений в поперечном сечении трубопровода при известной угловой ориентации датчиков продольной деформации.

2.2 Теоретическая оценка погрешностей определения продольных механических напряжений в трубопроводе при использовании волоконно-оптических систем контроля напряженно-деформированного состояния

Оценим погрешности определения величин ε_0 , ρ и γ_0 с использованием рассмотренного способа [44, 122, 128, 150]. 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:

$$\varepsilon_i = \varepsilon_{0i} + \Delta\varepsilon_i, \quad \gamma_i = \gamma_{0i} + \Delta\gamma_i, \quad (2.9)$$

где ε_i – результаты измерения продольной деформации;

ε_{0i} – истинные значения продольной деформации;

$\Delta\varepsilon_i$ – ошибки измерения продольной деформации;

γ_i – результаты определения угловых координат точек измерения деформации;

γ_{0i} – истинные значения угловых координат точек измерения деформации;

$\Delta\gamma_i$ – ошибки определения угловых координат точек измерения деформации;

i – индекс, принимаемый значения 1,2,3.

Рассчитаем максимальные отклонения величин $\varepsilon_0(\varepsilon_i, \gamma_i)$, $\rho(\varepsilon_i, \gamma_i)$ и $\gamma_0(\varepsilon_i, \gamma_i)$, вычисленных 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. 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:

$$\Delta\varepsilon_0 = \max(|\varepsilon_0(\varepsilon_i, \gamma_i) - \varepsilon_0(\varepsilon_{0i}, \gamma_{0i})|), \varepsilon_i \in [\varepsilon_{0i} \pm \Delta\varepsilon], \gamma_i \in [\gamma_{0i} \pm \Delta\gamma], \quad (2.10)$$

$$\Delta\rho = \max(|\rho(\varepsilon_i, \gamma_i) - \rho(\varepsilon_{0i}, \gamma_{0i})|), \varepsilon_i \in [\varepsilon_{0i} \pm \Delta\varepsilon], \gamma_i \in [\gamma_{0i} \pm \Delta\gamma], \quad (2.11)$$

$$\Delta\gamma_0 = \max(|\gamma_0(\varepsilon_i, \gamma_i) - \gamma_0(\varepsilon_{0i}, \gamma_{0i})|), \varepsilon_i \in [\varepsilon_{0i} \pm \Delta\varepsilon], \gamma_i \in [\gamma_{0i} \pm \Delta\gamma]. \quad (2.12)$$

При переборе ограничимся рассмотрением границ диапазонов и средних значений, то есть будем рассчитывать величины $\varepsilon_0(\varepsilon_i, \gamma_i)$, $\rho(\varepsilon_i, \gamma_i)$ и $\gamma_0(\varepsilon_i, \gamma_i)$, соот-

ветствующие различным сочетаниям следующих исходных данных: $\varepsilon_i = \varepsilon_{0i} - \Delta\varepsilon$, $\varepsilon_i = \varepsilon_{0i}$, $\varepsilon_i = \varepsilon_{0i} + \Delta\varepsilon$, $\gamma_i = \gamma_{0i} - \Delta\gamma$, $\gamma_i = \gamma_{0i}$, $\gamma_i = \gamma_{0i} + \Delta\gamma$.

Аналогичный подход может быть применен для оценки погрешности определения продольных механических напряжений в точке с заданной угловой координатой γ . Пусть известны значения $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$ и $\Delta\gamma_0$. Исходные данные для расчета напряжений представим в следующем виде:

$$\varepsilon_0 = \varepsilon_{00} + \Delta\varepsilon_{00}, \quad \rho = \rho_0 + \Delta\rho_0, \quad \gamma_0 = \gamma_{00} + \Delta\gamma_{00}. \quad (2.13)$$

где ε_0 , ε_{00} и $\Delta\varepsilon_{00}$ – результат определения, истинное значение и ошибка определения продольной деформации, связанной с растяжением (сжатием);

ρ , ρ_0 и $\Delta\rho_0$ – результат определения, истинное значение и ошибка определения радиуса изгиба трубопровода;

γ_0 , γ_{00} и $\Delta\gamma_{00}$ – результат определения, истинное значение и ошибка определения угловой координаты, характеризующей положение линии, на которой напряжения, связанные с изгибом, равны нулю.

С помощью перебора возможных сочетаний ошибок в исходных данных найдем максимальные отклонения напряжений $\sigma(\gamma, \varepsilon_0, \rho, \gamma_0)$, рассчитанных на основании исходных данных с погрешностями, от напряжений $\sigma(\gamma, \varepsilon_{00}, \rho_0, \gamma_{00})$, рассчитанных на основании истинных исходных данных. Абсолютные значения этих отклонений будем считать погрешностями определения напряжений в точке с угловой координатой γ :

$$\Delta\sigma(\gamma) = \max(|\sigma(\gamma, \varepsilon_0, \rho, \gamma_0) - \sigma(\gamma, \varepsilon_{00}, \rho_0, \gamma_{00})|), \quad (2.14)$$

$$\varepsilon_0 \in [\varepsilon_{00} \pm \Delta\varepsilon_0], \rho \in [\rho_0 \pm \Delta\rho], \gamma_0 \in [\gamma_{00} \pm \Delta\gamma_0].$$

где ε_0 , ε_{00} и $\Delta\varepsilon_{00}$ – результат определения, истинное значение и ошибка определения продольной деформации, связанной с растяжением (сжатием);

При переборе ограничимся рассмотрением границ диапазонов и средних значений, то есть будем рассчитывать величины $\sigma(\gamma, \varepsilon_0, \rho, \gamma_0)$, соответствующие различным сочетаниям следующих исходных данных: $\varepsilon_0 = \varepsilon_{00} - \Delta\varepsilon_0$, $\varepsilon_0 = \varepsilon_{00}$, $\varepsilon_0 = \varepsilon_{00} + \Delta\varepsilon_0$, $\rho = \rho_0 - \Delta\rho$, $\rho = \rho_0$, $\rho = \rho_0 + \Delta\rho$, $\gamma_0 = \gamma_{00} - \Delta\gamma_0$, $\gamma_0 = \gamma_{00}$, $\gamma_0 = \gamma_{00} + \Delta\gamma_0$.

2.2.1 Оценка погрешностей определения промежуточных параметров, характеризующих продольные механические напряжения в поперечном сечении трубопровода

Проведем оценку влияния величин ε_0 , ρ , γ_0 , $\Delta\varepsilon$, $\Delta\gamma$ на погрешности $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$ и $\Delta\gamma_0$. Для этого построим графики зависимостей погрешностей $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$ и $\Delta\gamma_0$, рассчитанных с использованием соотношений (2.10) – (2.12), от каждой из указанных величин при фиксированных значениях остальных параметров (рисунки 2.8-2.12). При расчетах будем использовать значения $R = 710$ мм (что соответствует наружному диаметру трубопровода $D = 1420$ мм), $\gamma_1 = -120^\circ$, $\gamma_2 = 0$, $\gamma_3 = 120^\circ$.

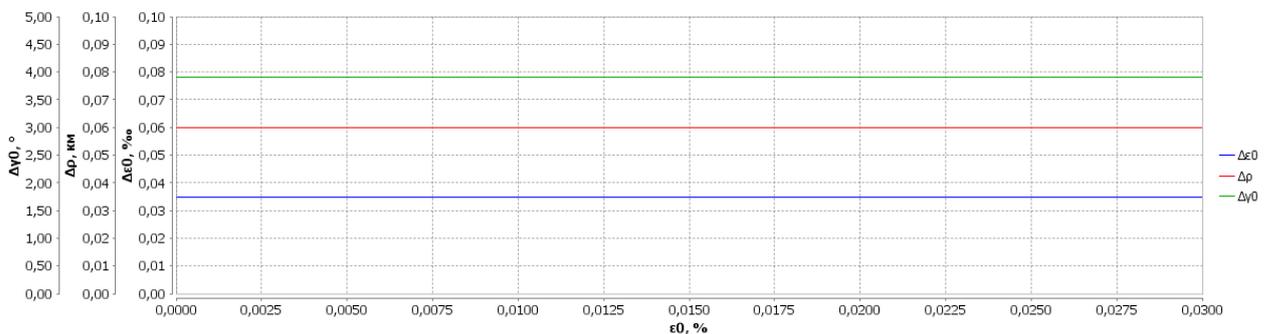


Рисунок 2.8 – Зависимости $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$, $\Delta\gamma_0$ от ε_0 при $\rho = 1,00$ км, $\gamma_0 = 90^\circ$, $\Delta\varepsilon = 0,002$ %, $\Delta\gamma = 2^\circ$

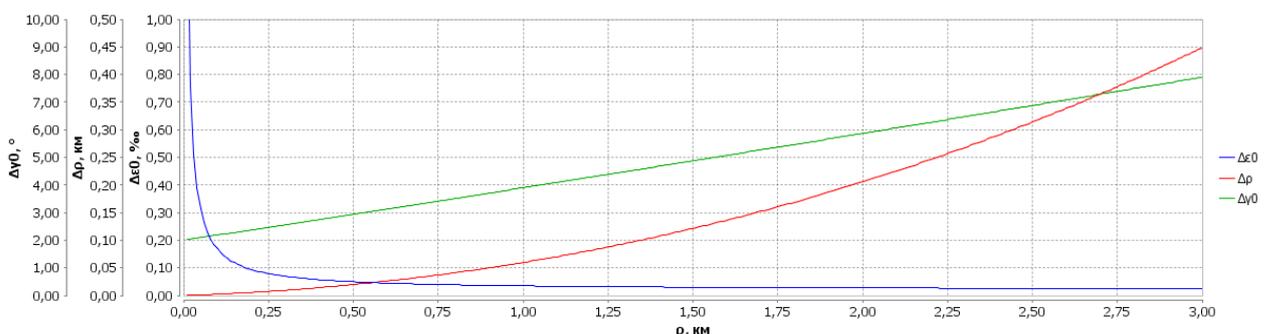


Рисунок 2.9 – Зависимости $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$, $\Delta\gamma_0$ от ρ при $\varepsilon_0 = 0,02$ %, $\gamma_0 = 90^\circ$, $\Delta\varepsilon = 0,002$ %, $\Delta\gamma = 2^\circ$

Величина продольной деформации, связанной с растяжением (сжатием) ε_0 , не оказывает влияния на величину погрешностей $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$ и $\Delta\gamma_0$ (рисунок 2.8). При увеличении абсолютного значения радиуса изгиба трубопровода ρ погрешность $\Delta\varepsilon_0$ уменьшается, а погрешности $\Delta\rho$ и $\Delta\gamma_0$ увеличиваются (рисунок 2.9). При изменении угловой координаты γ_0 , характеризующей положение линии, на которой напряжения, связанные с изгибом, равны нулю, наблюдается изменение погрешностей $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$ и $\Delta\gamma_0$ (рисунок 2.10). При используемой конфигурации датчиков изменения являются периодическими, период изменений составляет 60° . При увеличении абсолютной погрешности измерения деформации $\Delta\varepsilon$ и абсолютной погрешности определения угловых координат точек измерения деформации $\Delta\gamma$ наблюдается увеличение погрешностей $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$ и $\Delta\gamma_0$ (рисунки 2.11 и 2.12).

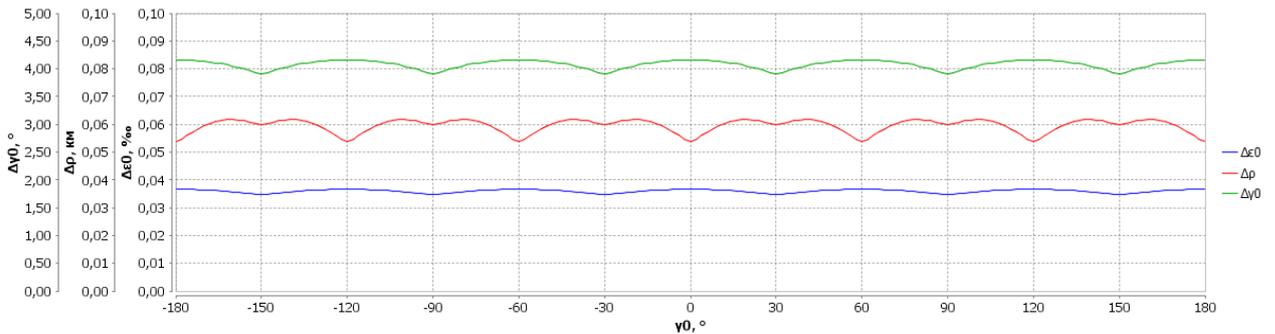


Рисунок 2.10 – Зависимости $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$, $\Delta\gamma_0$ от γ_0 при $\varepsilon_0 = 0,02\%$, $\rho = 1,00$ км, $\Delta\varepsilon = 0,002\%$, $\Delta\gamma = 2^\circ$

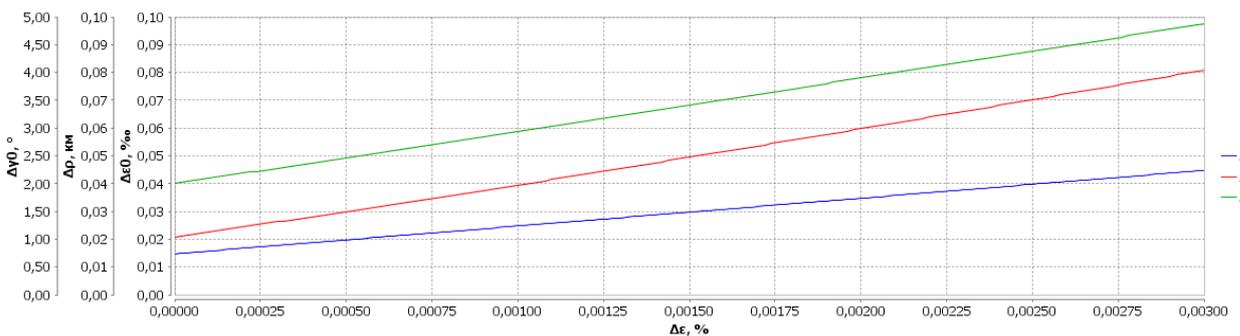


Рисунок 2.11 – Зависимости $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$, $\Delta\gamma_0$ от $\Delta\varepsilon$ при $\varepsilon_0 = 0,02\%$, $\rho = 1,00$ км, $\gamma_0 = 90^\circ$, $\Delta\gamma = 2^\circ$

Величина продольной деформации, связанной с растяжением (сжатием) ε_0 , не оказывает влияния на величину погрешностей $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$ и $\Delta\gamma_0$ (рисунок 2.8). При уве-

личении абсолютного значения радиуса изгиба трубопровода ρ погрешность $\Delta\varepsilon_0$ уменьшается, а погрешности $\Delta\rho$ и $\Delta\gamma_0$ увеличиваются (рисунок 2.9). При изменении угловой координаты γ_0 , характеризующей положение линии, на которой напряжения, связанные с изгибом, равны нулю, наблюдается изменение погрешностей $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$ и $\Delta\gamma_0$ (рисунок 2.10). При используемой конфигурации датчиков изменения являются периодическими, период изменений составляет 60° . При увеличении абсолютной погрешности измерения деформации $\Delta\varepsilon$ и абсолютной погрешности определения угловых координат точек измерения деформации $\Delta\gamma$ наблюдается увеличение погрешностей $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$ и $\Delta\gamma_0$ (рисунки 2.11 и 2.12).

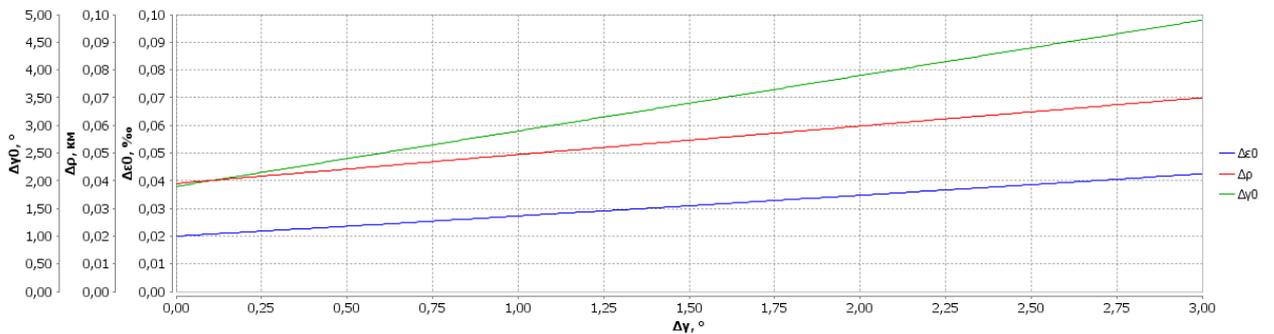


Рисунок 2.12 – Зависимости $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$, $\Delta\gamma_0$ от $\Delta\gamma$ при $\varepsilon_0 = 0,02\%$, $\rho = 1,00$ км, $\gamma_0 = 90^\circ$, $\Delta\varepsilon = 0,002\%$

Результаты расчета погрешностей $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$ и $\Delta\gamma_0$ для разных сочетаний величин $\Delta\varepsilon$ и $\Delta\gamma$ представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – 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 разных сочетаний величин $\Delta\varepsilon$ и $\Delta\gamma$

$\Delta\varepsilon$, %	$\Delta\gamma$, °	$\Delta\varepsilon_0$, %	$\Delta\rho$, км	$\Delta\gamma_0$, °
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

Связь между погрешностями определения промежуточных параметров $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$ и $\Delta\gamma_0$ и погрешностями определения продольных механических напряжений в заданных точках поперечного сечения трубопровода рассмотрим ниже.

2.2.2 Влияние погрешностей определения промежуточных параметров на погрешность определения продольных механических напряжений в поперечном сечении трубопровода

Проведем оценку влияния величин $\Delta\varepsilon_0$, $\Delta\rho$ и $\Delta\gamma_0$ на погрешности определения продольных механических напряжений $\Delta\sigma(\gamma)$. Для этого построим графики зависимостей погрешностей $\Delta\sigma(\gamma)$, рассчитанных с использованием соотношения (2.14), при различных значениях каждой из указанных величин при фиксированных значениях всех остальных параметров, влияющих на значения $\Delta\sigma(\gamma)$ (рисунки 2.13-2.15). При расчетах будем использовать значения $R = 710$ мм (что соответствует наружному диаметру трубопровода $D = 1420$ мм), $\gamma_1 = -120^\circ$, $\gamma_2 = 0$, $\gamma_3 = 120^\circ$, $\varepsilon_0 = 0,02\%$, $\rho = 1,00$ км, $\gamma_0 = 90^\circ$.

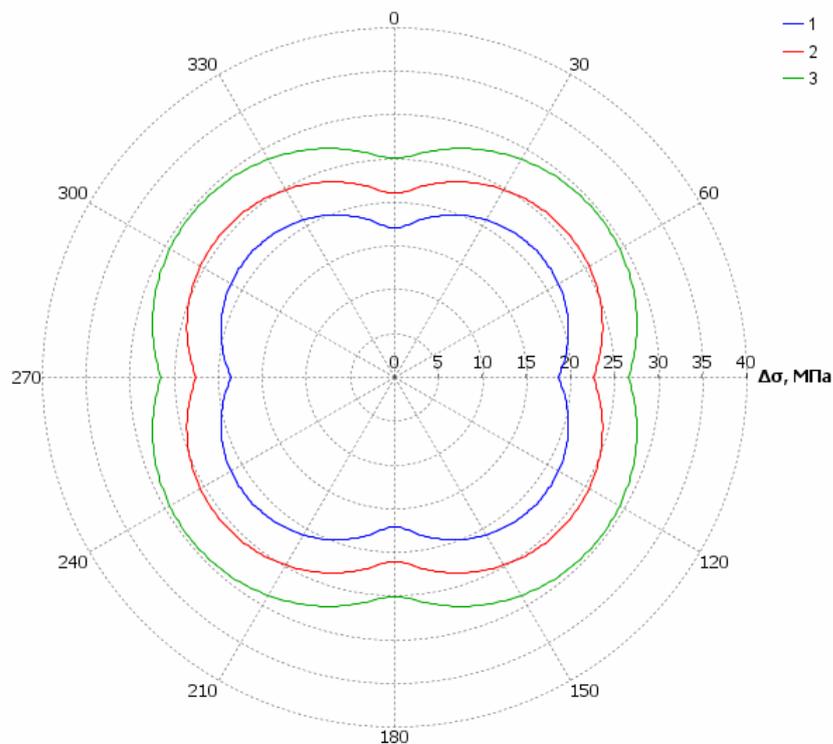


Рисунок 2.13 – Зависимости $\Delta\sigma(\gamma)$ при $\Delta\rho = 0,06$ км, $\Delta\gamma_0 = 4^\circ$: $\Delta\varepsilon_0 = 0,004\%$ (1), $\Delta\varepsilon_0 = 0,006\%$ (2), $\Delta\varepsilon_0 = 0,008\%$ (3)

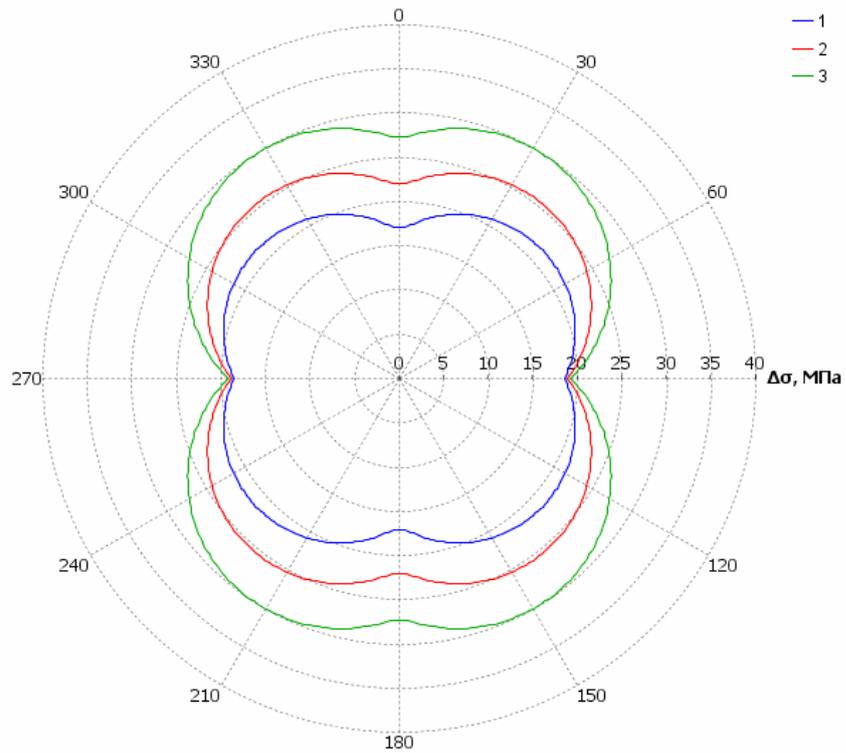


Рисунок 2.14 – Зависимости $\Delta\sigma(\gamma)$ при $\Delta\varepsilon_0 = 0,004\%$, $\Delta\gamma_0 = 4^\circ$: $\Delta\rho = 0,06$ км (1), $\Delta\rho = 0,09$ км (2), $\Delta\rho = 0,12$ км (3)

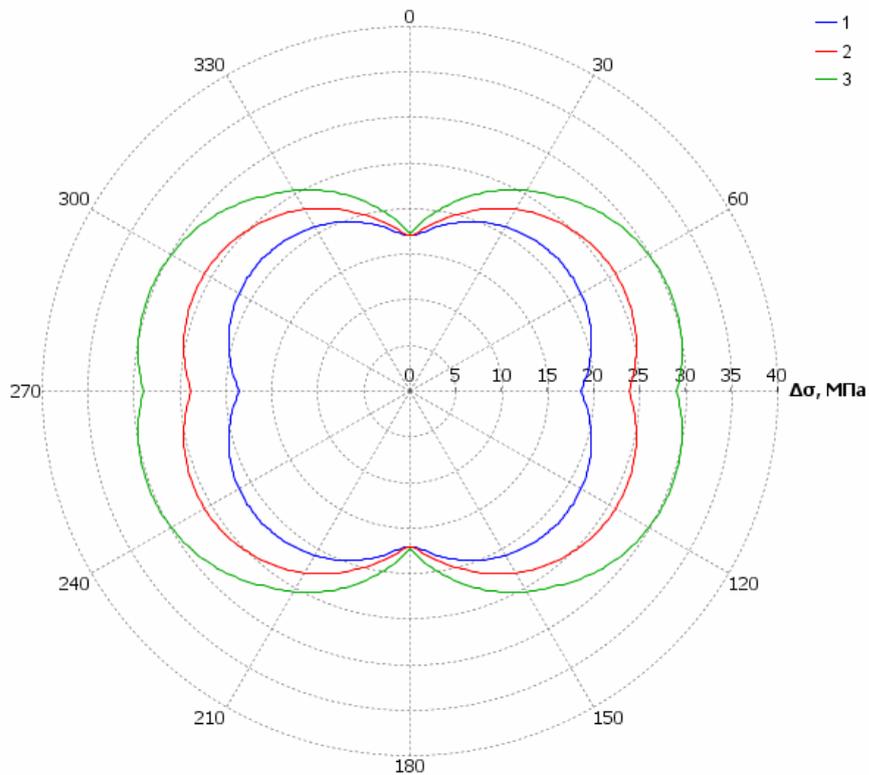


Рисунок 2.15 – Зависимости $\Delta\sigma(\gamma)$ при $\Delta\varepsilon_0 = 0,004\%$, $\Delta\rho = 0,06$ км: $\Delta\gamma_0 = 4^\circ$ (1), $\Delta\gamma_0 = 6^\circ$ (2), $\Delta\gamma_0 = 8^\circ$ (3)

Отметим некоторые характерные особенности распределения величины $\Delta\sigma$ в поперечном сечении трубопровода. Зависимость $\Delta\sigma(\gamma)$ симметрична относительно прямых, характеризующихся угловыми координатами γ_0 и $\gamma_0 + 90^\circ$: $\Delta\sigma(\gamma_0 - \gamma) = \Delta\sigma(\gamma_0 + \gamma)$; $\Delta\sigma(\gamma_0 + 90^\circ - \gamma) = \Delta\sigma(\gamma_0 + 90^\circ + \gamma)$. При увеличении $\Delta\varepsilon_0$ наблюдается равномерное увеличение $\Delta\sigma$ для всех значений γ (рисунок 2.13). При увеличении Δr и $\Delta\gamma_0$ наблюдается неравномерное увеличение $\Delta\sigma$. При увеличении Δr минимальное увеличение $\Delta\sigma$ наблюдается в районе γ_0 и $\gamma_0 + 180^\circ$ (рисунок 2.14). При увеличении $\Delta\gamma_0$ минимальное увеличение $\Delta\sigma$ наблюдается в районе $\gamma_0 - 90^\circ$ и $\gamma = \gamma_0 + 90^\circ$ (рисунок 2.15).

2.2.3 Оценка погрешностей определения продольных механических напряжений в поперечном сечении трубопровода

Рассмотрим результаты расчетов погрешностей $\Delta\sigma$ определения продольных механических напряжений в поперечном сечении подземного трубопровода при различных значениях следующих параметров: радиус изгиба трубопровода ρ ; величина γ_0 , характеризующая угловое положение линии, на которой напряжения, связанные с изгибом, равны нулю; наружный диаметр трубопровода D ; абсолютная погрешность измерения деформации $\Delta\varepsilon$; абсолютная погрешность определения угловых координат точек измерения деформации $\Delta\gamma$ (рисунки 2.16 – 2.20). Значение продольной деформации, связанной с растяжением (сжатием) ε_0 , не влияет на погрешности определения напряжений (см. рисунок 2.8). При расчетах будем использовать значения $\gamma_1 = -120^\circ$, $\gamma_2 = 0$, $\gamma_3 = 120^\circ$, $\varepsilon_0 = 0,02\%$.

При увеличении ρ происходит, с одной стороны, уменьшение погрешности $\Delta\varepsilon_0$, а с другой стороны – увеличение погрешностей Δr и $\Delta\gamma_0$ (см. рисунок 2.9). В результате погрешности $\Delta\sigma$ при увеличении ρ сначала уменьшаются, а затем увеличиваются (рисунок 2.16).

Изменение γ_0 приводит к повороту кривой $\Delta\sigma(\gamma)$ относительно начала полярной системы координат на величину, равную изменению γ_0 , т.е. к соответствующему изменению угловых координат точек, в которых имеют место макси-

мальные и минимальные значения погрешностей определения напряжений (рисунок 2.17). При уменьшении наружного диаметра трубопровода D наблюдается уменьшение погрешностей определения напряжений $\Delta\sigma$ (рисунок 2.18).

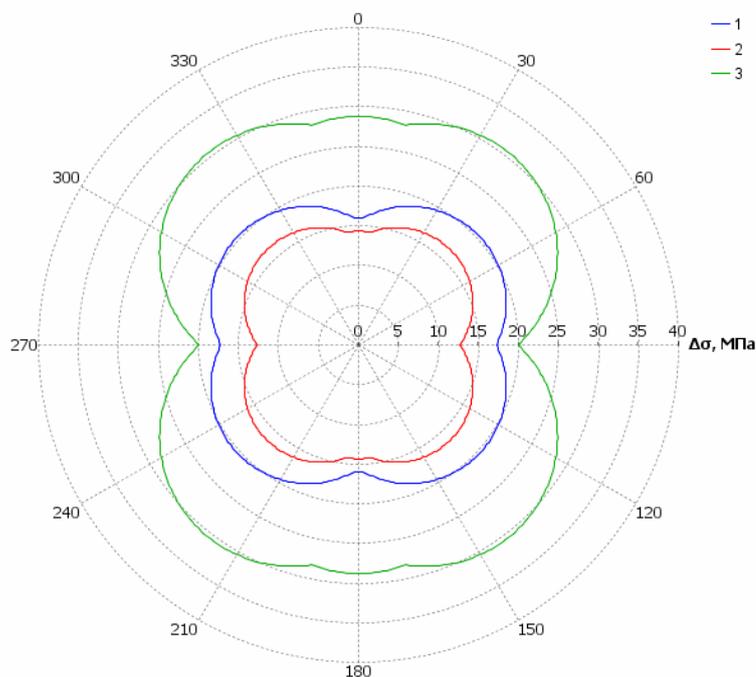


Рисунок 2.16 – Зависимости $\Delta\sigma(\gamma)$ при $\gamma_0 = 90^\circ$, $D = 1420$ мм, $\Delta\varepsilon = 0,002\%$, $\Delta\gamma = 2^\circ$:
 $\rho = 1,00$ км (1), $\rho = 5,00$ км (2), $\rho = 10,00$ км (3)

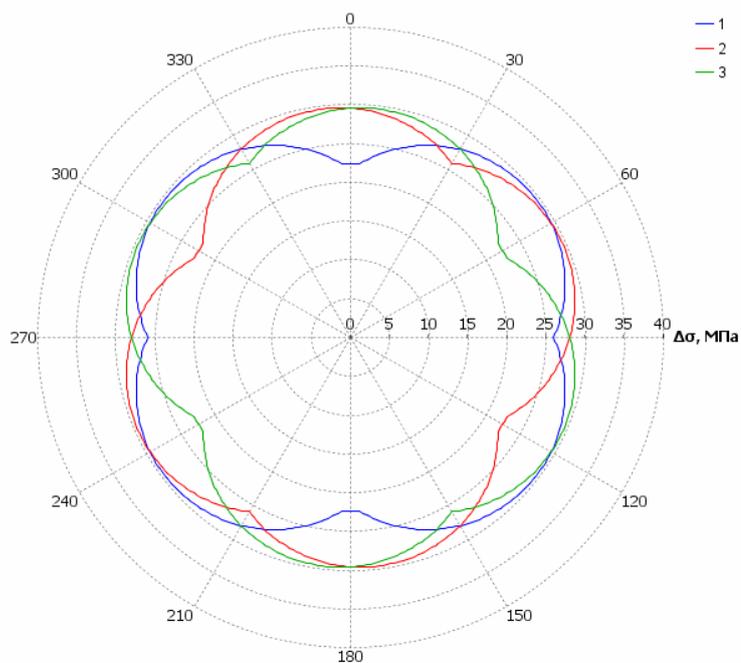


Рисунок 2.17 – Зависимости $\Delta\sigma(\gamma)$ при $\rho = 1,00$ км, $D = 1420$ мм, $\Delta\varepsilon = 0,002\%$,
 $\Delta\gamma = 4^\circ$: $\gamma_0 = 90^\circ$ (1), $\gamma_0 = 30^\circ$ (2), $\gamma_0 = 150^\circ$ (3)

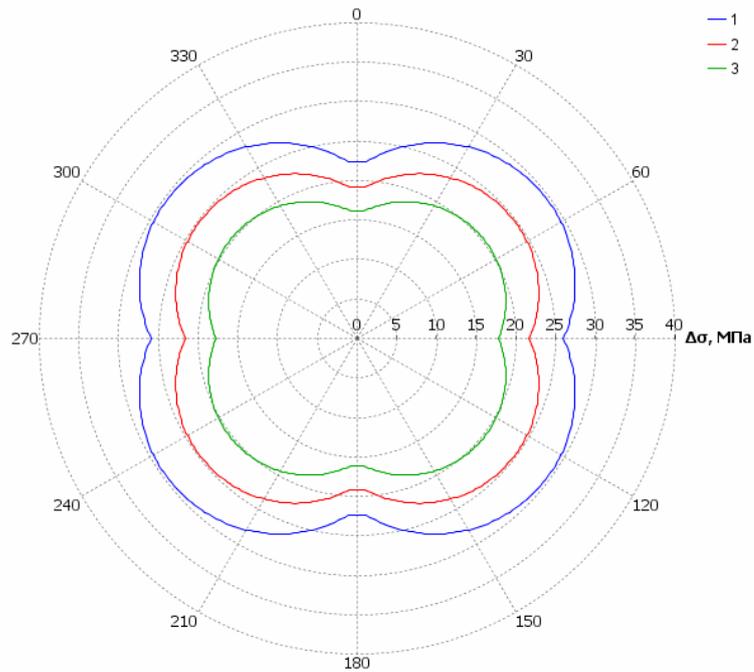


Рисунок 2.18 – Зависимости $\Delta\sigma(\gamma)$ при $\rho = 1,00$ км, $\gamma_0 = 90^\circ$, $\Delta\varepsilon = 0,002\%$, $\Delta\gamma = 4^\circ$:
 $D = 1420$ мм (1), $D = 1220$ мм (2), $D = 1020$ мм (3)

При увеличении погрешностей измерения деформации $\Delta\varepsilon$ и определения угловых координат точек измерения деформации $\Delta\gamma$ наблюдается увеличение погрешностей определения напряжений $\Delta\sigma$ (рисунки 2.19 и 2.20).

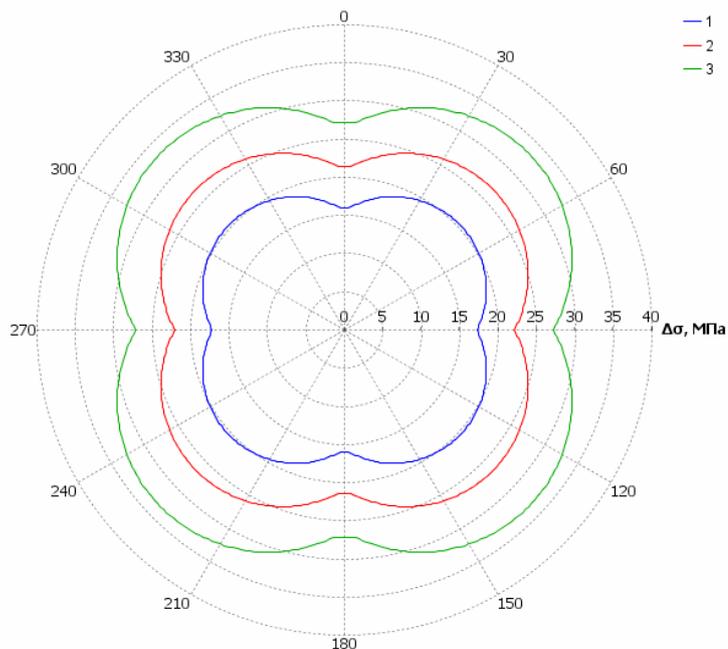


Рисунок 2.19 – Зависимости $\Delta\sigma(\gamma)$ при $\rho = 1,00$ км, $\gamma_0 = 90^\circ$, $D = 1420$ мм, $\Delta\gamma = 2^\circ$:
 $\Delta\varepsilon = 0,002\%$ (1), $\Delta\varepsilon = 0,003\%$ (2), $\Delta\varepsilon = 0,004\%$ (3)

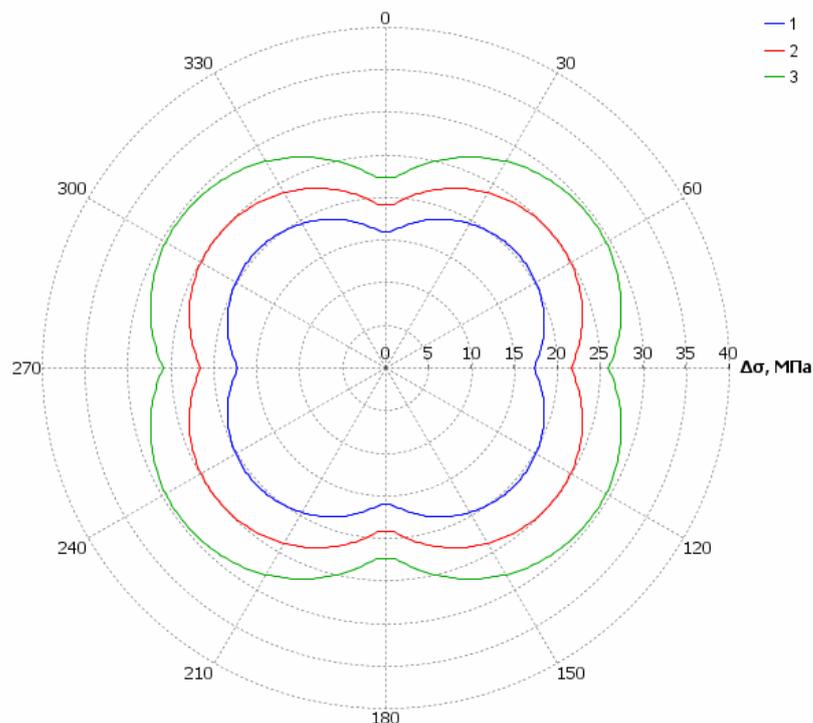


Рисунок 2.20 – Зависимости $\Delta\sigma(\gamma)$ при $\rho = 1,00$ км, $\gamma_0 = 90^\circ$, $D = 1420$ мм, $\Delta\varepsilon = 0,002\%$: $\Delta\gamma = 2^\circ$ (1), $\Delta\gamma = 3^\circ$ (2), $\Delta\gamma = 4^\circ$ (3)

Таким образом, параметры ρ , D , $\Delta\varepsilon$ и $\Delta\gamma$ оказывают влияние на величину максимальных и минимальных погрешностей определения продольных напряжений в сечении трубопровода, а параметр γ_0 оказывает влияние на угловое расположение точек с минимальными и максимальными погрешностями определения продольных напряжений.

Результаты расчета минимальных $\Delta\sigma_{\min}$ и максимальных $\Delta\sigma_{\max}$ значений погрешности определения продольных механических напряжений в поперечном сечении трубопровода для разных сочетаний величин $\Delta\varepsilon$ и $\Delta\gamma$ представлены в таблице 2.4. Отметим, что при используемом наборе параметров ε_0 , ρ , γ_0 и D продольные механические напряжения в поперечном сечении трубопровода σ изменяются от минус 102 МПа до 182 МПа (в зависимости от угловой координаты γ) [45].

Информация, представленная в таблице 2.4, позволяет сделать оценку погрешностей определения исходных данных $\Delta\varepsilon$ и $\Delta\gamma$, необходимых для достижения

требуемой погрешности определения продольных механических напряжений в поперечном сечении трубопровода.

Таблица 2.4 – Результаты расчета $\Delta\sigma_{min}$ и $\Delta\sigma_{max}$ при $\varepsilon_0 = 0,02\%$, $\rho = 1,00$ км, $\gamma_0 = 90^\circ$, $D = 1420$ мм для разных сочетаний величин $\Delta\varepsilon$ и $\Delta\gamma$

$\Delta\varepsilon, \%$	$\Delta\gamma, ^\circ$	$\Delta\sigma_{min}, \text{МПа}$	$\Delta\sigma_{max}, \text{МПа}$
0,001	1	7,7	10,0
0,002	2	16,0	20,4
0,005	5	44,3	55,4
0,010	10	111,5	134,5

2.2.4 Примеры расчета погрешностей определения продольных механических напряжений в поперечном сечении трубопровода при разной конфигурации датчиков деформации

Проведем расчеты погрешностей определения продольных механических напряжений в поперечном сечении трубопровода при разной конфигурации датчиков деформации. Зададим исходные данные: наружный диаметр трубопровода D , продольную деформацию ε_0 , связанную с растяжением (сжатием), радиус изгиба трубопровода ρ , угловую координату γ_0 , характеризующую положение линии, на которой напряжения, связанные с изгибом, равны нулю, погрешности измерения деформации $\Delta\varepsilon$ и определения угловых координат точек измерения деформации $\Delta\gamma$, угловые координаты трех точек измерения деформаций γ_1 , γ_2 и γ_3 . Проведем расчеты погрешностей определения продольных механических напряжений $\Delta\sigma(\gamma)$ с использованием соотношения (2.14). Найдем минимальные $\Delta\sigma_{min}$ и максимальные $\Delta\sigma_{max}$ значения погрешности определения продольных механических напряжений. При расчетах будем использовать значения $D = 1420$ мм, $\Delta\varepsilon = 0,002\%$, $\Delta\gamma = 2^\circ$. Зависимости $\Delta\sigma(\gamma)$ для трех вариантов значений ε_0 , ρ и γ_0 и трех вариантов конфигурации датчиков (которая определяется значениями γ_1 , γ_2 и γ_3)

представлены на рисунках 2.21-2.23. Результаты расчета значений $\Delta\sigma_{\min}$ и $\Delta\sigma_{\max}$ представлены в таблице 2.5.

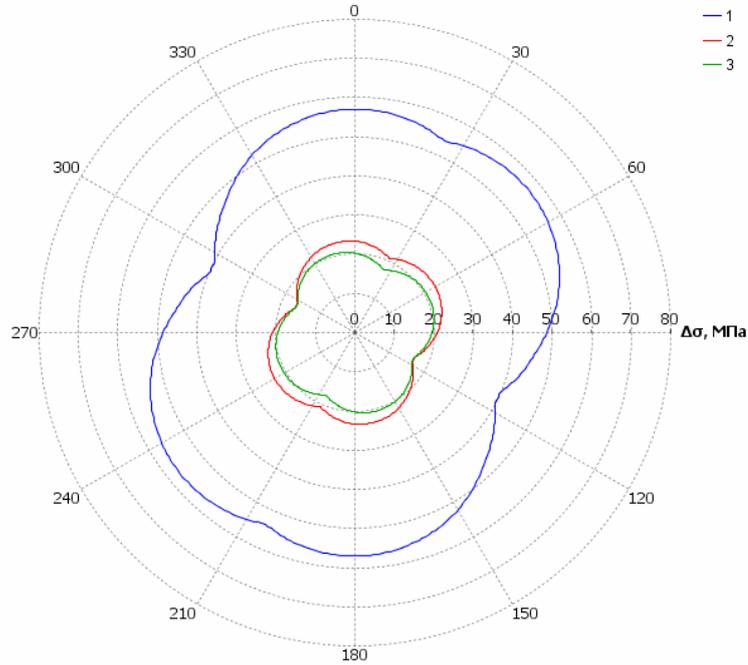


Рисунок 2.21 – Зависимости $\Delta\sigma(\gamma)$ при $\varepsilon_0 = 0,01\%$, $\rho = 1,00$ км, $\gamma_0 = 25^\circ$: $\gamma_1 = -60^\circ$, $\gamma_2 = 0^\circ$, $\gamma_3 = 60^\circ$ (1); $\gamma_1 = -90^\circ$, $\gamma_2 = 0^\circ$, $\gamma_3 = 90^\circ$ (2); $\gamma_1 = -120^\circ$, $\gamma_2 = 0^\circ$, $\gamma_3 = 120^\circ$ (3)

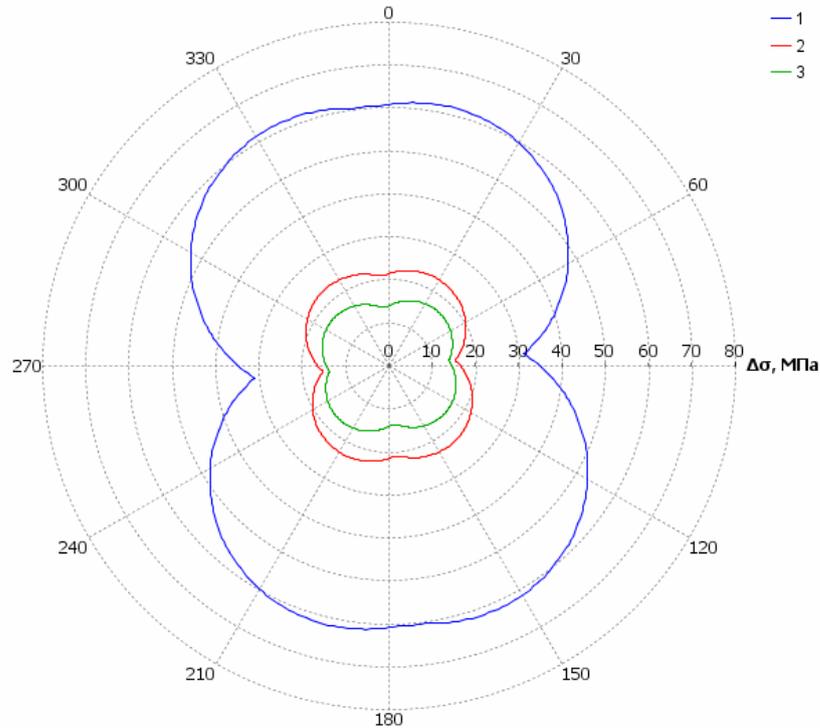


Рисунок 2.22 – Зависимости $\Delta\sigma(\gamma)$ при $\varepsilon_0 = 0,02\%$, $\rho = 2,00$ км, $\gamma_0 = 85^\circ$: $\gamma_1 = -60^\circ$, $\gamma_2 = 0^\circ$, $\gamma_3 = 60^\circ$ (1); $\gamma_1 = -90^\circ$, $\gamma_2 = 0^\circ$, $\gamma_3 = 90^\circ$ (2); $\gamma_1 = -120^\circ$, $\gamma_2 = 0^\circ$, $\gamma_3 = 120^\circ$ (3)

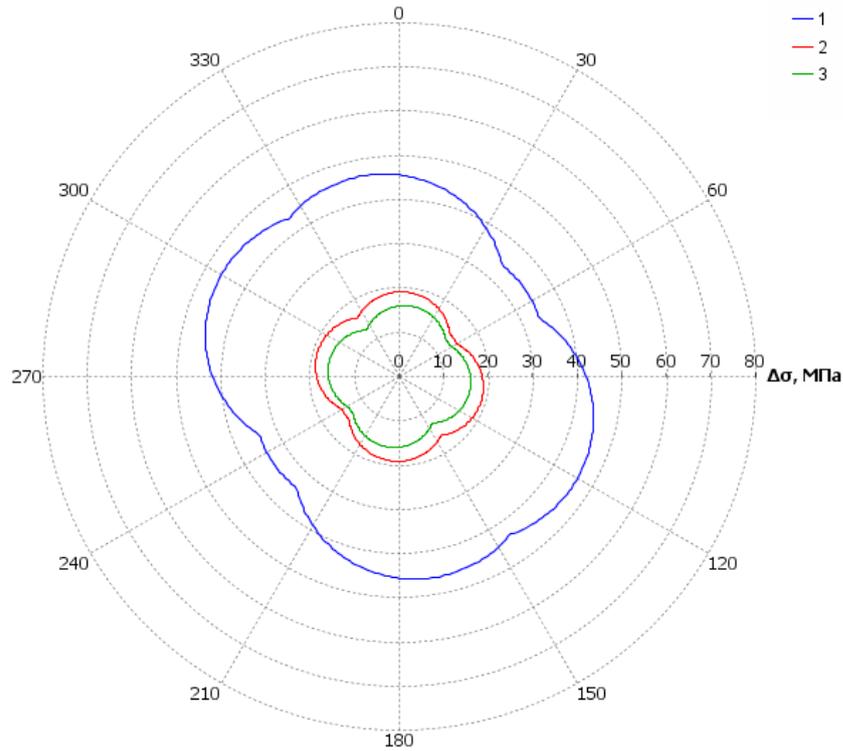


Рисунок 2.23 – Зависимости $\Delta\sigma(\gamma)$ при $\varepsilon_0 = 0,03\%$, $\rho = 3,00$ км, $\gamma_0 = 145^\circ$: $\gamma_1 = -60^\circ$, $\gamma_2 = 0$, $\gamma_3 = 60^\circ$ (1); $\gamma_1 = -90^\circ$, $\gamma_2 = 0$, $\gamma_3 = 90^\circ$ (2); $\gamma_1 = -120^\circ$, $\gamma_2 = 0$, $\gamma_3 = 120^\circ$ (3)

Анализ результатов расчетов, представленных на рисунках 2.21 – 2.23 и в таблице 2.5, показывает, что имеет место влияние конфигурации датчиков на величину погрешности определения напряжений. При этом величина изменения погрешности $\Delta\sigma$ при изменении конфигурации датчиков зависит от угловой координаты γ и от набора параметров ε_0 , ρ и γ_0 , характеризующих деформацию трубопровода. Например, при $\gamma_1 = -90^\circ$, $\gamma_2 = 0$, $\gamma_3 = 90^\circ$ и $\gamma_1 = -120^\circ$, $\gamma_2 = 0$, $\gamma_3 = 120^\circ$ $\Delta\sigma_{\max}$ для первого набора параметров ($\varepsilon_0 = 0,01\%$, $\rho = 1,00$ км, $\gamma_0 = 25^\circ$) больше, чем $\Delta\sigma_{\max}$ для второго набора параметров ($\varepsilon_0 = 0,02\%$, $\rho = 2,00$ км, $\gamma_0 = 85^\circ$), а $\Delta\sigma_{\max}$ для второго набора параметров больше, чем $\Delta\sigma_{\max}$ для третьего набора параметров ($\varepsilon_0 = 0,03\%$, $\rho = 3,00$ км, $\gamma_0 = 145^\circ$). При $\gamma_1 = -60^\circ$, $\gamma_2 = 0$, $\gamma_3 = 60^\circ$ $\Delta\sigma_{\max}$ для второго набора параметров больше, чем $\Delta\sigma_{\max}$ для первого набора параметров (таблица 2.5). Из трех рассмотренных вариантов конфигурации датчиков наименьшая величина погрешности определения напряжений (при рассмотренных наборах параметров) обеспечивается при конфигурации $\gamma_1 = -120^\circ$, $\gamma_2 = 0$, $\gamma_3 = 120^\circ$.

Таблица 2.5 – Результаты расчета $\Delta\sigma_{min}$ и $\Delta\sigma_{max}$ при $D = 1420$ мм, $\Delta\varepsilon = 0,002\%$, $\Delta\gamma = 2^\circ$ для трех вариантов значений ε_0 , ρ и γ_0 и конфигурации датчиков

$\varepsilon_0, \%$	$\rho, \text{ км}$	$\gamma_0, ^\circ$	$\Delta\sigma_{min}, \text{ МПа}$	$\Delta\sigma_{max}, \text{ МПа}$
$\gamma_1 = -60^\circ, \gamma_2 = 0, \gamma_3 = 60^\circ$				
0,01	1,00	25	39,8	57,1
0,02	2,00	85	31,3	61,9
0,03	3,00	145	34,1	46,2
$\gamma_1 = -90^\circ, \gamma_2 = 0, \gamma_3 = 90^\circ$				
0,01	1,00	25	16,4	23,5
$\varepsilon_0, \%$	$\rho, \text{ км}$	$\gamma_0, ^\circ$	$\Delta\sigma_{min}, \text{ МПа}$	$\Delta\sigma_{max}, \text{ МПа}$
0,02	2,00	85	15,3	23,2
0,03	3,00	145	14,9	19,2
$\gamma_1 = -120^\circ, \gamma_2 = 0, \gamma_3 = 120^\circ$				
0,01	1,00	25	16,3	20,8
0,02	2,00	85	13,8	16,9
0,03	3,00	145	12,9	16,1

Приведенные примеры расчета подтверждают возможность использования предложенного способа расчета погрешностей измерения продольных механических напряжений в поперечном сечении трубопровода для определения и обоснования наиболее информативной конфигурации волоконно-оптических датчиков деформации в рамках систем контроля НДС подземных трубопроводов. Для определения и обоснования наиболее информативной конфигурации датчиков планируется проведение систематического исследования влияния конфигурации датчиков и параметров, характеризующих деформацию трубопровода, на величину погрешности измерения продольных механических напряжений.

Выводы по главе 2

1. Показано, что для расчета продольных механических напряжений в произвольной точке поперечного сечения трубопровода необходимо и достаточно

информации о продольной деформации в трех точках измерения. Следовательно, в состав системы мониторинга НДС трубопровода должны входить три волоконно-оптических датчика.

2. Предложен универсальный способ 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).

3. Разработано программное обеспечение 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.

4. Приведены примеры расчета продольных механических напряжений в поперечном сечении трубопровода на основании известных значений деформации в трех точках. Например, при угловых координатах точек измерения $\gamma_1 = -120^\circ$, $\gamma_2 = 0$, $\gamma_3 = 120^\circ$ и значениях деформации в этих точках $\varepsilon_1 = 0,0507\%$, $\varepsilon_2 = 0,0400\%$, $\varepsilon_3 = -0,0607\%$ (соответствующие значения напряжений $\sigma_1 = 101$ МПа, $\sigma_2 = 80$ МПа, $\sigma_3 = -121$ МПа) максимальное и минимальное напряжения в сечении составляют $\sigma_{max} = 162$ МПа и $\sigma_{min} = -122$ МПа. В данном случае максимальное напряжение в сечении σ_{max} превышает максимальное напряжение в точках измерения σ_1 на 61 МПа (на 60%).

5. Предложен способ расчета погрешностей измерения продольных механических напряжений в заданной точке поперечного сечения трубопровода с использованием волоконно-оптических систем контроля НДС трубопровода при заданных погрешностях измерения деформации и погрешностях определения угловых координат точек измерения деформации.

6. Исследованы закономерности распределения погрешностей измерения продольных механических напряжений в поперечном сечении трубопровода. Установлено, что погрешность измерения напряжений $\Delta\sigma$ зависит от угловой координаты γ , причем зависимость $\Delta\sigma(\gamma)$ симметрична относительно линии, на ко-

торой напряжения, связанные с изгибом, равны нулю, а также относительно прямой, перпендикулярной к указанной линии.

7. Проведено исследование влияния параметров, характеризующих деформацию трубопровода (продольная деформация, связанная с растяжением (сжатием) ε_0 , радиус изгиба трубопровода ρ , угловая координата линии, на которой напряжения, связанные с изгибом, равны нулю γ_0 , наружный диаметр трубопровода D), на величину $\Delta\sigma$. Установлено, что значение ε_0 не влияет на погрешности измерения напряжений. Показано, что зависимость $\Delta\sigma(\rho)$ имеет немонотонный характер. При увеличении ρ погрешность $\Delta\sigma$ сначала уменьшается, а затем увеличивается. Изменение γ_0 приводит к изменению угловых координат точек, в которых имеют место максимальные и минимальные значения погрешностей определения напряжений. При уменьшении D наблюдается уменьшение $\Delta\sigma$.

8. Выполнена количественная оценка влияния погрешностей измерения деформации $\Delta\varepsilon$ и погрешностей определения угловых координат точек измерения деформации $\Delta\gamma$ на величину $\Delta\sigma$. Для оценки использован набор параметров ε_0 , ρ , γ_0 и D , при котором продольные механические напряжения в сечении трубопровода σ изменяются от -102 МПа до 182 МПа (в зависимости от угловой координаты γ). При $\Delta\varepsilon = 0,002\%$ и $\Delta\gamma = 2^\circ$ максимальное значение $\Delta\sigma$ не превышает 21 МПа. При $\Delta\varepsilon = 0,010\%$ и $\Delta\gamma = 10^\circ$ максимальное значение $\Delta\sigma$ повышается до 135 МПа.

9. Приведены примеры расчета погрешностей $\Delta\sigma$ при нескольких вариантах конфигурации датчиков деформации. При одном и том же наборе параметров ε_0 , ρ , γ_0 , D , $\Delta\varepsilon$, $\Delta\gamma$ максимальное значение $\Delta\sigma$ возрастает от 17 МПа до 62 МПа при уменьшении углового расстояния между датчиками от 120° до 60° . Показано, что предложенный способ расчета погрешностей измерения продольных механических напряжений может быть использован для выбора и обоснования наиболее информативной конфигурации волоконно-оптических датчиков деформации в рамках систем контроля НДС подземных трубопроводов.

3 ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ СДВИГА ЧАСТОТЫ ОПТИЧЕСКОГО СИГНАЛА ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ НАПРЯЖЕНИЙ НА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОМ СТЕНДЕ

3.1 Конструкция стенда для моделирования сложно напряженного состояния

Как отмечалось в предыдущих разделах в эксплуатационных условиях под действием любых нагрузок в поперечном сечении трубы возникают два вида: продольно осевые и изгибные напряжения. В связи с этим существует необходимость разработки стенда, позволяющего моделировать сложное НДС, на котором можно выполнять тарировку различных методов неразрушающего контроля. На таком стенде должны испытываться реальные трубы на изгиб, влияние внутреннего давления, а также их совместном действии[44].

Для измерения продольных деформаций и оценки НДС были проведены испытания на стенде, который представляет собой трубу $D_n=219$ мм толщиной стенки 5 мм, с параметрами $\sigma_T=250$ МПа, $\sigma_B=410$ МПа. Труба уложена на бетонные блоки и закреплена хомутами, длина пролета трубы составляет 10 м. С обоих концов трубы приварены днища, на трубе выведены два патрубка для подключения насоса. Место проведения испытаний: производственная база АО «Гипрогазцентр» поселок Большая Ельня. Общий вид стенда представлен на рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 – Общий вид испытательного стенда

Стенд разработан таким способом, чтобы иметь максимальное приближение к реальным газопроводам. Соотношение толщины стенки и радиуса стенда позволяет оценивать его как тонкостенную цилиндрическую оболочку, как и трубы, на реальных объектах, для которых выполняется соотношение:

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

где h – толщина стенки;

R – радиус трубы.

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

Материал стенок трубы можно считать условно находящимся в плоском напряженном состоянии, так как радиальные напряжения будут пренебрежимо малы по сравнению с другими компонентами. На основании этого, треть компонента главных деформаций в данном случае можно считать равной 0.

При этом малый радиус трубы позволяет ей работать как балке, что дает возможность гнуть ее без локальных деформаций. Сталь, из которой изготовлена труба имеет феррито-перлитную структуру, как и применяемые трубы для сооружения магистральных трубопроводов и трубных обвязок компрессорных станций и крановых узлов.

Уникальность испытательного стенда заключается:

- в максимальном приближении к реальному объекту;
- в возможности создавать изгиб с использованием домкрата и внутреннее давление с помощью ручного насоса;
- в возможности дополнительного контроля изгиба лазерной линейкой, внутреннего давления – манометром.

3.2 Выбор приборов и оборудования

При использовании волоконно-оптических систем на внешней поверхности трубопровода закрепляются три датчика, позволяющих выполнять измерения

продольной деформации в нескольких точках поперечного сечения трубопровода. Как показано в предыдущем разделе, на основании результатов полученных измерений могут быть рассчитаны продольные деформации и механические напряжения в остальных точках сечения, а также их максимальные и минимальные значения в этом сечении.

Для выполнения измерений на стенд необходимо было смонтировать волоконно-оптические датчики в разной часовой ориентации. Такое расположения датчиков необходимо для определения напряжений в общем виде (при произвольной угловой ориентации).

На испытательном стенде были установлены три волоконно-оптических кабеля типа 1: кабель 1 располагался вдоль образующей стенда с угловой ориентацией 4 часа; кабель 2 – 12 часов; кабель 3 – 8 часов. Расположение кабелей 1 – 3 на развертке боковой поверхности стенда представлено на рисунке 3.2. Все кабели на стенде были смонтированы непосредственно на металл трубы. Участок 2 кабеля 3 длиной 2 м не был прикреплен к поверхности стенда (штриховой участок кабеля 3 на рисунке 3.2).

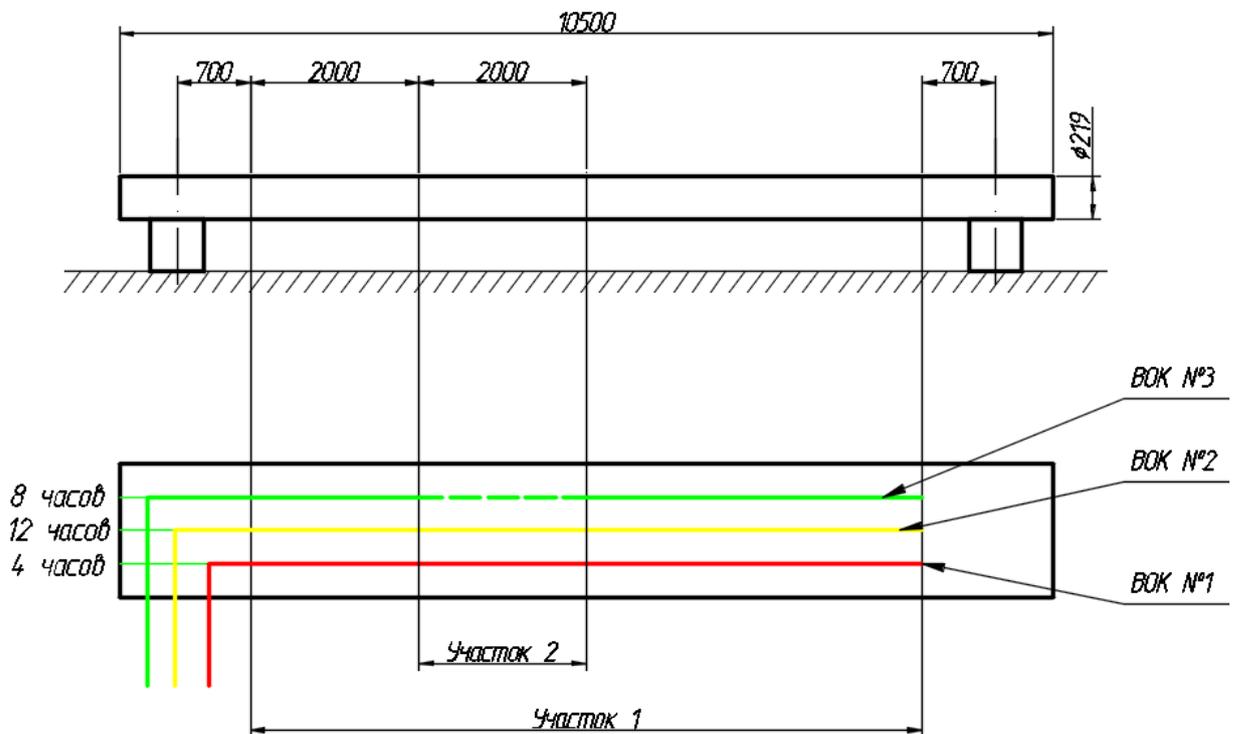


Рисунок 3.2 – Расположение волоконно-оптических датчиков на испытательном стенде

Для выполнения измерения требуется следующая оснастка:

- волоконно-оптический кабель;
- анализатор Бриллюэновского рассеивания;
- ручной опрессовочный насос;
- домкрат гидравлический.

Волоконно-оптический кабель – это кабельное изделие, содержащее одно или несколько оптических волокон, объединенных в единую конструкцию, обеспечивающую их работоспособность в заданных условиях эксплуатации [17,88].

В качестве датчика был использован следующий тип волоконно-оптического кабеля, представленный на рисунке 3.3. Опытный образец кабеля ОКЛс (конструкция с круглой металлической трубкой и жестко фиксированным волокном в квадратном буферном покрытии).



Рисунок 3.3 – Поперечное сечение кабеля ОКЛс

Технических характеристик кабеля представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики волоконно-оптического кабеля

Характеристика		Значение
Количество волокон		1
Диаметр кабеля, мм		2,5 ± 0,1
Размеры кабеля, мм		–
Материал наружной оболочки		Полиэтилен высокой плотности
Силовой элемент		Трубка из нержавеющей стали
Диаметр силового элемента, мм		1,5
Минимальный радиус изгиба, мм	при эксплуатации	70
	при инсталляции	50

Окончание таблицы 3.1

Характеристика		Значение
Типовое затухание, дБ/км	при 1310 нм	$\leq 0,36$
	при 1550 нм	$\leq 0,22$
Максимальная нагрузка при растяжении, Н	отн. удл. волокна 0,25%	270
	отн. удл. волокна 0,35%	350
	отн. удл. волокна 0,50%	450
Максимальная нагрузка при сжатии, Н/100 мм		500

Для измерения деформаций использовался опытный образец портативного (в полевом исполнении) анализатора Бриллюэновского рассеяния производства компании «ViaviSolution». В основе анализатора лежит модульная расширяемая платформа для определения различных параметров волоконно-оптических систем [78]. Основные технические характеристики анализатора, заявленные производителем и полученные при использовании в качестве измерительного элемента оптического волокна без оболочки и силовых элементов, представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Технические характеристики анализатора Бриллюэновского рассеяния

Характеристика	Значение
Диапазон измерений, км	до 100
Пространственное разрешение при расстоянии до 10 км, м	1
Пространственное разрешение при расстоянии до 50 км, м	10
Диапазон измерения температуры, °С	-200 ÷ +700
Повторяемость измерений температуры, °С	± 0.5
Диапазон измерения деформации, $\mu\epsilon$	-30 000 ÷ +40 000
Повторяемость измерений деформации, $\mu\epsilon$	± 10

Окончание таблицы 3.2

Характеристика	Значение
Повторяемость измерений температуры в режиме одновременных измерений деформации и температуры, °С	± 1
Повторяемость измерений деформации в режиме одновременных измерений деформации и температуры, мс	± 25

Анализатор Бриллюэновского рассеяния производит измерения на основе анализа обратного светового рассеяния в волоконно-оптическом кабеле, которое имеет несколько составляющих:

- Рэлеевское рассеяние, с длиной волны аналогичной, используемой в лазерном источнике;
- Стоксовы компоненты Рамановского рассеяния с частотой меньшей, чем у используемого лазерного источника;
- Антистоксовы компоненты Рамановского рассеяния с частотой большей, чем у используемого лазерного источника;
- Бриллюэновские линии, которые более интенсивны чем Стоксовы, но имеют меньший спектральный сдвиг.

Спектр рассеянного в волокне света приведен на рисунке 1.15.

При проведении измерений анализатор последовательно подключался к датчикам, смонтированным на испытательных стендах. Схема подключения приведена на рисунке 3.4.

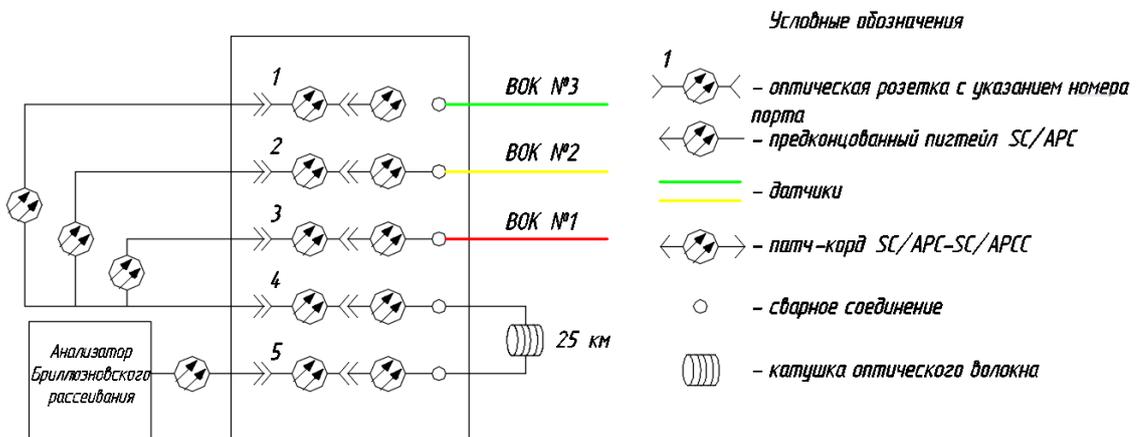


Рисунок 3.4 – Схема подключения

3.3 Разработка порядка проведения испытания

Работы подготовительного периода включают в себя следующие этапы:

- определение горизонтали трубы относительно блоков и НДС исходного стенда: на каждом блоке просверлить отверстия, в которые забивать дюбели и закрутить шурупы, а между шурупами натянуть леску для обозначения горизонтали трубы;
- наклейка волоконно-оптических датчиков: волоконно-оптический кабель, служащий индикатором растягивающих и сжимающих напряжений, наклеить вдоль оси трубы (рисунок 3.2).

Порядок монтажа волоконно-оптического кабеля на испытательном стенде «Ду 200»:

1. Выполнить монтаж ВОК №1 на стенде по направлению образующей «4 часа» на участке «1». Завершить этап монтажа ВОК №1.
2. Выполнить монтаж ВОК №3 на стенде по направлению образующей «8 часов» на участке «1». Монтаж на участке «2» не производить. Завершить этап монтажа ВОК №3.
3. Выполнить монтаж ВОК №3 на стенде по направлению образующей «8 часов» на участке «1». Монтаж на участке «2» не производить. Завершить этап монтажа ВОК №3.
4. Зафиксировать температуру окружающего воздуха и поверхности трубы.

Следует отметить, что при проведении испытания натяжение кабеля составляло 50 Н, а измерения температуры выполнялись после полного высыхания монтажного клея (через 2 часа).

Точность данных полученных от системы оптических датчиков зависит от качества закрепления датчиков и их выводов на измерительный объект, промежуточных устройств и соединительных элементов. Так как база чувствительного элемента мала, требуется осторожность при проведении работ.

Последовательность расстановки оборудования:

1. Подвести домкрат и оснастку под сечение «А» трубы «Ду200». Установить динамометр. Выбрать зазор.
2. Присоединить насос опрессовочный к патрубку трубы «Ду200».
3. Подключить волоконно-оптическое оборудование.

3.4 Шаги нагружения модели трубопровода

Для получения зависимости частоты сигнала от продольных напряжений в стенке трубы, необходимо произвести испытание на стенде при различных шагах нагрузки. Параметры шагов нагружения представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Параметры нагружения стенда «Ду200»

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	70	0
Примечание + –внутренняя полость стенда заполнена водой								

Шаги нагружения можно разделить на три группы:

1. Исследования с изгибом.
2. Исследования с избыточным давлением (третий и пятый шаг).
3. Исследования с созданием двухосного НДС (напряжения от изгиба и напряжения от давления).

Следует отметить, что труба закреплена в опорах. Нагружение в первом и втором шаге труба получала от распределенной нагрузки возникающей от собственного веса и веса металла трубы, на седьмом и восьмом шагах к распределенной нагрузке добавлялось нагружение с помощью домкрата и фиксировалась величина перемещения штока домкрата.

3.5 Проведение эксперимента

Последовательность выполнения измерений на стенде «Ду200»:

1. Проверить подключение волоконно-оптического оборудования.
2. Зафиксировать в журнале температуру окружающего воздуха и поверхности трубы.
3. Зафиксировать высоту подъема трубы.
4. Шаг нагрузки № 1. Зафиксировать частоту рассеяния светового сигнала ВОК №1, ВОК №2, ВОК №3
5. Шаг нагрузки № 2. Заполнить полость трубы «Ду 200» водой.
6. Зафиксировать в журнале температуру поверхности трубы.
7. Зафиксировать частоту рассеяния светового сигнала ВОК №1, ВОК №2, ВОК №3.
8. Шаг нагрузки № 3. Нагрузить полость трубы «Ду200» давлением 2,5 МПа.
9. Зафиксировать частоту рассеяния светового сигнала ВОК №1, ВОК №2, ВОК №3.
10. Шаг нагрузки № 4. Нагрузить полость трубы «Ду200» давлением 5 МПа.
11. Зафиксировать частоту рассеяния светового сигнала ВОК №1, ВОК №2, ВОК №3.
12. Шаг нагрузки № 5. С помощью домкрата обеспечить подъем трубы на 35 мм.
13. Зафиксировать частоту рассеяния светового сигнала ВОК №1, ВОК №2, ВОК №3.
14. Шаг нагрузки № 6. С помощью домкрата обеспечить подъем трубы на 70 мм.
15. Зафиксировать частоту рассеяния светового сигнала ВОК №1, ВОК №2, ВОК №3.
16. Шаг нагрузки № 7. Снять давление в полости трубы «Ду200».

17. Зафиксировать частоту рассеяния светового сигнала ВОК №1, ВОК №2, ВОК №3.
18. Шаг нагрузки № 8. Ослабить домкрат «ДЗ» до нулевого усилия.
19. Зафиксировать частоту рассеяния светового сигнала ВОК №1, ВОК №2, ВОК №3.
20. Отключение волоконно-оптического оборудования. Завершение эксперимента на стенде «Ду200».

3.6 Результаты исследований

В результате проведенных испытаний на модели трубопровода, были получены зависимости изменения частоты сигнала от координаты ($\Delta f=f(x)$). В итоге было получено 24 тенденции изменения контролируемого параметра. Каждый график, приведенный на рисунке 3.5, соответствует определенному шагу нагружения и номеру оптического датчика.

Величина продольных напряжений, связанных с растяжением (сжатием), одинакова для всех точек поперечного сечения трубопровода. Величина продольных напряжений, связанных с изгибом, зависит от положения рассматриваемой точки поперечного сечения трубопровода [47,98].

$$\sigma = \sigma_0 + \sigma_{\text{изг}}. \quad (3.2)$$

Постоянные продольные напряжения σ_0 будут возникать от избыточного давления жидкости в испытуемом стенде. Зависимость напряжений от давления выглядит следующим образом:

$$\sigma_0 = \mu \frac{P(D - 2\delta)}{2\delta}, \quad (3.3)$$

- где μ – коэффициент Пуассона;
 P – давление жидкости в трубопроводе;
 D – наружный диаметр трубопровода;
 δ – толщина стенки трубопровода.

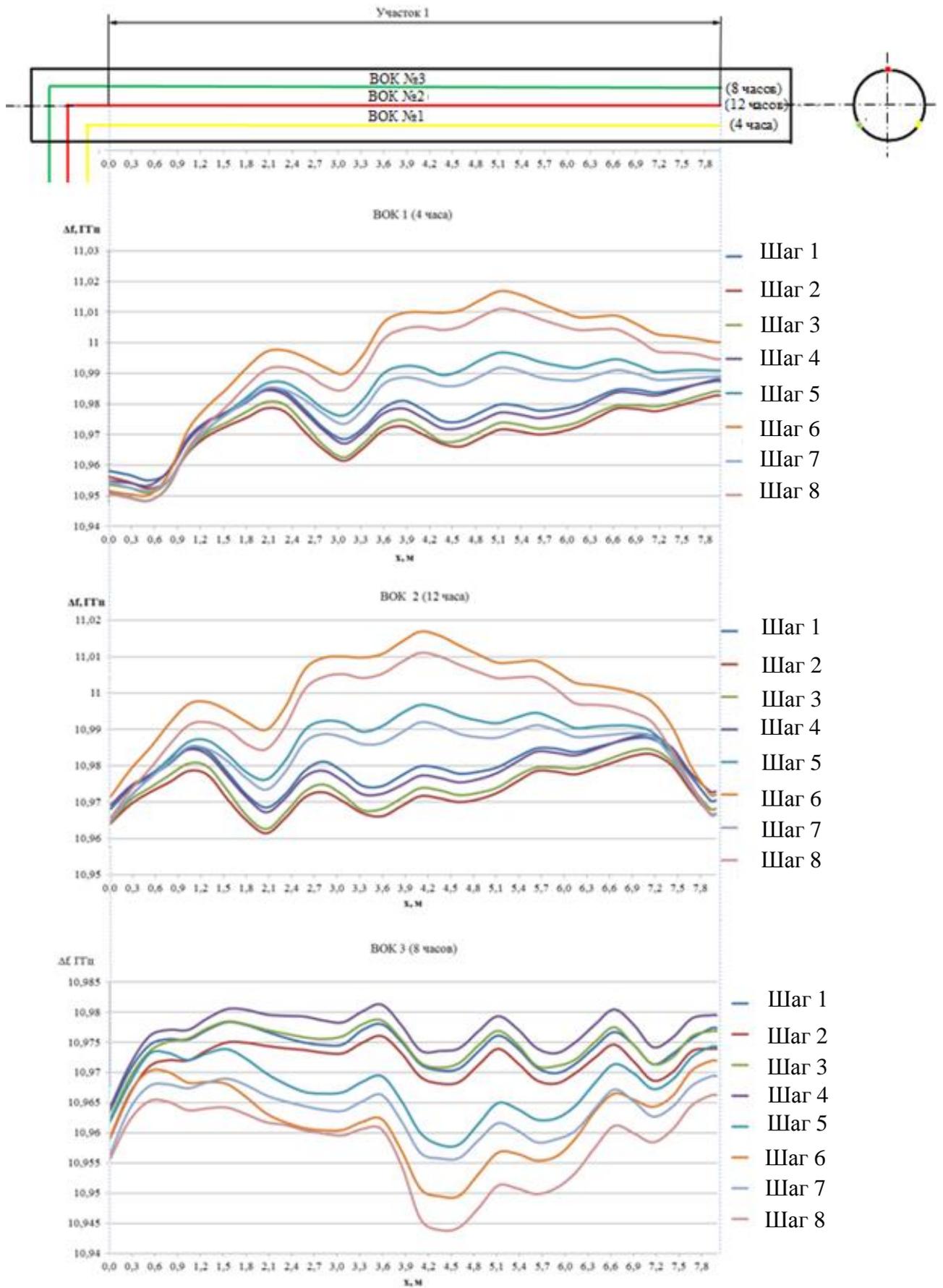


Рисунок 3.5 – Графики изменения частоты светового сигнала на участке 1

Для нахождения второй составляющей формулы (3.2) воспользуемся следующим выражением:

$$\sigma_{\text{пр}M_i} = \frac{M_{X_i}}{W_X}, \quad (3.4)$$

где M_X – изгибающий момент;

W_X – момент сопротивления.

Момент сопротивления для трубы рассчитывается по следующей формуле:

$$W_X = \frac{\pi D^3}{32} \left(1 - \left(\frac{D - 2\delta}{D} \right)^4 \right), \quad (3.5)$$

Расчет изгибающих моментов производится в балочном приближении с граничными условиями, соответствующими шарнирному опиранию (рисунок 3.6).

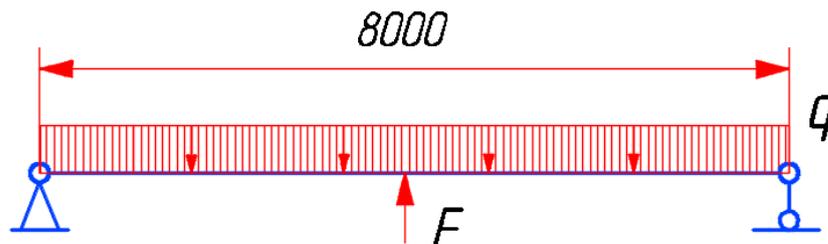


Рисунок 3.6 – Участок 1 испытательного стенда

Постоянная интенсивность распределенной нагрузки q , действующая в вертикальной плоскости, при учете собственного веса трубы, определяется соотношением (3.6), а при учете собственного веса воды – соотношением (3.7):

$$q_{\text{ст}} = \rho_{\text{ст}} \cdot \pi \cdot g \frac{D^2 - (D - 2\delta)^2}{4}, \quad (3.6)$$

$$q_{\text{в}} = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot \rho_{\text{в}} \cdot g}{4}, \quad (3.7)$$

где $\rho_{\text{ст}}$ – плотность стали;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность воды;

g – ускорение свободного падения;

Домкрат создаваемый силу F можно найти из соотношения:

$$\frac{Fl^3}{48EI_x} = L, \quad (3.8)$$

где F – развиваемая усилие домкрата;

l – длина трубы между опорами;

I_x – осевой момент инерции;

L – вылет штока домкрата.

Преобразовав данное выражение получим:

$$F = \frac{48 \cdot E \cdot I_x \cdot L}{l^3}. \quad (3.9)$$

$$I_x = \frac{\pi D^4}{64} \left(1 - \left(\frac{D - 2\delta}{D} \right)^4 \right) \quad (3.10)$$

3.8 Расчет напряжений в стенке модели

В данном пункте будет подробно разобран расчет величины продольных напряжений в стенке трубы в 33 контрольных точках (рисунок 3.7), расположенных на 4 часа (датчик 1).



Рисунок 3.7 – Расположение контрольных точек на стенде «Ду200»

Из условий первого шага, стенки трубы испытывают распределенную нагрузку от собственного веса. Для определения напряжений необходимо рассчитать изгибающие моменты.

Определим опорные реакции из уравнения равновесия:

$$\sum M_A = 0 \longrightarrow 8 \cdot 4 \cdot q_{cm} - R_B \cdot 8 = 0;$$

$$R_B = 4 \cdot q_{cm} = 4 \cdot 259 = 1036 \text{ (Н)};$$

$$R_B = R_A = 1036 \text{ (Н)}.$$

Определим M_x методом сечений и построения эпюр. Из уравнения равновесия отсеченных частей балки находим:

$$M_x = R_A \cdot x - q \cdot x \cdot \frac{x}{2}. \quad (3.11)$$

Используя выражения (1.1), (2.3), (3.4), (3.9) определим изгибающие моменты, напряжения изгиба в точках 6 и 4 ч, а также суммарные продольные напряжения в точках, расположенных на 4 ч. Результаты расчетов на первом и втором шагах нагружения сведены в таблицу 3.4. Во время второго шага нагружения, трубную секцию заполняли водой для дальнейшей опрессовки, следовательно, в стенках трубы возникает напряжения схожие по природе, что и в первом шаге.

На третьем и четвертом шаге, труба подвергалась нагружению от распределенной нагрузки и внутреннего давления. Давление создавалось при помощи ручного насоса. Давление внутри экспериментальной модели фиксируется при помощи манометра.

Таблица 3.4 – Результаты расчета для первого и второго шага нагружения

x, м	Шаг нагрузки № 1				Шаг нагрузки № 2			
	M_x , Н·м	$\sigma_{прM_i}$ В т. 12 ч, МПа	$\sigma_{прM_i}$ В т. 4 ч, МПа	σ , МПа	M_x , Н·м	$\sigma_{прM_i}$ В т. 12 ч, МПа	$\sigma_{прM_i}$ В т. 4 ч, МПа	σ , МПа
0	0	0	0	0	0	0	0	0
0,3	299,1	1,7	0,9	0,9	725,3	4,1	2,1	2,1
0,5	485,6	2,8	1,4	1,4	1177,5	6,7	3,4	3,4
0,8	745,9	4,2	2,1	2,1	1808,6	10,3	5,1	5,1
1,0	906,5	5,2	2,6	2,6	2198,0	12,5	6,3	6,3
1,3	1127,9	6,4	3,2	3,2	2734,9	15,6	7,8	7,8
1,6	1326,1	7,5	3,8	3,8	3215,4	18,3	9,1	9,1
1,8	1445,2	8,2	4,1	4,1	3504,2	19,9	10,0	10,0

Окончание таблицы 3.4

На третьем и четвертом шаге, труба подвергалась нагружению от распределенной нагрузки и внутреннего давления. Давление создавалось при помощи ручного насоса. Давление внутри экспериментальной модели фиксируется при помощи манометра.

Продольные напряжения от внутреннего давления определяются по формуле (3.3):

$$\sigma_0 = 0,5 \cdot \frac{2,5 \cdot (0,219 - 2 \cdot 0,005)}{2 \cdot 0,005} = 26,125 \text{ (МПа)};$$

$$\sigma_0 = 0,5 \cdot \frac{5 \cdot (0,219 - 2 \cdot 0,005)}{2 \cdot 0,005} = 52,25 \text{ (МПа)}.$$

Результаты расчетов для третьего и четвертого шага нагружения приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета для третьего и четвертого шага нагружения

x, м	Шаг нагрузки № 3				Шаг нагрузки № 4			
	M_x , Н·м	$\sigma_{прM_i}$, В т. 12 ч, МПа	$\sigma_{прM_i}$, В т. 4 ч, МПа	σ , МПа	M_x , Н·м	$\sigma_{прM_i}$, В т. 12 ч, МПа	$\sigma_{прM_i}$, В т. 4 ч, МПа	σ , МПа
0	0	0	0	26,1	0	0	0	52,3
0,3	725,3	4,1	2,1	28,2	725,3	4,1	2,1	54,3
0,5	1177,5	6,7	3,4	29,5	1177,5	6,7	3,4	55,6
0,8	1808,6	10,3	5,1	31,3	1808,6	10,3	5,1	57,4
1,0	2198,0	12,5	6,3	32,4	2198,0	12,5	6,3	58,5
1,3	2734,9	15,6	7,8	33,9	2734,9	15,6	7,8	60,0
1,6	3215,4	18,3	9,1	35,3	3215,4	18,3	9,1	61,4
1,8	3504,2	19,9	10,0	36,1	3504,2	19,9	10,0	62,2
2,1	3890,5	22,1	11,1	37,2	3890,5	22,1	11,1	63,3
2,3	4116,5	23,4	11,7	37,8	4116,5	23,4	11,7	64,0
2,6	4408,6	25,1	12,5	38,7	4408,6	25,1	12,5	64,8
2,8	4571,8	26,0	13,0	39,1	4571,8	26,0	13,0	65,3

Окончание таблицы 3.5

x, м	Шаг нагрузки № 3				Шаг нагрузки № 4			
	$M_x, \text{Н}\cdot\text{м}$	$\sigma_{\text{пр}M_i, \text{В}}$ т. 12 ч, МПа	$\sigma_{\text{пр}M_i, \text{В}}$ т. 4 ч, МПа	$\sigma, \text{МПа}$	$M_x, \text{Н}\cdot\text{м}$	$\sigma_{\text{пр}M_i, \text{В}}$ т. 12 ч, МПа	$\sigma_{\text{пр}M_i, \text{В}}$ т. 4 ч, МПа	$\sigma, \text{МПа}$
3,1	4769,7	27,1	13,6	39,7	4769,7	27,1	13,6	65,8
3,3	4870,1	27,7	13,9	40,0	4870,1	27,7	13,9	66,1
3,6	4973,8	28,3	14,2	40,3	4973,8	28,3	14,2	66,4
3,8	5011,4	28,5	14,3	40,4	5011,4	28,5	14,3	66,5
4,1	5020,9	28,6	14,3	40,4	5020,9	28,6	14,3	66,5
4,4	4973,8	28,3	14,2	40,3	4973,8	28,3	14,2	66,4
4,6	4911,0	27,9	14,0	40,1	4911,0	27,9	14,0	66,2
4,9	4769,7	27,1	13,6	39,7	4769,7	27,1	13,6	65,8
5,1	4644,1	26,4	13,2	39,3	4644,1	26,4	13,2	65,5
5,4	4408,6	25,1	12,5	38,7	4408,6	25,1	12,5	64,8
5,6	4220,2	24,0	12,0	38,1	4220,2	24,0	12,0	64,3
5,9	3890,5	22,1	11,1	37,2	3890,5	22,1	11,1	63,3
6,1	3639,3	20,7	10,4	36,5	3639,3	20,7	10,4	62,6
6,4	3215,4	18,3	9,1	35,3	3215,4	18,3	9,1	61,4
6,7	2734,9	15,6	7,8	33,9	2734,9	15,6	7,8	60,0
6,9	2383,3	13,6	6,8	32,9	2383,3	13,6	6,8	59,0
7,2	1808,6	10,3	5,1	31,3	1808,6	10,3	5,1	57,4
7,4	1394,2	7,9	4,0	30,1	1394,2	7,9	4,0	56,2
7,7	725,3	4,1	2,1	28,2	725,3	4,1	2,1	54,3
7,9	248,1	1,4	0,7	26,8	248,1	1,4	0,7	53,0
8,0	0	0	0	26,1	0	0	0	52,3

Из условий проведения пятого и шестого этапа, модель трубопровода испытывает дополнительную нагрузку, создаваемую домкратом. При этом следует отметить что усилие от домкрата, в точке 4 ч будет в два раза меньше. Развиваемое

усилие домкрата при поднятии штока на 35 мм и 70 мм можно рассчитать по формуле (3.8):

$$(l = 35 \text{ мм}): F = \frac{48 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 0,035}{2 \cdot 8^3} = 6630 \text{ (Н)};$$

$$(l = 70 \text{ мм}): F = \frac{48 \cdot 2,1 \cdot 10^{11} \cdot 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 0,07}{2 \cdot 8^3} = 13260 \text{ (Н)}.$$

Для определения реакции опор составим уравнения суммы моментов относительно опор:

а) для пятого шага нагружения:

$$-F \cdot 4 + q \cdot 8 \cdot 4 + 8 \cdot R_B = 0;$$

$$R_B = \frac{F \cdot 4 - q \cdot 8 \cdot 4}{8} = \frac{6643 \cdot 4 - 595,4 \cdot 8 \cdot 4}{8} = 938,3 \text{ (Н)};$$

$$R_A = R_B = 938,3 \text{ (Н)}.$$

б) для шестого шага нагружения:

$$-F \cdot 4 + q \cdot 8 \cdot 4 + 8 \cdot R_B = 0;$$

$$R_B = \frac{F \cdot 4 - q \cdot 8 \cdot 4}{8} = \frac{13280 \cdot 4 - 595,4 \cdot 8 \cdot 4}{8} = 4258,3 \text{ (Н)}.$$

Составим аналитические выражение изгибающих моментов:

$$M_X = -R_A x_1 - q \cdot x_1 \cdot \frac{x_1}{2}, \quad (0 < x_1 < 4); \quad (3.12)$$

$$M_X = -R_A x_2 - q \cdot x_2 \cdot \frac{x_2}{2} + F \cdot (x_2 - 4), \quad (4 < x_2 < 8); \quad (3.13)$$

Результаты расчетов для пятого и шестого шага нагружения приведены в таблице 3.6.

На заключительном этапе эксперимента модель трубопровода нагружали только усилием домкрата: на седьмом шаге нагружения $F = 6643$ Н, а на восьмом шаге – $F = 13280$ Н. Результаты расчета приведены в таблице 3.7

Таблица 3.6 – Результаты расчета для пятого и шестого шага нагружения

x, м	Шаг нагрузки № 5				Шаг нагрузки № 6			
	M_x , Н·м	$\sigma_{прМ_i}$ В т. 12 ч, МПа	$\sigma_{прМ_i}$ В т. 4 ч, МПа	σ , МПа	M_x , Н·м	$\sigma_{прМ_i}$ В т. 12 ч, МПа	$\sigma_{прМ_i}$ В т. 4 ч, МПа	σ , МПа
0	0	0	0	52,3	0	0	0	52,3
0,3	-269,2	-1,5	-0,8	51,5	-1263,7	-7,2	-3,6	48,7
0,5	-480,0	-2,7	-1,4	50,9	-2137,5	-12,2	-6,1	46,2
0,8	-843,4	-4,8	-2,4	49,9	-3495,4	-19,9	-9,9	42,3
1,0	-1117,0	-6,4	-3,2	49,1	-4432,0	-25,2	-12,6	39,6
1,3	-1574,6	-9,0	-4,5	47,8	-5884,1	-33,5	-16,7	35,5
1,6	-2088,7	-11,9	-5,9	46,3	-7392,7	-42,1	-21,0	31,2
1,8	-2462,8	-14,0	-7,0	45,2	-8429,8	-48,0	-24,0	28,3
2,1	-3071,1	-17,5	-8,7	43,5	-10032,6	-57,1	-28,5	23,7
2,3	-3508,0	-20,0	-10,0	42,3	-11132,6	-63,3	-31,7	20,6
2,6	-4210,5	-24,0	-12,0	40,3	-12829,6	-73,0	-36,5	15,7
2,8	-4710,2	-26,8	-13,4	38,8	-13992,3	-79,6	-39,8	12,4
3,1	-5506,9	-31,3	-15,7	36,6	-15783,5	-89,8	-44,9	7,3
3,3	-6069,4	-34,5	-17,3	35,0	-17009,0	-96,8	-48,4	3,9
3,6	-6960,3	-39,6	-19,8	32,4	-18894,4	-107,5	-53,8	-1,5
3,8	-7585,6	-43,2	-21,6	30,7	-20182,7	-114,8	-57,4	-5,2
4,1	-7907,7	-45,0	-22,5	29,8	-20836,3	-118,6	-59,3	-7,0
4,4	-6960,3	-39,6	-19,8	32,4	-18894,4	-107,5	-53,8	-1,5
4,6	-6360,1	-36,2	-18,1	34,2	-17631,2	-100,3	-50,2	2,1
4,9	-5506,9	-31,3	-15,7	36,6	-15783,5	-89,8	-44,9	7,3
5,1	-4969,5	-28,3	-14,1	38,1	-14583,1	-83,0	-41,5	10,8
5,4	-4210,5	-24,0	-12,0	40,3	-12829,6	-73,0	-36,5	15,7
5,6	-3735,9	-21,3	-10,6	41,6	-11692,0	-66,5	-33,3	19,0
5,9	-3071,1	-17,5	-8,7	43,5	-10032,6	-57,1	-28,5	23,7
6,1	-2659,3	-15,1	-7,6	44,7	-8957,8	-51,0	-25,5	26,8

Окончание таблицы 3.6

x, м	Шаг нагрузки № 5				Шаг нагрузки № 6			
	$M_x, \text{Н}\cdot\text{м}$	$\sigma_{\text{пр}M_i, \text{В}}$ т. 12 ч, МПа	$\sigma_{\text{пр}M_i, \text{В}}$ т. 4 ч, МПа	$\sigma, \text{МПа}$	$M_x, \text{Н}\cdot\text{м}$	$\sigma_{\text{пр}M_i, \text{В}}$ т. 12 ч, МПа	$\sigma_{\text{пр}M_i, \text{В}}$ т. 4 ч, МПа	$\sigma, \text{МПа}$
6,4	-2088,7	-11,9	-5,9	46,3	-7392,7	-42,1	-21,0	31,2
6,7	-1574,6	-9,0	-4,5	47,8	-5884,1	-33,5	-16,7	35,5
6,9	-1263,3	-7,2	-3,6	48,7	-4909,8	-27,9	-14,0	38,3
7,2	-843,4	-4,8	-2,4	49,9	-3495,4	-19,9	-9,9	42,3
7,4	-594,9	-3,4	-1,7	50,6	-2583,9	-14,7	-7,4	44,9
7,7	-269,2	-1,5	-0,8	51,5	-1263,7	-7,2	-3,6	48,7
7,9	-83,4	-0,5	-0,2	52,0	-414,9	-2,4	-1,2	51,1
8,0	0	0	0	52,3	0	0	0	52,3

Таблица 3.7 – Результаты расчета для седьмого и восьмого шага нагружения

x, м	Шаг нагрузки № 7				Шаг нагрузки № 8			
	$M_x, \text{Н}\cdot\text{м}$	$\sigma_{\text{пр}M_i, \text{В}}$ т. 12 ч, МПа	$\sigma_{\text{пр}M_i, \text{В}}$ т. 4 ч, МПа	$\sigma, \text{МПа}$	$M_x, \text{Н}\cdot\text{м}$	$\sigma_{\text{пр}M_i, \text{В}}$ т. 12 ч, МПа	$\sigma_{\text{пр}M_i, \text{В}}$ т. 4 ч, МПа	$\sigma, \text{МПа}$
0	0	0	0	0	0	0	0	0
0,3	-1263,7	-7,2	-3,6	-3,6	725,3	4,1	2,1	2,1
0,5	-2137,5	-12,2	-6,1	-6,1	1177,5	6,7	3,4	3,4
0,8	-3495,4	-19,9	-9,9	-9,9	1808,6	10,3	5,1	5,1
1,0	-4432,0	-25,2	-12,6	-12,6	2198,0	12,5	6,3	6,3
1,3	-5884,1	-33,5	-16,7	-16,7	2734,9	15,6	7,8	7,8
1,6	-7392,7	-42,1	-21,0	-21,0	3215,4	18,3	9,1	9,1
1,8	-8429,8	-48,0	-24,0	-24,0	3504,2	19,9	10,0	10,0
2,1	-10032,6	-57,1	-28,5	-28,5	3890,5	22,1	11,1	11,1
2,3	-11132,6	-63,3	-31,7	-31,7	4116,5	23,4	11,7	11,7
2,6	-12829,6	-73,0	-36,5	-36,5	4408,6	25,1	12,5	12,5

3.9 График изменения частоты сигнала

По полученным расчетным и экспериментальным данным были построены общие зависимости изменения частоты сигнала от величины напряжений.

На рисунке 3.8 представлены зависимости Δf от величины продольных напряжений при изгибе.

3.10 Корреляционный анализ зависимости $\Delta f=f(\sigma)$

Корреляционный анализ предполагает изучения зависимости между случайными величинами с одновременной количественной оценкой степени не случайности их совместного изменения. [83, 99]

Коэффициент корреляции показывает, насколько связь между случайными величинами близка к строго линейной зависимости. Если Δf и σ распределены нормально, то коэффициент корреляции $\rho=0$, указывает на отсутствие линейной связи между ними. Значения $\rho = \pm 1$ соответствует строгой линейной связи между величинами Δf и σ .

Наличие связи между переменными Δf и σ можно проверить в табличном редакторе Microsoft Excel. Конечный результат расчета корреляции пар данных: для ВОК 1 $\rho=0,4602$; для ВОК 2 $\rho=0,6986$; для ВОК 3 $\rho=0,6399$.

Анализируя коэффициенты корреляции ρ для различных датчиков, можно сказать, что связь между измерением частоты сигнала Δf и продольными напряжениями в металле стэнда σ классифицируется как заметная. Для датчика, расположенного в положении 12 ч по шкале Чеддока теснота связи характеризуется как высокая. Для более детального обследования экспериментальных пар $(\sigma_i, \Delta f_i)$, можно воспользоваться знаковым корреляционным критерием Нельсона.

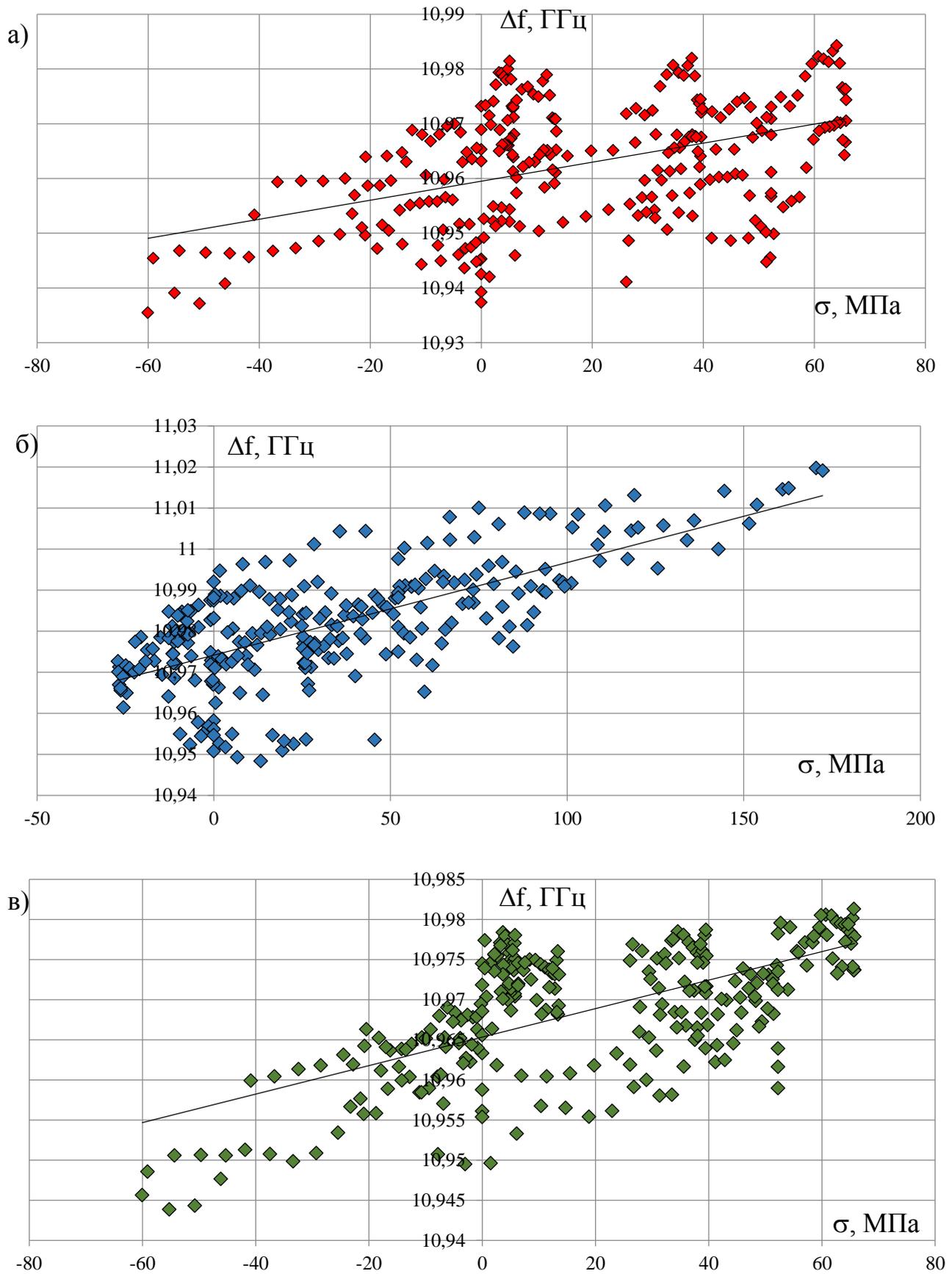


Рисунок 3.8 – Зависимости изменения Δf от продольных напряжений в модели: а – датчик 4 ч (ВОК 1); б – датчик 12 ч (ВОК 2); в – датчик 8 ч (ВОК 3)

Данный критерий, позволит установить наличие корреляции, непрерывно анализирую совместное поведение пар $(\sigma_i, \Delta f_i)$ по мере их появления в опыте. Критерий основан на числе знаков последовательного изменения величин пар $(\sigma_i, \Delta f_i)$.

Эффективность данного метода 50% от классического. Однако основные его достоинства – простота и возможность анализировать корреляцию непрерывно (по мере поступления данных) делает весьма привлекательным для практического применения.[9]

Если $\sigma_i > \sigma_{i-1}$, $\Delta f_i > \Delta f_{i-1}$ или $\sigma_i < \sigma_{i-1}$, $\Delta f_i < \Delta f_{i-1}$, то паре $(\sigma_i, \Delta f_i)$ приписывается знак «+», в ином случаи знак «-». Другими словами, если значение пар $(\sigma_i, \Delta f_i)$ изменилось в одном направлении, то это отображается знаком «+», в разных направлениях «-». Если в паре одно или оба значения не изменилось, то этой паре значений приписывается 0. Статистикой критерия является наименьшее количество S знаков одного вида («+» или «-»). Корреляция признается значимой при $S > S_\alpha$ (S_α – критическое значение).[37,49]

Критическое значение S_α при доверительной вероятности α , и при количестве пар 32, $S_\alpha=10$.

Данные корреляционного анализа приведены в таблице 3.8.

Проанализировав данные из опыта, а именно 32 пары $(\sigma_i, \Delta f_i)$ в каждой серии нагружения, по выше изложенному принципу, можно сделать вывод, что связь между переменными $(\sigma_i, \Delta f_i)$ присутствует.

3.11 Регрессионный анализ зависимости $\Delta f=f(\sigma)$

В предыдущем разделе с помощью корреляции, мы выяснили, что существует взаимосвязь между переменными σ и Δf . Для нахождения явного вида функциональной зависимости между переменными воспользуемся регрессионным анализом. Для этого предлагается, что зависимая переменная Δf определяется известной функцией (моделью), зависящей, от зависимой переменной или перемен-

ных (иногда называемых факторами) и некоторого параметра. Требуется найти такие значения этого параметра, чтобы полученная зависимость (модель) наилучшим образом описывала имеющиеся экспериментальные данные. Например, в простой линейной регрессии предполагается, что зависимая переменная Δf является линейной функцией $\Delta f = a\sigma + b$ от независимой переменной σ . Требуется найти значения параметров a и b , при которых прямая $a\sigma + b$ будет наилучшим образом описывать (аппроксимировать) экспериментальные точки $(\sigma_1, \Delta f_1), (\sigma_2, \Delta f_2), \dots, (\sigma_n, \Delta f_n)$.

Таблица 3.8 – Данные о наличии корреляции

Датчик 1								
Шаг	1	2	3	4	5	6	7	8
S	16	13	11	11	17	11	13	11
$S_{0,95}$	10							
Вывод	Корреляция данных полученных датчиком 1 признается значимой							
Датчик 2								
Шаг	1	2	3	4	5	6	7	8
S	17	16	19	19	17	21	17	23
$S_{0,95}$	10							
Вывод	Корреляция данных полученных датчиком 2 признается значимой							
Датчик 3								
Шаг	1	2	3	4	5	6	7	8
S	18	17	15	17	13	13	12	12
$S_{0,95}$	10							
Вывод	Корреляция данных полученных датчиком 3 признается значимой							

Регрессионный анализ будем производить с помощью инструмента анализа Регрессии в табличном редакторе Microsoft Excel. За переменную x примем изменение напряжений в контрольных точка расположенных на 12 часов и за переменную y примем изменение частоты оптического сигнала в датчике 2 (12 часов).

На данном этапе также будет производиться статистический анализ уравнение регрессии.

Целью статистического анализа уравнения регрессии является установление адекватности наблюдаемым экспериментальным данным. Под адекватностью уравнения регрессии понимается статистическая неразличимость результатов вычислений по уравнению регрессии и наблюдаемых случайных величин. [9, 24]

При построении регрессионной модели в Excel рассчитываются регрессионные остатки. Анализ регрессионных остатков вида $e_i = \Delta f_i - \Delta \hat{f}_i$, где $\Delta \hat{f}_i = a + b\sigma_i$ 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 может быть проверена с помощью специального коэффициента корреляции Дарвина-Ватсона, имеет вид:

$$D = \frac{\sum_{i=2}^n (e_i - e_{e-1})^2}{\sum_{i=1}^n e_i^2}. \quad (3.14)$$

Критерии Дарвина-Ватсона по которым проводится анализ представлены в таблице 3.9.

На первом этапе анализа данных была построена регрессионная модель для напряжений от 0 до $|\sigma|$, она представлена на рисунке 3.9.

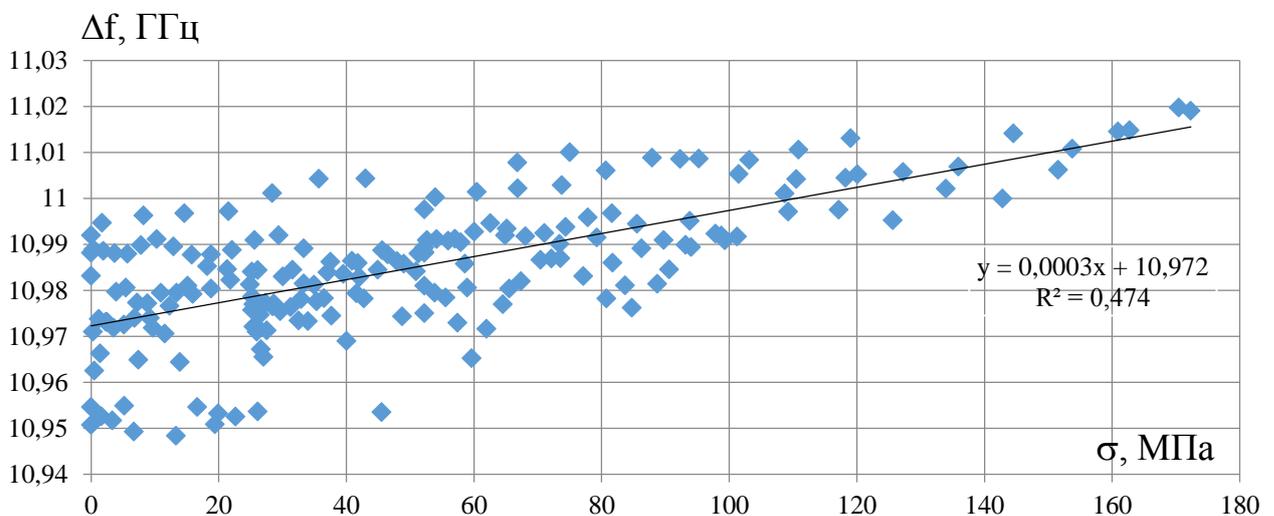
Найдем коэффициент Дарвина-Ватсона для данной модели:

$$D = \frac{(e_2 - e_1)^2 + (e_3 - e_2)^2 + \dots + (e_{193} - e_{192})^2}{e_1^2 + e_2^2 + \dots + e_{193}^2}$$

$$D = \frac{(3,41 \cdot 10^{-5} - 0,005)^2 + (0,0027 - 3,41 \cdot 10^{-5})^2 + \dots + (-0,0065 - 0,007)^2}{0,005^2 + (3,41 \cdot 10^{-5})^2 + \dots + 0,007^2} = 1,823.$$

Таблица 3.9 – Анализ коэффициента корреляции Дарвина-Ватсона

№	Условие	Критерии
1.	$D > D_1(\alpha)$ или $D > 4 - D_1(\alpha)$	С достоверностью α принимается гипотеза о наличии соответственно отрицательной или положительной корреляции остатков.
2.	$D_2(\alpha) > D > D_1(\alpha)$ или $4 - D_1(\alpha) > D > 4 - D_2(\alpha)$	Критерий не позволяет принять решения по гипотезе о наличии или отсутствие корреляции остатков.
3.	$D_2(\alpha) < D < 4 - D_2(\alpha)$	Гипотеза корреляции остатков отклоняется.

Рисунок 3.9 – Зависимость $\Delta f = f(\sigma)$ для растягивающих напряжений

Критическое значение D_1 для $\alpha=0,95$ и одного коэффициента регрессии при $n=60$, равняется соответственно 1,758. Согласно условию № 1 таблицы 3.9, остатки регрессионной модели имеют корреляцию, следовательно, зависимость $\Delta f = 0,0003\sigma + 10,972$ не удовлетворительно описывает зависимость между величинами Δf и σ .

Для детального анализа полученных зависимостей разделим массив данных, полученный в результате испытания на две группы:

Группа (напряжение в стенке модели от 0 до $|50|$ МПа), в данной группе учувствуют 108 пар переменных Δf и σ (рисунок 3.10);

I группа (напряжение в стенке модели от $|50|$ МПа и выше), в данной группе учувствуют 85 пар переменных Δf и σ (рисунок 3.11).

Проанализируем уравнение регрессии $\Delta \hat{f} = 0,0002\sigma + 10,972$, коэффициентом Дарвина-Ватсона по формуле (3.11):

$$D = \frac{(e_2 - e_1)^2 + (e_3 - e_2)^2 + \dots + (e_{108} - e_{107})^2}{e_1^2 + e_2^2 + \dots + e_{108}^2};$$

$$D = \frac{(-0,00096 - 0,00651)^2 + (0,00194 - 0,00096)^2 + \dots + (0,00762 - -0,00799)^2}{0,00096^2 + 0,00651^2 + \dots + 0,00762^2} = 1,801.$$

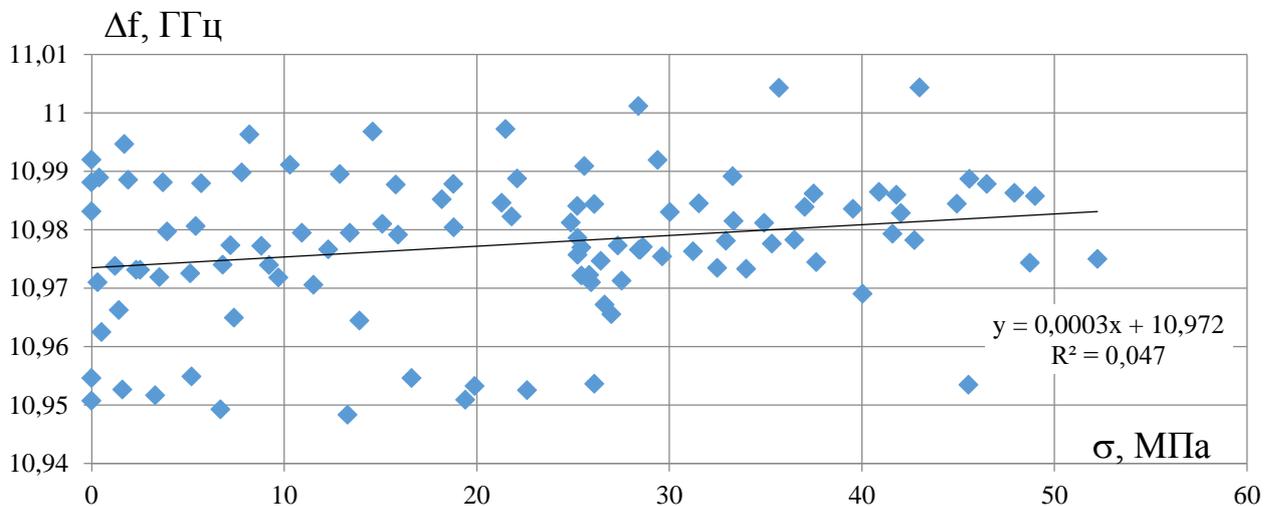


Рисунок 3.10 – Зависимость Δf от σ , при $\sigma < 50$ МПа (I группа)

Критические значения при $n=85$ будут равняться $D_1 = 1,758$ и $D_2 = 1,778$. Согласно условию № 1 таблицы 3.9, остатки регрессионной модели имеют корреляцию, следовательно, данная модель не описывает удовлетворительно истинную зависимость двух переменных.

Построим регрессионную модель для значений выше 50 МПа, данная модель представлена на рисунке 3.11.

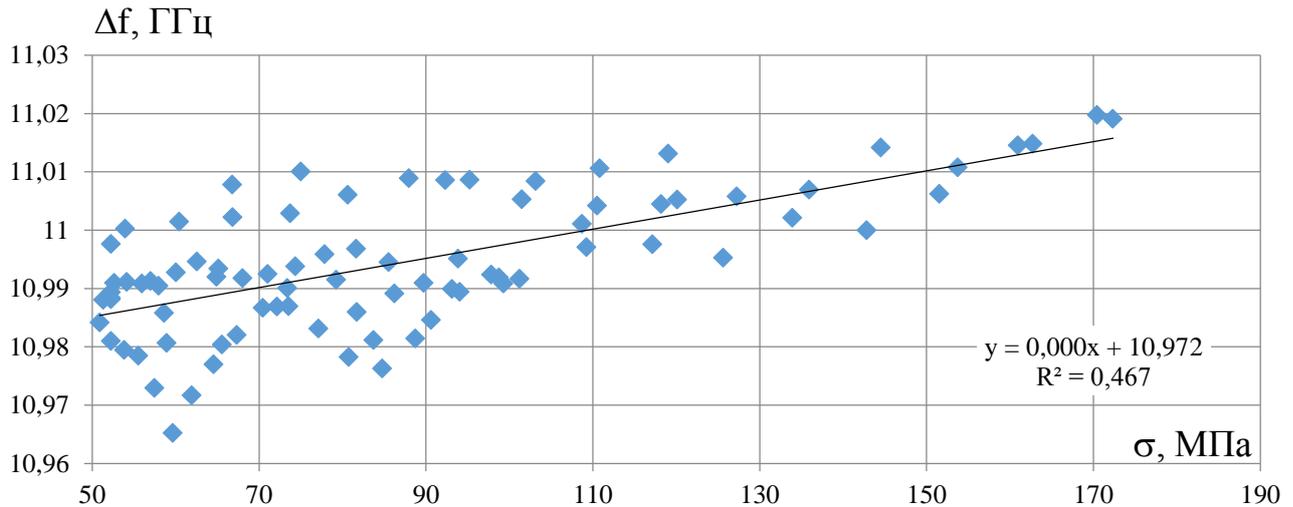


Рисунок 3.11 – Зависимость Δf от σ , при $\sigma > 50$ МПа (II – группа)

Проанализируем уравнение регрессии $\Delta \hat{f} = 0,0003\sigma + 10,972$, коэффициентом Дарвина-Ватсона по формуле (3.12):

$$D = \frac{(e_2 - e_1)^2 + (e_3 - e_2)^2 + \dots + (e_{85} - e_{84})^2}{e_1^2 + e_2^2 + \dots + e_{85}^2};$$

$$D = \frac{(-0,003 - -0,01)^2 + (-0,001 - -0,003)^2 + \dots + (0,0052 - 0,007)^2}{-0,01^2 + (-0,003)^2 + \dots + 0,0052^2} = 1,678.$$

Зависимость $\Delta f = 0,0003\sigma + 10,972$ регрессионной модели удовлетворительно описывает истинную зависимость Δf и σ , согласно условию № 3 таблицы 3.9.

Выводы по главе 3

1. Разработана методика проведения имитационных испытаний на стенде, моделирующем плосконапряженное состояние стенок труб под воздействием изгиба и внутреннего давления среды, включая:

- обоснование применения физической модели трубопровода, максимально приближенной к реальному трубопроводу;
- выбор оборудования и приборов измерительной системы;
- методику монтажа протяженных датчиков на трубопровод.

2. Проведено испытание модели трубопровода разными шагами нагрузки, имитирующие силовые воздействия как природного, так и технологического характера. Получены зависимости изменения частоты оптического сигнала протяженных сенсоров по линейной координате модели для различных шагов нагружения.

3. С применением классических подходов, основанных на теории деформируемых оболочек, рассчитаны напряжения в стенке модели для каждого шага нагружения в часовых областях установки ВОС с дискретностью по протяженности 0,1 м.

4. Получена регрессионная модель, описывающая взаимосвязь между продольными напряжениями и смещением частоты Бриллюэновского сигнала оптических сенсоров.

5. Выполнен анализ корректности полученных в ходе исследования результатов с помощью статистических методов. Наличие связи между переменными Δf и σ подтвердилось знаковым корреляционным критерием Нельсона.

6. При помощи коэффициента корреляции Дарвина-Ватсона, установлено что, построенные регрессионные модели на интервалах от 0 до 50 МПа не удовлетворительно описывают полученные данные. Также этот коэффициент доказал что зависимость $\Delta f = 3 \cdot 10^{-4} + 10,972$ при напряжениях более 50 МПа удовлетворительно описывает полученные данные, что является пороговым значением для исследуемой системы и ее конфигурации.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИК ПУСКО-НАЛАДКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ДЕФОРМАЦИЙ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ СЕНСОРОВ

4.1 Методика оценки нулевой (начальной) деформации нефтегазопровода для пуско-наладки системы

4.1.1 Принципы учета начальной деформации

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 нефтегазопровода не был менее 1000-1400 диаметров, что может вносить существенный вклад в общее напряженное состояние (порядка 100 МПа).

При выполнении оценки технического состояния нефтегазопровода по данным, полученным с помощью систем мониторинга, в качестве величины деформаций нефтегазопровода следует принимать величину ε_{Σ} , определённую по формуле:

$$\varepsilon_{\Sigma} = \varepsilon_{base} + \varepsilon_{изм}, \quad (4.1)$$

где ε_{Σ} – величина деформации нефтегазопровода;

ε_{base} – величина базовой деформации нефтегазопровода на участке мониторинга;

$\varepsilon_{изм}$ – величина деформации нефтегазопровода, измеренная ВОС.

В соответствии с разработанной в диссертационной работе методикой на начальном этапе эксплуатации нефтегазопровода производится первичное измерение продольных деформаций (рисунок 4.1). Максимальная величина продольных деформаций нефтегазопровода на момент выполнения первичного измерения должна быть определена расчётными и измерительными методами.

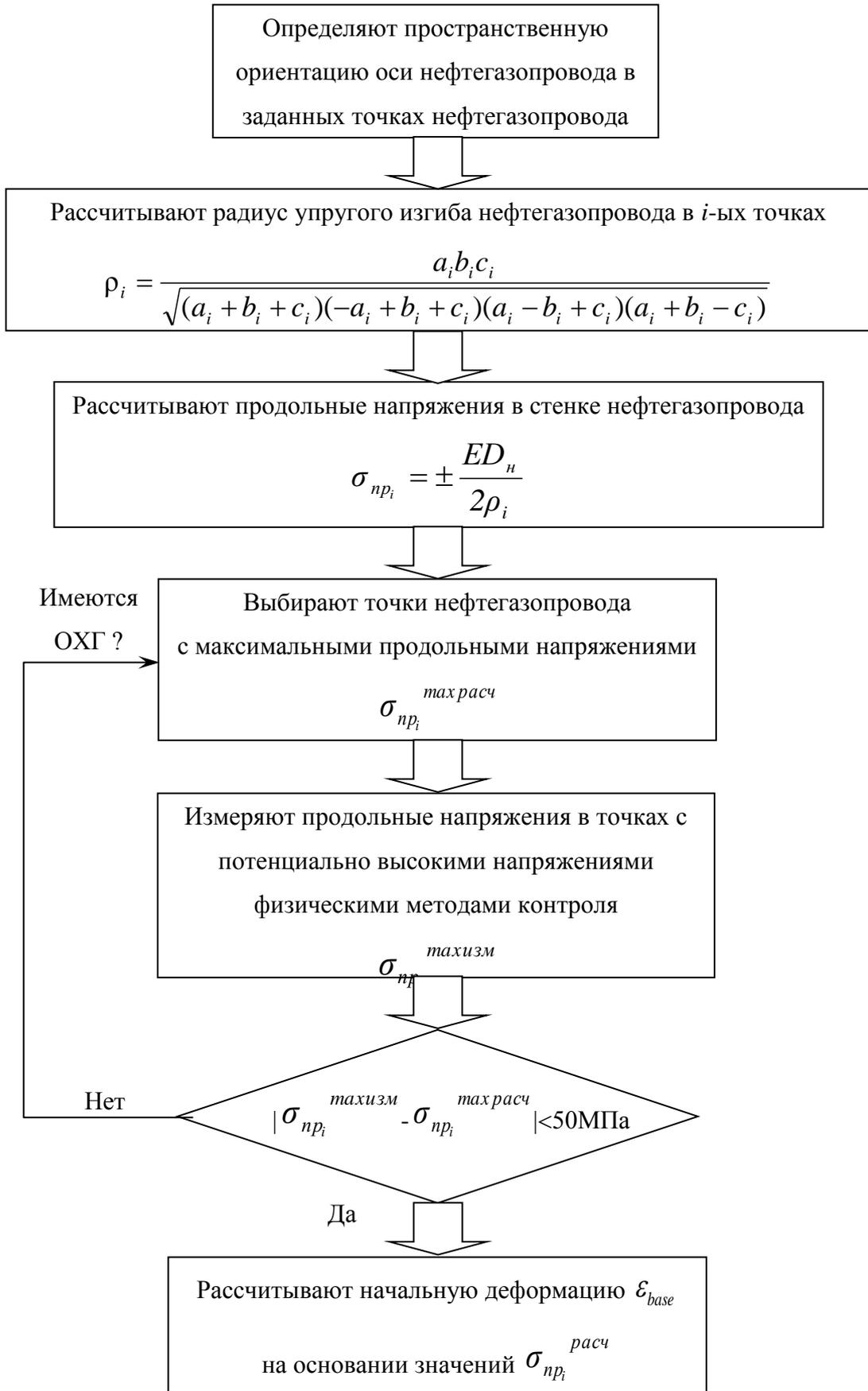


Рисунок 4.1 – Алгоритм определения начальных деформаций для учета в пуско-наладке системы

Расчетные методы основаны на правилах строительной механики, используются для проведения расчета базовой деформации нефтегазопровода на этапе подготовки проекта (рабочей) документации.

4.1.2 Методика определения радиуса упругого изгиба нефтегазопровода по результатам измерения пространственного положения

Пусть ρ_i – значение радиуса изгиба нефтегазопровода 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 нефтегазопровода с поверхности грунта или в шурфах либо на основании результатов определения пространственного положения нефтегазопровода в ходе внутритрубной диагностики (при использовании внутритрубных снарядов с возможностью определения пространственного положения нефтегазопровода).

Данная методика основана на том же принципе, что и аналогичная методика, представленная в п. 2.4 [59] (определении радиуса окружности, проходящей через три точки с известными координатами). Методика, представленная в [59], имеет ряд ограничений, в частности, требуется, чтобы расстояния между точками измерения вдоль оси газопровода были одинаковы, точки измерения должны располагаться в вертикальной плоскости. В разработанной методике рассматриваются точки измерения, расположенные в пространстве произвольным образом, расстояния между точками измерения вдоль оси газопровода могут быть разными.

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 $i - 1, i, i + 1$ ($i = 2, 3, \dots, n - 1$). Введем следующие обозначения: a_i – расстояние между точками с номерами $i - 1$ и i , b_i – расстояние между точками с номера-

ми 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:

$$a_i = \sqrt{(x_i - x_{i-1})^2 + (y_i - y_{i-1})^2 + (z_i - z_{i-1})^2}; \quad (4.2)$$

$$b_i = \sqrt{(x_{i+1} - x_i)^2 + (y_{i+1} - y_i)^2 + (z_{i+1} - z_i)^2}; \quad (4.3)$$

$$c_i = \sqrt{(x_{i+1} - x_{i-1})^2 + (y_{i+1} - y_{i-1})^2 + (z_{i+1} - z_{i-1})^2}. \quad (4.4)$$

Радиус ρ_i окружности, проходящей через точки с номерами $i - 1$, i , $i + 1$, определяется с использованием следующего соотношения:

$$\rho_i = \frac{a_i b_i c_i}{\sqrt{(a_i + b_i + c_i)(-a_i + b_i + c_i)(a_i - b_i + c_i)(a_i + b_i - c_i)}}. \quad (4.5)$$

Величина ρ_i может рассматриваться как приближенное значение радиуса изгиба газопровода в точке с номером i .

Также в [87] представлена методика и расчетная схема, которую можно использовать для расчета радиусов изгиба трубопровода по данным внутритрубной диагностики.

4.1.3 Методика расчета продольных напряжений в стенке подземного нефтегазопровода

В общем случае продольные механические напряжения в сжатом σ_{inc} и растянутом σ_{inp} волокне в сечении нефтегазопровода, соответствующем точке измерения с номером i , определяются следующим образом:

$$\sigma_{inc} = \nu \sigma_{i_{кц}} - \alpha E (T - T_0) - \frac{E D_i}{2 \rho_i}; \quad (4.6)$$

$$\sigma_{inp} = \nu \sigma_{i_{кц}} - \alpha E (T - T_0) + \frac{E D_i}{2 \rho_i}, \quad (4.7)$$

где ν – коэффициент Пуассона для металла нефтегазопровода;

$\sigma_{i_{кц}}$ – кольцевые напряжения в стенке трубы в i -ом сечении;

α – коэффициент теплового расширения металла нефтегазопровода;

- E – модуль упругости металла нефтегазопровода;
 T – текущая температура транспортируемого продукта;
 T_0 – температура замыкания рассматриваемого участка нефтегазопровода;
 D_i – диаметр нефтегазопровода в i -ом сечении.

Кольцевые механические напряжения $\sigma_{i_{кц}}$ [70] в сечении нефтегазопровода, соответствующем точке измерения с номером i , определяются следующим образом:

$$\sigma_{i_{кц}} = \frac{PD_i}{2\delta_i}, \quad (4.8)$$

- где P – текущее давление газа в нефтегазопровode;
 δ_i – толщина стенки нефтегазопровода в сечении, соответствующем точке измерения с номером i .

4.1.4 Методика измерения продольных напряжений в стенке подземного нефтегазопровода физическими методами

Для контроля результатов расчета базовой деформации нефтегазопровода ε_{base} , проведённых в соответствии с [34,36,98], используют следующие методы аппаратные методы измерений деформаций [48]:

- метод рентгеновской дифракции;
- ультразвуковой метод измерений деформаций (метод акустоупругости);
- метод с использованием коэрцитиметра (метод определения коэрцитивной силы ферромагнетических материалов).

Расчетную величину базовой деформации нефтегазопровода ε_{base} , подтвержденную одним из приведенных методов, следует принимать в качестве базового значения для проведения дальнейших расчетов и последующего принятия решений.

Предполагается, что при проведении неразрушающего контроля НДС в шурфах определяются продольные и кольцевые напряжения в контрольных точках, расположенных в контрольных сечениях нефтегазопровода. В каждом контрольном сечении должно быть не менее двух пар диаметрально противоположных контрольных точек. Измерения выполняются не менее чем двумя различными физическими методами. Измерения кольцевых и продольных механических напряжений в каждой точке контроля при использовании каждого из используемых физических методов выполняются не менее пяти раз.

Пусть σ_{vsprti} – результаты измерения механических напряжений в точках контроля. Используются следующие обозначения: v – тип измеряемых механических напряжений (продольные или кольцевые, индекс v может принимать значения «п» или «кц»), s – номер контрольного сечения, p – номер пары диаметрально противоположных контрольных точек, r – номер контрольной точки в рассматриваемой паре точек (индекс r может принимать значения 1 или 2), t – тип используемого физического метода контроля НДС, i – номер измерения в данной точке контроля при использовании данного физического метода.

Если результаты независимых измерений в одной точке контроля при использовании одного физического метода отличаются друг от друга на величину, превышающую удвоенную погрешность измерений для данного метода, то рекомендуется провести повторную серию измерений в той же точке контроля, либо провести повторную серию измерений в новой паре диаметрально противоположных точек контроля.

После выполнения измерений производится вычисление средних значений результатов измерений в каждой точке контроля σ_{vsprt} :

$$\sigma_{vsprt} = \frac{1}{n_i} \sum_{i=1}^{n_i} \sigma_{vsprti}, \quad (4.9)$$

где n_i – количество измерений в данной точке контроля при использовании данного физического метода;

Если результаты измерений в одной точке контроля при использовании разных физических методов отличаются друг от друга на величину, превышающую суммарную погрешность измерений для двух сравниваемых методов, то рекомендуется провести повторную серию измерений в новой паре диаметрально противоположных точек контроля. Расхождения между результатами измерений с использованием разных физических методов могут быть следствием систематической погрешности измерений, связанной, например, с неправильной подготовкой поверхности металла в точках контроля.

В качестве значений механических напряжений в точках контроля σ_{vspr} принимаются максимальные значения величин σ_{vsprt} , полученных с помощью используемых физических методов:

$$\sigma_{vspr} = \max(\sigma_{vsprt}). \quad (4.10)$$

В качестве значений кольцевых механических напряжений в рассматриваемом сечении $\sigma_{кцс}$ принимаются максимальные значения величин $\sigma_{кцspr}$ для всех контрольных точек, расположенных в данном сечении:

$$\sigma_{кцс} = \max(\sigma_{кцspr}). \quad (4.11)$$

В качестве максимальных измеренных значений продольных механических напряжений в рассматриваемом сечении $\sigma_{нс}$ принимаются максимальные значения величин $\sigma_{нсpr}$ для всех контрольных точек, расположенных в данном сечении:

$$\sigma_{нс} = \max(\sigma_{нсpr}). \quad (4.12)$$

Максимальные эквивалентные механические напряжения в рассматриваемом сечении $\sigma_{экс}$ определяются следующим образом:

$$\sigma_{экс} = \sqrt{\sigma_{кцс}^2 + \sigma_{нс}^2 - \sigma_{кцс} \sigma_{нс}}. \quad (4.13)$$

Продольные механические напряжения, связанные с растяжением (сжатием) для каждой пары диаметрально противоположных точек контроля σ_{nrcsp} вычисляются следующим образом:

$$\sigma_{nrcsp} = \frac{1}{2} \sum_{r=1}^2 \sigma_{нсpr}. \quad (4.14)$$

В качестве продольных механических напряжений, связанных с растяжением (сжатием) в рассматриваемом сечении σ_{npcs} принимаются максимальные значения величин σ_{npcsp} для всех пар диаметрально противоположных контрольных точек, расположенных в данном сечении:

$$\sigma_{npcs} = \max(\sigma_{npcsp}). \quad (4.15)$$

Значения σ_{npcs} используются для корректировки (дополнения) модели, построенной на основании результатов определения пространственного положения нефтегазопровода. При этом соотношения (4.6) и (4.7) принимают следующий вид:

$$\sigma_{inc} = \sigma_{npcs} - \frac{ED_i}{2\rho_i}; \quad (4.16)$$

$$\sigma_{inp} = \sigma_{npcs} + \frac{ED_i}{2\rho_i}, \quad (4.17)$$

где s – номер контрольного сечения, ближайшего к рассматриваемой точке с индексом i .

С использованием скорректированной модели может быть произведено вычисление эквивалентных напряжений согласно[98].

4.2 Разработка критериев оценки технического состояния нефтегазопроводов по показаниям волоконно-оптических сенсоров

4.2.1 Общие подходы к оценке технического состояния участка нефтегазопроводов

В данном разделе диссертации описана методика проведения расчетов параметров, являющихся основанием для принятия решения по изменению режимов работы нефтегазопровода и (или) принятию превентивных мер для исключения аварийных ситуаций (критических отказов) на трассе нефтегазопровода. Под критическими отказами, происходящими на линейной части магистральных газонефтепроводов, следует понимать события, связанные с нарушениями це-

лостности и/или герметичности конструктивных элементов линейной части. Причины разгерметизации могут включать образование и рост трещин, коррозию, эрозионный износ и т.д.

Цель данного написания раздела – классификация и формулировка критериев принятия решений на основе сопоставления действующих напряжений нефтегазопровода с допустимыми, предельными или критическими значениями напряжений.

Как было отмечено в первом разделе настоящей работы, для нефтегазопроводов, проложенных в зонах активных тектонических разломов, оползневых процессов, карстовых образований, многолетнемёрзлых и слабонесущих грунтов, специфичными являются виды отказов, связанные с недопустимыми величинами действующих в стенке нефтегазопровода напряжениями.

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

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

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

4.2.2 Обобщённый критерий работоспособности участка магистрального нефтегазопроводов

Конструктивная надёжность участка газопровода по условиям прочности и местной устойчивости может быть определена в рамках физической модели «нагрузка – сопротивление» в соответствии с методикой, приведенной в [60]

или другой научно-технической литературе по расчетам элементов конструкций на надежность исходя из выполнения следующего условия:

$$Q \leq R, \quad (4.18)$$

где Q – значение обобщенного параметра нагрузки;

R – значение обобщенного параметра сопротивления.

Для каждого типа предельного состояния газонефтепровода, приведенного выше формула (4.18) принимает определенный вид. Рассмотрим их по подробнее.

4.2.3 Критерий фактического и проектного запаса прочности нефтегазопроводов

Фактический запас прочности – это коэффициент, определяющий соотношение между величиной фактического параметра нагрузки Q и фактического параметра сопротивления в соответствии с формулой [100]:

$$k_{\phi} = \frac{R_{\phi}}{Q_{\phi}}, \quad (4.19)$$

где k_{ϕ} – значение фактического коэффициента запаса прочности;

Q_{ϕ} – значение обобщенного параметра нагрузки;

R_{ϕ} – значение обобщенного параметра сопротивления.

Фактический запас прочности рассчитывается с учетом механических свойств основного металла и сварных соединений, нагруженности, отклонения от проектных положений, наличия дефектов эксплуатируемых участков нефтегазопровода и т.д. и используется в качестве сравнительной величины, на основании которой принимается решение о текущем состоянии нефтегазопровода. Методика определения текущего состояния зависит от типа предельного состояния (см. 4.2.1).

Проектный коэффициент запаса прочности – это величина, используемая при проектировании участков нефтегазопроводов для обеспечения их безотказной работы в расчетах на прочность и устойчивость в соответствии со [98]:

$$k_{np} = \frac{nk_1k_n}{m}, \quad (4.20)$$

где n – коэффициент надежности по внутреннему давлению;

k_1 – коэффициент надежности по материалу труб;

k_n – коэффициент надежности по назначению нефтегазопровода;

m – коэффициент условий работы нефтегазопровода.

Проектный коэффициент запаса прочности k_{np} используется в качестве меры сравнения, на основании которой принимается решение о текущем состоянии нефтегазопровода.

Текущее состояние нефтегазопровода определяется классом его безопасности нефтегазопровода. В свою очередь класс безопасности нефтегазопровода определяется путем сравнения расчетных значений фактического k_ϕ и проектного k_{np} значения коэффициентов запаса.

Для целей проведения практического расчета фактического коэффициента запаса прочности для основных типами предельных состояний нефтегазопровода следует использовать формулы расчета k_ϕ , приведенные ниже.

Для проведения расчета участок нефтегазопровода разбивается на m сечений ($i=1,2,3\dots m$), как показано на рисунке 4.2.

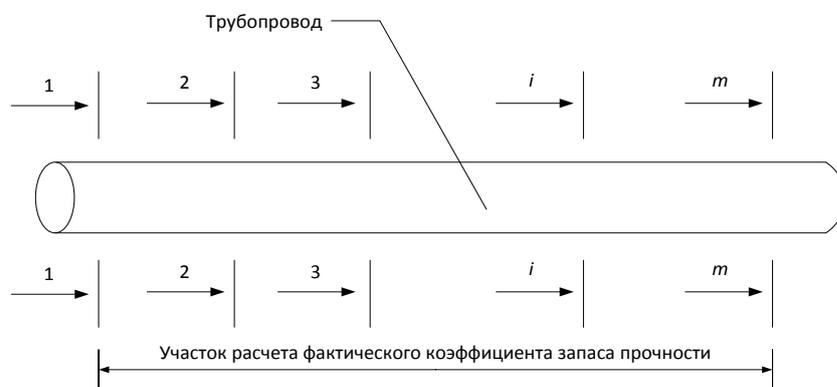


Рисунок 4.1 – Схема разбиения участка нефтегазопровода для нахождения значения фактического запаса прочности

Фактический запас прочности участка нефтегазопровода k_ϕ рассчитывается после предварительного расчета фактического запаса прочности в отдельных расчетных сечениях 1-1, 2-2, 3-3, ... $i-i$... $m-m$ (рисунок 4.2), принадлежащих рассматриваемому участку нефтегазопровода. В каждом сечении i производится расчет фактического запаса $k_\phi^i, \overline{i=1, m}$. Среди i расчетных значений полученного ряда величин выбирается наименьшая расчетная величина. Наименьшая расчетная величина устанавливается в качестве фактического значения коэффициента запаса, т.е.:

$$k_\phi = \min[k_\phi^i] \overline{i=1, m}, \quad (4.21)$$

Класс безопасности участка нефтегазопровода выбирается в соответствии с данными таблицы 4.1 путем сравнения полученной величины k_ϕ с расчетными величинами коэффициентов запаса прочности $k_{np}, k_1, k_2, k_3, k_4$.

Таблица 4.1 – Определение класса безопасности нефтегазопровода на основе величины k_ϕ

Диапазон изменения величины k_ϕ	Класс безопасности нефтегазопровода
$k_\phi \geq k_{np}$	«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»
$k_\phi < k_2$	«Низкий»

4.2.4 Расчет коэффициентов запаса прочности, соответствующих классу безопасности нефтегазопроводов

В соответствии с [100] определены четыре класса безопасности нефтегазопровода, основанные на величине вероятности отказа $P_{отк}$:

- высокий (проектный), $P_{отк} \leq 1 \cdot 10^{-5}$;

- средний, $P_{\text{отк}} \leq 1 \cdot 10^{-4}$;
- нормальный, $P_{\text{отк}} \leq 1 \cdot 10^{-3}$;
- низкий, $P_{\text{отк}} \leq 1 \cdot 10^{-2}$.

Расчет коэффициента запаса прочности, соответствующего высокому (проектному) классу безопасности нефтегазопровода k_{np} определяется выражением:

$$k_{np} = k_1 k_n, \quad (4.22)$$

где k_n – коэффициент перегрузки.

Коэффициент перегрузки вычисляется по формуле:

$$k_n = \frac{nk_n}{m}. \quad (4.23)$$

Расчет коэффициента запаса прочности, соответствующего среднему классу безопасности нефтегазопровода k_4 определяется выражением:

$$k_4 = \frac{k_1}{6 + k_1} (1 + 6k_n). \quad (4.24)$$

Расчет коэффициента запаса прочности, соответствующего нормальному классу безопасности нефтегазопровода k_3 определяется выражением:

$$k_3 = \frac{k_1}{2,5 + k_1} (1 + 2,5k_n). \quad (4.25)$$

Расчет коэффициента запаса прочности, соответствующего низкому классу безопасности нефтегазопровода k_2 определяется выражением:

$$k_2 = \frac{k_1}{(1,2 + k_1)(1 + 1,2k_n)}. \quad (4.26)$$

4.2.5 Критерии принятия решений по результатам сравнения проектных фактических значений запаса прочности нефтегазопровода

Для принятия решения по дальнейшей эксплуатации нефтегазопровода и (или) изменения режима его эксплуатации используются следующие правила:

- если участок магистрального трубопровода относится к классу безопасности «высокий» или «средний», то допускается продолжение эксплуатации участка без изменения режима и ограничения сроков эксплуатации;
- если участок магистрального трубопровода относится к классу безопасности «нормальный», то допускается продолжение эксплуатации без снижения рабочего давления, при наличии положительных результатов прогнозной оценки работоспособности данного участка на срок не менее 5 лет;
- если рассматриваемый участок относится к классу безопасности «низкий», то допускается продолжение эксплуатации при уменьшении его нагруженности до уровня безопасности «нормальный». Такое решение следует рассматривать в качестве временной меры, направленной на поддержание частичной работоспособности участка в течение ограниченного срока, при невозможности его немедленного отключения по экономическим или организационным причинам;
- если рассматриваемый участок не соответствует классу безопасности «низкий», то необходимо прекращение эксплуатации с целью проведения мероприятий для восстановления работоспособности участка мониторинга.

4.2.6 Цветовая кодировка результатов сравнения нормативных и фактических значений запаса прочности нефтегазопроводов

В таблице 4.2 представлены данные цветового отображения результатов сравнения нормативных и фактических значений запаса прочности нефтегазопроводов, используемые для ВОС ТМ. Указанный способ цветового кодирования используется на АРМ для информирования персонала, осуществляющего оперативное наблюдение за процессами трубных деформаций.

4.2.7 Разработка критерия «нарушение прочности нефтегазопровода»

Критерий «нарушение прочности нефтегазопровода» является расчетным критерием. Исходными данными для расчета данного критерия являются:

- $\sigma_{кц}$ – максимальное значение кольцевых напряжений, МПа;
- σ_{np} – значение суммарных продольных напряжений, МПа;
- σ_{σ} – предел прочности материала, МПа.

Таблица 4.2 – Цветовая кодировка результатов сравнения нормативных и фактических значений запаса прочности нефтегазопроводов

Наименование зоны допуска	Цветовая кодировка ВОС ТМ	Соотношение между фактическим и критериальным значением запаса прочности
Допустимо	Зеленый цвет	$(k_{\phi} \geq k_{np})$ или $(k_4 \leq k_{\phi} < k_{np})$
Требует внимания	Желтый цвет	$(k_3 \leq k_{\phi} < k_4)$ или $(k_2 \leq k_{\phi} < k_3)$
Недопустимо	Красный цвет	$(k_{\phi} < k_2)$

Значение $\sigma_{кц}$ является расчетной величиной (см. раздел 1), предел прочности материала определен в [33].

С использованием указанных данных производится расчет максимального значения эквивалентного напряжения [98].

Применительно к системе мониторинга НДС нефтегазопровода на базе распределённых волоконно-оптических датчиков формула для расчета эквивалентных напряжений $\sigma_{\text{эkv}}$ принимает вид:

$$\sigma_{\text{эkv}} = \sqrt{\sigma_{кц}^2 - \sigma_{кц} \overline{\sigma_{PO}} + (\overline{\sigma_{PO}})^2}, \quad (4.27)$$

где σ_{PO} – величина продольных напряжений в нефтегазопроводе, вычисленная по модели Рамберга-Осгуда, при величине деформаций, соответствующих (4.1), МПа.

Расчетное значение эквивалентного напряжения $\sigma_{э\text{кв}}$, полученное по формуле (4.27) является мерой критерия прочности. Для принятия решения о наличии предельного состояния нефтегазопровода (нарушения прочности) величина $\sigma_{э\text{кв}}$ сравнивается с пределом прочности металла $\sigma_{\text{в}}$, т.е. условие возникновения аварийной ситуации, вызванной нарушением прочности нефтегазопровода, принимает вид следующих неравенств:

$$\begin{aligned}\sigma_{э\text{кв}} &\leq \sigma_{\text{в}}; \\ |\sigma_{\text{пр}}| &\leq \sigma_{\text{в}},\end{aligned}\tag{4.28}$$

где $\sigma_{э\text{кв}}$ – максимальное значение эквивалентного напряжения в наиболее нагруженном в сечении конструктивного элемента трубопровода, МПа;

$\sigma_{\text{пр}}$ – максимальное значение суммарных продольных напряжений, МПа.

Применительно к системе мониторинга НДС нефтегазопровода на базе распределённых волоконно-оптических сенсоров данный критерий принимает вид:

$$\begin{aligned}\sqrt{\sigma_{\text{кц}}^2 - \sigma_{\text{кц}} \overline{\sigma_{\text{РО}}} + (\overline{\sigma_{\text{РО}}})^2} &\leq \frac{\sigma_{\text{в}}}{k} \\ \overline{\sigma_{\text{РО}}} &\leq \frac{\sigma_{\text{в}}}{k}\end{aligned}\tag{4.29}$$

Неравенство (4.29) является математической формулировкой критерия «нарушение прочности нефтегазопровода».

Подставим значение для первого неравенства формулы (4.29):

$$k_{\text{ф}}^{\text{э\text{кв.н.}}} \leq k,\tag{4.30}$$

где $k_{\text{ф}}^{\text{э\text{кв.н.}}}$ – фактический запас прочности, рассчитанный с учетом максимального значения эквивалентного напряжения в наиболее нагруженном в сечении конструктивного элемента.

Подставим значение для второго неравенства формулы (4.29):

$$k_{\text{ф}}^{\text{прод.н.}} \leq k,\tag{4.31}$$

где $k_{\phi}^{прод.н.}$ – фактический запас прочности, рассчитанный с учетом суммарного значения продольных напряжений с использованием модели Рамберга-Осгуда.

После преобразования неравенства (4.29) в равенство и введения обозначений получим:

$$\sqrt{\sigma_{кц}^2 - \sigma_{кц} \overline{\sigma_{PO}} + (\overline{\sigma_{PO}})^2} \leq \frac{\sigma_{\epsilon}}{k_{\phi}^{экв.н.}} \quad (4.32)$$

$$\overline{\sigma_{PO}} \leq \frac{\sigma_{\epsilon}}{k_{\phi}^{прод.н.}}$$

Тогда с учетом равенств значения фактических запасов прочности будет определяться выражениями:

$$k_{\phi}^{экв.н.} = \frac{\sigma_{\epsilon}}{\sqrt{\sigma_{кц}^2 - \sigma_{кц} \overline{\sigma_{PO}} + (\overline{\sigma_{PO}})^2}}; \quad (4.33)$$

$$k_{\phi}^{прод.н.} = \frac{\sigma_{\epsilon}}{\overline{\sigma_{PO}}}, \quad (4.34)$$

Значения, полученные по формулам (4.33), (4.34) для величины $k_{\phi}^{экв.н.}$ и (4.34) для величины $k_{\phi}^{прод.н.}$ являются исходными величинами для формулировки критерия «нарушение прочности нефтегазопровода».

Для определения текущего состояния нефтегазопровода производится сравнение фактического запаса прочности k_{ϕ} с коэффициентами запаса прочности $k_{нр}$, k_2, k_3, k_4 , определенными для 4-х классов безопасности нефтегазопровода с использованием формул раздела 4.2.4.

Формулировка критерия: «Если фактический запас прочности $k_{\phi}^{экв.н.}$, рассчитанный с учетом максимального значения эквивалентного напряжения в наиболее нагруженном в сечении конструктивного элемента, превышает критериальный коэффициент k_2 или фактический запас прочности $k_{\phi}^{прод.н.}$, рассчитанный с учетом суммарного значения продольных напряжений с использованием модели Рамберга-Осгуда, превышает критериальный коэффициент k_2 , то прини-

мается решение о по обследованию и (или) проведению практических мероприятий по предотвращению аварийной ситуации на участке мониторинга».

Расчетные формулы (4.2.2) – (4.2.6) раздела 4.2.4 позволяют сформировать таблицы отображения состояния для $k_{\phi}^{экв.н.}$ (таблица 4.3) и $k_{\phi}^{прод.н.}$ (таблица 4.4).

4.2.8 Разработка критерия «потеря местной устойчивости нефтегазопровода»

Потеря местной устойчивости – это процесс нарушения геометрических параметров отдельных нефтегазопровода под действием изгибающих нагрузок.

Таблица 4.3 – Цветовая кодировка состояния нефтегазопровода для коэффициента

$k_{\phi}^{экв.н.}$

Наименование зоны допуска	Цветовая кодировка ВОС ТМ	Соотношение между фактическим и критериальным значением запаса прочности
Допустимо	Зеленый цвет	$(k_{\phi}^{экв.н.} \geq k_{np})$ или $(k_4 \leq k_{\phi}^{экв.н.} < k_{np})$
Требует внимания	Желтый цвет	$(k_3 \leq k_{\phi}^{экв.н.} < k_4)$ или $(k_2 \leq k_{\phi}^{экв.н.} < k_3)$
Недопустимо	Красный цвет	$(k_{\phi}^{экв.н.} < k_2)$

Таблица 4.4 – Цветовая кодировка состояния нефтегазопровода для коэффициента

$k_{\phi}^{прод.н.}$

Наименование зоны допуска	Цветовая кодировка ВОС ТМ	Соотношение между фактическим и критериальным значением запаса прочности
Допустимо	Зеленый цвет	$(k_{\phi}^{прод.н.} \geq k_{np})$ или $(k_4 \leq k_{\phi}^{прод.н.} < k_{np})$
Требует внимания	Желтый цвет	$(k_3 \leq k_{\phi}^{прод.н.} < k_4)$ или $(k_2 \leq k_{\phi}^{прод.н.} < k_3)$
Недопустимо	Красный цвет	$(k_{\phi}^{прод.н.} < k_2)$

При оценке уровня нагруженности участка нефтегазопровода по условию местной (оболочечной) формы потери устойчивости проверяют выполнение условия, выраженного неравенством:

$$\varepsilon \leq \frac{[\varepsilon_{np}]}{k}, \quad (4.35)$$

где ε – продольные деформации;

$[\varepsilon_{np}]$ – максимальное допустимое значение продольной деформации нефтегазопровода, являющееся решением уравнения:

$$\sigma(\varepsilon) = \frac{2}{3} \sqrt{E_t(\varepsilon) \cdot E_s(\varepsilon)} \frac{2t}{D}, \quad (4.36)$$

где $\sigma(\varepsilon)$ – продольные деформации;

$E_t(\varepsilon)$ – касательный модуль упругости, вычисленный по диаграмме деформирования металла;

$E_s(\varepsilon)$ – секущий модуль упругости, вычисленный по диаграмме деформирования металла;

dL – продольные деформации нефтегазопровода, измеренные системой мониторинга ВОС ТМ.

k – коэффициент запаса, определённый в соответствии с [100].

Формула (4.35) является условием сохранения целостности нефтегазопровода при рассмотрении продольных деформаций ε , фиксируемых деформационным волоконно-оптическим сенсором трубопровода.

С учетом формулы (4.1) неравенство (4.35) можно переписать в виде:

$$(\varepsilon_{base} + \varepsilon_{изм}) \leq \frac{[\varepsilon_{np}]}{k}. \quad (4.37)$$

Неравенство (4.37) является математической формулировкой критерия «местная потеря устойчивости нефтегазопровода».

После преобразования неравенства (4.37) в равенство, получим выражение для определения фактического коэффициента запаса k_ϕ , полученного при анализе продольных деформаций нефтегазопровода:

$$k_\phi = \frac{[\varepsilon_{np}]}{(\varepsilon_{base} + \varepsilon_{изм})}. \quad (4.38)$$

Полученная формула (4.38) для величины k_f является исходной величиной, используемой при формулировке критерия «местная потеря устойчивости нефтегазопровода».

Формулировка критерия: «Если значение фактического коэффициента запаса прочности k_f , полученное путем сравнения фактической и максимально допустимой $[\varepsilon_{np}]$ деформации нефтегазопровода, меньше значения критерияльного коэффициента k_2 , то принимается решение по обследованию и (или) проведению практических мероприятий по предотвращению аварийной ситуации на участке мониторинга».

Расчетные формулы (4.2.2)-(4.2.6) раздела 4.2.4 позволяют сформировать таблицы отображения состояния по данному критерию.

4.2.9 Разработка критерия «потеря общей устойчивости нефтегазопровода»

Критерий «потеря общей устойчивости нефтегазопровода» основан на методике расчета, изложенной в [98].

Исходными данными для расчета критерия общей потери устойчивости нефтегазопровода» являются следующие величины:

S – продольное усилие в нефтегазопроводе, определённое в соответствии с [98], рассчитанное на основании данных измерений волоконно-оптических сенсоров;

$N_{кр}$ – критическое продольное усилие в нефтегазопроводе, определённое в соответствии с [98];

$k_{общ.уст.}$ – фактический коэффициент запаса, определённый в соответствии с [98].

Математическая формулировка критерия «потеря общей устойчивости нефтегазопровода» определяется выражением:

$$S \leq \frac{N_{кр}}{k_{общ.уст.}}. \quad (4.39)$$

После преобразования неравенства (4.39) в равенство, получим выражение для определения фактического коэффициента запаса k_ϕ , полученного при анализе общей устойчивости нефтегазопровода:

$$k_\phi = k_{\text{общ.уст.}} = \frac{N_{\text{кр}}}{S}. \quad (4.40)$$

Формула (4.40) для величин k_ϕ является исходной величиной для формулировки критерия «потеря общей устойчивости нефтегазопровода».

Формулировка критерия: «Если значение фактического коэффициента прочности k_ϕ , полученное путем сравнения фактического и критического продольного усилия в нефтегазопроводе, превышает значение критериального коэффициента k_2 , то принимается решение по обследованию и (или) проведению практических мероприятий по предотвращению аварийной ситуации на участке мониторинга».

В соответствие с [98] проектную величину $k_{\text{общ.уст.}}$ следует определять в соответствие с формулой:

$$k_{\text{общ.уст.}}^{(\text{проект.})} \leq \frac{1,1}{m}. \quad (4.41)$$

При рассмотрении критерия «потеря общей устойчивости нефтегазопровода» расчет коэффициентов запаса прочности, соответствующих 4-м уровням безопасности нефтегазопровода, следует выполнять по формуле:

$$k_{\text{общ.уст.}}^{(i)} = 1 + \frac{k_{\text{прочн.}}^{(i)} - 1}{k_{\text{прочн.}}^{(\text{проект.})} - 1} \cdot (k_{\text{общ.уст.}}^{(\text{проект.})} - 1), \quad (4.42)$$

- где i – порядковый номер критериального уровня;
- $k_{\text{общ.уст.}}^{(i)}$ – критериальный коэффициент запаса по общей устойчивости, соответствующей i -му критериальному уровню;
- $k_{\text{прочн.}}^{(i)}$ – критериальный коэффициент запаса по прочности, соответствующей i -му критериальному уровню;
- $k_{\text{прочн.}}^{(\text{проект.})}$ – проектный коэффициент запаса по прочности;
- $k_{\text{общ.уст.}}^{(\text{проект.})}$ – проектный коэффициент запаса по общей устойчивости.

Введем следующие обозначения при $i=1$:

$$k_{прочн.}^{(проект.)} = k_{прочн.}^{(i)} = k_{прочн.}^{(1)} = k_{np}. \quad (4.43)$$

Тогда с учетом (4.42), расчет коэффициента запаса, соответствующего высокому (проектному) классу безопасности нефтегазопровода выполняется по формуле:

$$k_{общ.уст.}^{(i)} = 1 + \frac{k_{np} - 1}{k_{np} - 1} \cdot (k_{общ.уст.}^{(проект.)} - 1) = 1 + (k_{общ.уст.}^{(проект.)} - 1) = \frac{1,1}{m}. \quad (4.44)$$

Введем следующие обозначения при $i=2$:

$$k_{прочн.}^{(i)} = k_{прочн.}^{(2)} = k_4. \quad (4.45)$$

При $i=2$ получим формулу для расчета коэффициента запаса прочности, соответствующую среднему классу безопасности:

$$k_{общ.уст.}^{(2)} = 1 + \frac{k_4 - 1}{k_{np} - 1} \cdot (k_{общ.уст.}^{(проект.)} - 1) = 1 + \frac{k_4 - 1}{k_{np} - 1} \left(\frac{1,1}{m} - 1 \right). \quad (4.46)$$

Введем следующие обозначения при $i=3$:

$$k_{прочн.}^{(i)} = k_{прочн.}^{(3)} = k_3. \quad (4.47)$$

При $i=3$ получим формулу для расчета коэффициента запаса прочности, соответствующую нормальному классу безопасности:

$$k_{общ.уст.}^{(3)} = 1 + \frac{k_3 - 1}{k_{np} - 1} \cdot (k_{общ.уст.}^{(проект.)} - 1) = 1 + \frac{k_3 - 1}{k_{np} - 1} \left(\frac{1,1}{m} - 1 \right). \quad (4.48)$$

Введем следующие обозначения при $i=4$:

$$k_{прочн.}^{(i)} = k_{прочн.}^{(4)} = k_2. \quad (4.49)$$

При $i=4$ получим формулу для расчета коэффициента запаса прочности, соответствующую низкому классу безопасности:

$$k_{общ.уст.}^{(4)} = 1 + \frac{k_4 - 1}{k_{np} - 1} \cdot (k_{общ.уст.}^{(проект.)} - 1) = 1 + \frac{k_4 - 1}{k_{np} - 1} \left(\frac{1,1}{m} - 1 \right) \quad (4.50)$$

Расчетные формулы (4.2.2)-(4.2.6) раздела 4.2.4 позволяют сформировать таблицы отображения состояния по данному критерию.

4.2.10 Описание критерия «разрушение сварных швов нефтегазопровода»

Критерии разрушения сварных швов нефтегазопровода принимают в соответствии с [101].

Исходными данными для расчета критерия разрушения сварных швов нефтегазопровода являются следующие величины:

- $\sigma_{св.ш.}^{(крит.)}$ – величина критических продольных напряжений;
- $\sigma_{св.ш.}^{(пред.)}$ – величина предельно допустимых продольных напряжений;
- $\varepsilon_{св.ш.}^{(крит.)}$ – величина критических продольных деформаций;
- $\varepsilon_{св.ш.}^{(пред.)}$ – величина предельно допустимых продольных деформаций.

Проектный коэффициент запаса нефтегазопровода по дефектам сварных швов определяется формулой:

$$k_{св.ш.}^{(проект.)} = \frac{\varepsilon_{св.ш.}^{(крит.)}}{\varepsilon_{св.ш.}^{(пред.)}}. \quad (4.51)$$

С учетом фактической деформации, рассчитываемой по (4.1) для определения фактического коэффициента запаса, можно записать следующую формулу:

$$k_{св.ш.} = \frac{\varepsilon_{пред}^{(деф)}}{\varepsilon_{base} + \varepsilon_{изм}}, \quad (4.52)$$

где $k_{св.ш.}$ – фактический коэффициент запаса, определённый по дефектности сварных швов;

$\varepsilon_{св.ш.}^{(пред.)}$ – величина предельно допустимых продольных деформаций для сварных швов, имеющих дефекты, определяемая по [101].

Полученная формула (4.52) для величины $k_{св.ш.}$ является исходной величиной для формулировки критерия «разрушение сварных швов нефтегазопровода».

Величина предельной деформации с учетом (4.52) соответствует неравенству:

$$\varepsilon_{пред}^{(деф)} \leq (\varepsilon_{base} + \varepsilon_{изм}) k_{св.ш.}. \quad (4.53)$$

Формулировка критерия: «Если значение фактического коэффициента запаса сварных швов $k_{св.ш.}$, полученное путем сравнения значения величины предельно допустимых продольных деформаций $\varepsilon_{пред}^{(деф)}$ и суммарной деформацией $\varepsilon_{base} + \varepsilon_{изм}$, превышает значение критериального коэффициента k_2 , то принимается решение по обследованию и (или) проведению практических мероприятий по предотвращению аварийной ситуации на участке мониторинга».

Расчет коэффициентов запаса прочности, соответствующих 4-м уровням безопасности нефтегазопровода ведется по формулам, описанным в разделе 4.2.9. Аналогичным образом выполняется и цветовая кодировка состояния нефтегазопровода по этому критерию.

4.3 Разработка методики действий персонала при мониторинге магистрального нефтегазопроводов

4.3.1 Обобщенный алгоритм действий персонала

Обобщенный алгоритм действий персонала при мониторинге магистрального нефтегазопровода системой оценки деформаций трубопровода на основе оптических сенсоров, разработанный в рамках настоящего диссертационного исследования, показан на рисунках 4.3 и 4.4.

АРМ предоставляет диспетчеру оперативную информацию. При любом событии перехода в более опасную зону АРМ оповещает диспетчера звуковым сигналом и выводит соответствующие сообщения в журнал событий ВОС ТМ. При поступлении оповещений проконтролируют сообщения в журнале событий.

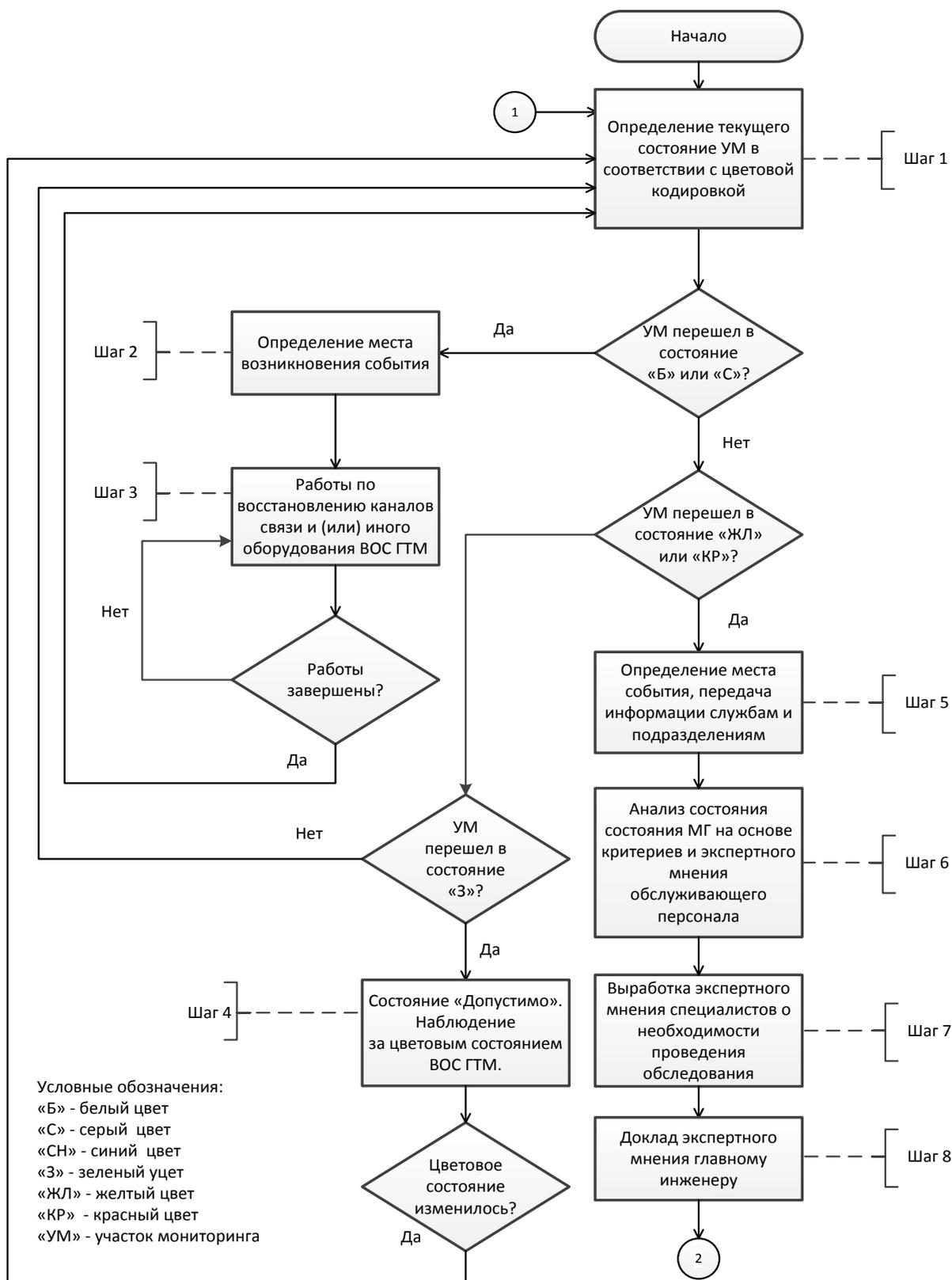


Рисунок 4.3 – Обобщённый алгоритм действий при получении сигналов (событий) от ВОС ТМ (начало)

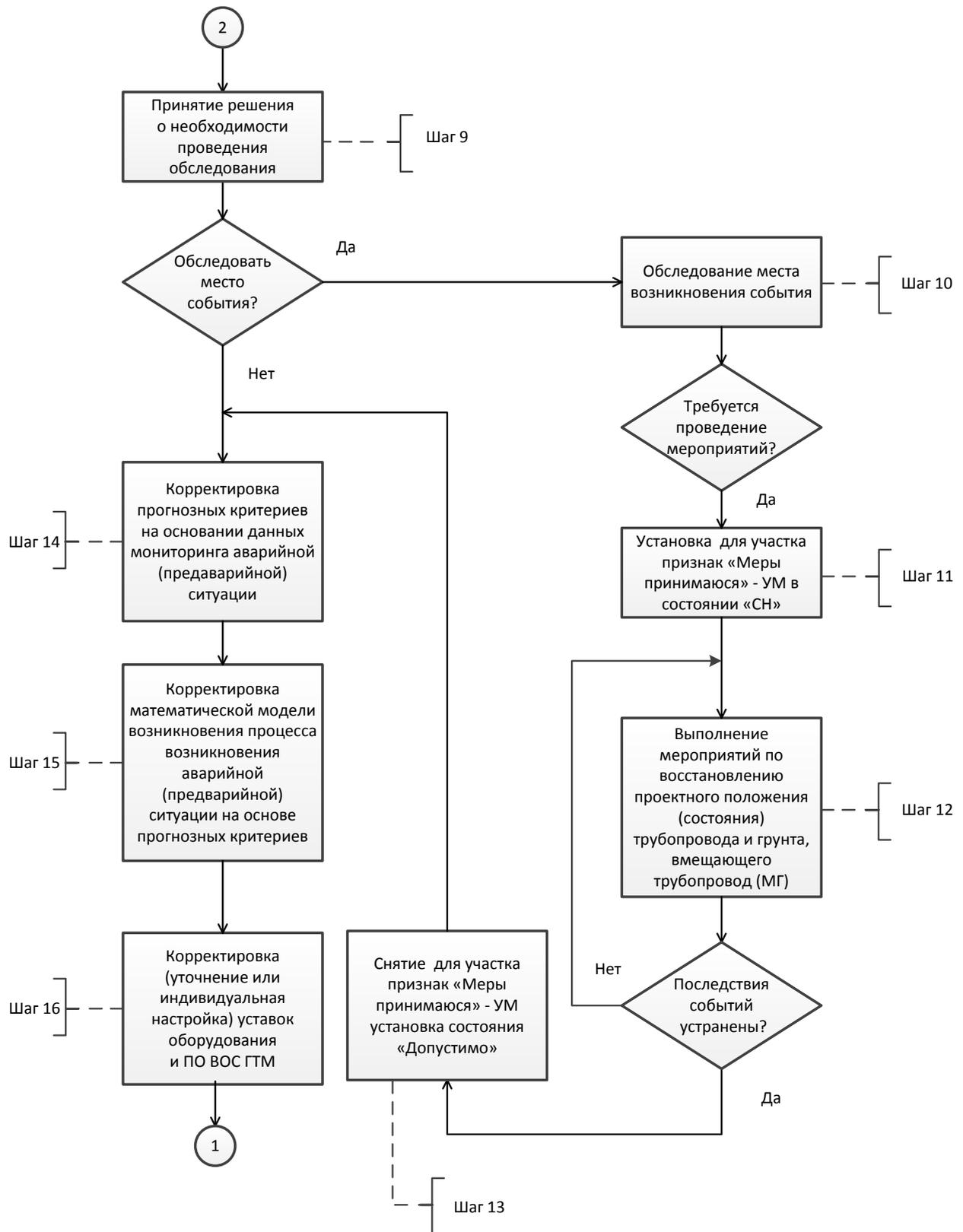


Рисунок 4.4 – Обобщённый алгоритм действий при получении сигналов (событий) от ВОС ТМ (окончание)

Для отражения последовательности действий в процессе мониторинга вводится понятие «событие мониторинга». Под событием понимается переход любого контролируемого параметра между следующими состояниями:

- «допустимо»(зеленый);
- «не допустимо» (красный);
- «требует внимания» (желтый);
- «недостовечно» (серый);
- «нет данных»(белый).

Примером события является переход системы мониторинга из состояния «допустимо» в состояние «требует внимания» в случае, если контролируемые ВОС ТМ параметры приближаются уровню аварийной (предаварийной) ситуации.

4.3.2 Пошаговый принцип работы алгоритма действий персонала при работе волоконно-оптических сенсоров технического мониторинга

Шаг 1: Система ВОС ТМ по данным, получаемым с датчиков деформации определяет текущее состояние участка мониторинга. Для этого используется АРМ оперативного наблюдения.

Шаг 2: В системе зарегистрирован переход в состояние «Нет данных» (белый цвет) или «Недостовечно» (серый цвет). Причиной указанных состояний являются технические и организационно-технические проблемы на участке мониторинга. Диспетчер (сменный инженер) сообщает о проблеме в службу КИП и А для устранения причин, препятствующих автоматическому получению данных измерений.

Шаг 3: Инженер службы КИП и А устраняет причины, препятствующие автоматическому получению данных измерений. При необходимости формируется специализированная бригада для участия в мероприятиях по устранению неисправностей.

Шаг 4: Система находится в состоянии «Допустимо». Параметры, получаемые с датчиков деформации передаются на АРМ оперативного наблюдения. Зна-

чения параметров датчиков ВОС ТМ не выходят за допустимые пределы и не требуют внимания специалистов, обслуживающих ВОС ТМ. Наблюдение осуществляет диспетчер РНУ (ДО).

Шаг 5: Как минимум одно новое событие имеет место на одном из участков мониторинга (УМ). Определение места события с использованием сведений, отражаемых на АРМ. Система переходит в состояние «Требуется внимания» (желтый цвет – предаварийная ситуация) или «Не допустимо» (красный цвет – аварийная ситуация). Диспетчер РНУ (сменный инженер) информирует о новом событии главного инженера, а также производит оповещение персонала служб КИП и А, ИТЦ (центра диагностики), производственного отдела по эксплуатации нефтегазопровода, службы технологической связи, линейно-эксплуатационной службы. Главный инженер принимает решение о необходимости выполнения превентивных или иных мероприятий на участке мониторинга на основе экспертной оценки развития ситуации, полученной от группы инженеров, занятых эксплуатацией ВОС ТМ. Для участков мониторинга, имеющих состояние «Требуется внимания» устанавливается срок принятия решений 6 месяцев, для участков в состоянии «Недопустимо» – 1 месяц. Совместные действия должностных лиц и служб при фиксации состояний системы мониторинга «Требуется внимания» и «Недопустимо».

Шаг 6: Для оценки степени опасности по участкам определенных к инспекции следует оценить количественные значения полученных данных с конкретного участка мониторинга, в т.ч. сопоставив данные с различных источников информации. При существенном превышении порога целесообразно рассмотреть возможность выполнения мероприятий по снижению рисков до начала инспектирования участка трубопровода, например, снизить давление на данном участке. Более точную величину превышения верхней уставки возможно определить только практическим путем на основании опыта инспекционных наблюдений и накопленной в системе статистики аномальных проявлений на нефтегазопроводе. Статистика инспекционных и текущих наблюдений сохраняется в форме многомерных прогнозных критериев.

Шаг 7: Формулировка экспертного мнения о необходимости проведения обследования производится инженером ЛЭС, инженером производственного отдела по эксплуатации нефтегазопроводов на основе специальных знаний предметной области и анализа прогнозных критериев развития ситуации.

Шаг 8: Группа экспертов в составе инженера ЛЭС, инженера производственного отдела по эксплуатации нефтегазопроводов докладывает экспертное мнение главному инженеру ЛПУ (ДО) для принятия окончательного решения о необходимости проведения обследования ПОУ.

Шаг 9: Главный инженер ЛПУ (ДО) принимает решение о необходимости (отсутствии необходимости) выполнения обследования ПОУ на основании экспертной оценки развития ситуации, выработанной группой инженеров.

Шаг 10: Выполнить инспекционное обследование и выпустить отчетные материалы. Для участков МТ в зоне пересечения активных тектонических разломов инспекционное обследование включает этап, цель которого уточнить местоположение ПОУ:

- анализ математической модели нефтегазопровода для определения не менее 2-х ПОУ с наиболее высоким уровнем НДС;
- разработка короткометражных шурфов на ПОУ;
- прямое измерение продольных и кольцевых компонент НДС в 4-х точках в 2-х сечениях на каждом ПОУ с использованием неразрушающих методов контроля [35];
- уточнение математической модели НДС нефтегазопровода по результатам прямых измерений напряжений в шурфах;
- определение уточненного местоположения ПОУ на основании скорректированной модели нефтегазопровода.

Инспекционное обследование включает в себя:

- визуальный осмотр трассы;
- проведение дистанционного неразрушающего контроля нефтегазопровода в соответствии с [35];

- шурфованиенефтегазопровода с обследованием состояния металла труб в шурфе;
- определение фактического положения МГ в зоне АТР с целью фиксации отклонения от начального положения.

Шаг 11: На основании отчетных материалов инспекционного обследования принять решение о проведении мероприятий над объектом мониторинга. Перед проведением мероприятий над объектом мониторинга необходимо на АРМ установить для этого участка марку «меры принимаются». Это позволит исключить реагирование системы на внешние воздействия, которые могут иметь место в процессе выполнения мероприятий.

Шаг 12: Процесс выполнения мероприятий на объекте мониторинга:

- расчетная оценка работоспособности и ресурса участка нефтегазопровода;
- изменение эксплуатационного режима нефтегазопровода на более безопасный;
- вывод участка нефтегазопровода из эксплуатации;
- проведение восстановительных работ на нефтегазопроводе;
- капитальный ремонт нефтегазопровода.

Шаг 13: По завершению работ по выполнению мероприятий над объектом мониторинга необходимо снять марку «меры принимаются».

Шаг 14: Корректируют прогнозные критерии на основании данных, полученных по результатам анализа и устранения аварийной (предаварийной) ситуации. Собранные данные (результаты измерений) передаются в производственный отдел автоматизации.

Шаг 15: Производственный отдел автоматизации на основе данных полученных в ходе развития аварийной (предаварийной) ситуации производит корректировку математической модели, отражающей динамику аварийной (предаварийной) ситуации на магистральном нефтегазопроводе. При необходимости для выполнения корректировки математической модели привлекаются разработчики программного обеспечения ВОС ТМ.

Шаг 16: Производится корректировка предупреждающих уставок системы мониторинга ВОС ТМ. Переход к шагу 1.

Детальную инструкцию, определяющую последовательность действий, выполняемые процедуры, взаимодействие различных служб, состав и формы отчетных материалов – по подготовке и проведению инспекции, а также мероприятий направленных на локализацию и предотвращение развития аномальной ситуации, разрабатывает и утверждает эксплуатирующая организация РНУ (или ЛПУ МГ).

4.3.3 Функциональные обязанности и последовательность действий персонала при получении данных от сенсоров трубных деформаций

В данном разделе разработана методика, в которой отражен порядок действий при получении данных от ВОС ТМ, сигнализирующих об отклонениях установленных параметров от нормативных значений, появлении аварийных ситуаций и иных событий, зафиксированных ВОС ТМ, требующих вмешательства обслуживающего персонала (таблицы 4.5-4.8).

Таблица 4.5 – Порядок действий эксплуатационного персонала при получении данных от сенсоров трубных деформаций при цветовой сигнализации «Белый» – «Нет данных» или «Серый» – «Недостоверно»

Ответственные лица	Действия персонала РНУ
Диспетчер ПДС филиала (ДО) Дежурный инженер АСУ, А и ТМ Дежурный инженер СТС	Диспетчер заносит в Журнал запись (число, время) о неполадке в ВОС ТМ. Диспетчер вызывает дежурного инженера АСУ, А и ТМ и инженера СТС для устранения неполадок в системе. После завершения производства работ по устранению неполадок в системе ВОС, диспетчер включает ее в работу. Световая сигнализация должна загореться светом, соответствующим техническому состоянию.

Таблица 4.6 – Порядок действий эксплуатационного персонала при получении данных от сенсоров трубных деформаций при цветовой сигнализации «Зеленый» – «Допустимо»*

Ответственные лица	Действия персонала РНУ
Диспетчер ПДС филиала (ДО);	Система ВОС ТМ работает в нормальном режиме: диспетчер постоянно контролирует параметры ВОС ТМ
Примечание * – Признаки: значение оперативного критерия «фактический коэффициент запаса прочности k_ϕ нефтегазопровода удовлетворяет неравенствам: ($k_\phi \geq k_{np}$) или ($k_4 \leq k_\phi < k_{np}$), где: k_{np} – проектный коэффициент запаса прочности; k_4 – коэффициент запаса прочности, соответствующий среднему уровню безопасности нефтегазопровода	

Таблица 4.7 – Порядок действий эксплуатационного персонала при получении данных от сенсоров трубных деформаций при цветовой сигнализации «Желтый» – «Требуется принятия мер»*

Ответственные лица	Действия персонала РНУ
Диспетчер ПДС филиала (ДО), Инженер ЛЭС, Инженер службы диагностики оборудования и сооружений	1. Диспетчер передает инженерам ЛЭС и СДОиС уточняющую информацию о времени (периодичности) возникновения трубных деформаций на участке нефтегазопровода с уровнем безопасности «средний» и «низкий». 2. Инженеры ЛЭС и СДОиС оценивают информацию о состоянии нефтегазопроводной системы. 3. Инженеры ЛЭС и СДОиС передают информацию о состоянии нефтегазопроводной системы диспетчеру ПДС для передачи в ДО и доклада главному инженеру (РНУ)ЛПУ
Примечание * – Признаки: Значение оперативного критерия «фактический коэффициент запаса прочности k_ϕ нефтегазопровода удовлетворяет неравенствам: ($k_3 \leq k_\phi < k_4$) или ($k_2 \leq k_\phi < k_3$) где: k_{np} – проектный коэффициент запаса прочности; k_3 – коэффициент запаса прочности, соответствующий нормальному уровню безопасности нефтегазопровода; k_2 – коэффициент запаса прочности, соответствующий низкому уровню безопасности нефтегазопровода	

Таблица 4.8 – Порядок действий эксплуатационного персонала при получении данных от сенсоров трубных деформаций при цветовой сигнализации «Красный» – «Недопустимо»*

Ответственные лица	Действия персонала РНУ
Диспетчер ПДС филиала (ДО);	Проводит анализ ситуации (падение давления на участке, анализ данных с прилегающих (НПС) КС на данном участке, положение запорной арматуры на участке нефтегазопровода).

Продолжение таблицы 4.8

Ответственные лица	Действия персонала РНУ
<p>Диспетчер ПДС филиала (ДО);</p>	<p>Докладывает начальнику управления (главному инженеру), в ПДС эксплуатирующей организации, в ПДС смежных филиалов.</p> <p>При необходимости принимает сообщение об аварии: дата, время, характер аварии, место, кто сообщил.</p> <p>Проводит анализ ситуации (падение давления на участке предполагаемого разрыва, анализ данных с прилегающих НПС (КС), положение запорной арматуры на участке нефтегазопровода).</p> <p>Докладывает начальнику управления (главному инженеру), в ПДС ООО эксплуатирующей организации в ПДС смежных филиалов.</p> <p>По распоряжению начальника управления(главного инженера) при наличии аварийной ситуации водит в действие «План оповещения, сбора и выезда дежурной аварийной бригады (ДАБ)».</p> <p>Организует действия эксплуатирующего персонала РНУ (ЛПУ) в соответствии с утвержденной инструкцией (планом) ликвидации аварии (ПЛА).</p> <p>При наличии аварийной ситуации действует в соответствии с распоряжениями начальника управления (главного инженера) и ПДС эксплуатирующей организации.</p> <p>При отсутствии аварийной ситуации докладывает начальнику управления (главному инженеру) информацию о необходимости проведения выезда на потенциально-опасный участок в целях рекогносцировки.</p> <p>При необходимости организации работ по обследованию участка нефтегазопровода действует по указанию начальника управления (главного инженера), организует сбор и выезд специалистов для проведения обследования.</p> <p>Дает поручение дежурным инженерам служб КИП и А, ЭВС, СТС о проверке работоспособности оборудования.</p>
<p>Инженер КИП и А</p>	<p>Проверяет исправность ПТС ВОС ТМ, в случае отсутствия доступности оборудования на участке нефтегазопровода информирует инженеров СТС о возможной неисправности датчиков ВОС ТМ.</p> <p>Докладывает результаты проверки диспетчеру (сменному инженеру) ЛПУ</p>

Окончание таблицы 4.8

Ответственные лица	Действия персонала РНУ
Инженер службы технологической связи	<p>Проверяет исправность датчиков ВОС ТМ.</p> <p>Докладывает результаты проверки диспетчеру (сменному инженеру) ЛПУ.</p> <p>В случае наличия аварийной ситуации проводит подготовку оборудования систем технологической связи для организации работы выездной бригады согласно мероприятиям ПЛА</p>
Инженер службы главного энергетика	<p>Проверяет доступность дистанционно-управляемого энергетического и электротехнического оборудования, размещённого на ПОУ.</p> <p>Докладывает результаты проверки диспетчеру (сменному инженеру) ЛПУ.</p> <p>В случае наличия аварийной ситуации проводит подготовку энергетического оборудования для организации работы выездной бригады согласно мероприятиям ПЛА.</p> <p>Проверяет доступность дистанционно-управляемого энергетического и электротехнического оборудования, размещённого на ПОУ.</p> <p>Докладывает результаты проверки диспетчеру (сменному инженеру) ЛПУ.</p> <p>В случае наличия аварийной ситуации проводит подготовку энергетического оборудования для организации работы выездной бригады согласно мероприятиям ПЛА</p>
<p>Примечание * – Признаки: Значение оперативного критерия «фактический коэффициент запаса прочности k_ϕ нефтегазопровода удовлетворяет неравенству: $k_\phi < k_2$ где: k_2 – коэффициент запаса прочности, соответствующий низкому уровню безопасности нефтегазопровода.</p> <p>Внешние факторы проявления аварии (опознавательные признаки): заметное снижение давления газа на участке нефтегазопровода между запорной арматурой; срабатывание аварийной сигнализации системы телемеханики, системы мониторинга ВОС ТМ.</p>	

Выводы по главе 4

1. Разработана методика оценки нулевой (начальной) деформации нефтегазопроводов для 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). При этом точки измерения на трубопроводе могут быть расположены в пространстве произвольным образом, а расстояния между точками измерения вдоль оси трубопровода могут быть разными.

2. Предложены основные типы предельных состояний нефтегазопроводов, характерных для зон активных тектонических разломов, оползневых процессов, карстовых образований, многолетнемёрзлых и слабонесущих грунтов:

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

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

4. Разработаны принципы цветовой кодировки результатов сравнения фактических показателей работоспособности с нормативными значениями, позволяющая применить их для создания программного обеспечения АРМ оператора системы мониторинга.

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

6. Разработаны методики действий персонала при эксплуатации системы мониторинга магистрального трубопровода, включая алгоритм действий и пошаговый принцип его реализации.

7. Введено понятие «Событие мониторинга», под которым понимается переход любого контролируемого параметра между различными состояниями системы.

8. Определены функциональные обязанности ключевого персонала и при получении сигналов от системы волоконно-оптического мониторинга деформации трубопровода.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

ты 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 сложноподвижного 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 методики действий персонала при эксплуатации трубопровода с системой мониторинга.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агине́й, Р.В. Разработка методики оценки напряженного состояния нефтегазопроводов по коэрцитивной силе металла: дис. ...канд. техн. наук 25.00.19 / Агине́й Руслан Викторович. – Ухта, 2005. – 143 с.
2. Агравал, Г. Применение нелинейной волоконной оптики / Г. Агравал. – СПб.: Лань, 2011. – 592 с.
3. Александров, Ю.В. Неразрушающая диагностика деградиационных процессов в металле газопроводов/ Ю.В. Александров, Р.В. Агине́й, А.Ю. Михалев // Газовая промышленность. – 2011. – № 6. – С. 60 – 63.
4. Александров, Ю.В. Разработка методологии эффективного предупреждения разрушения длительно эксплуатируемых газопроводных систем, подверженных стресс-коррозии: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.19 / Александров Юрий Викторович. – Ухта, 2013. – 472 с.
5. Алешин, В.В. Численный анализ прочности трубопроводных систем / В.В. Алешин, В.Е. Селезнев, С.Н. Прялов. – М.: Ком Книга, 2005. – 496 с.
6. Алиев, Р.А. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р.А. Алиев, В.Д. Белоусов, А.Г. Немудров. – М.: Недра, 1988. – 368 с.
7. Анализ аварий и несчастных случаев в нефтегазовом комплексе России: учеб. пособие для вузов / В.С. Аванесов, А.Б. Александров, А.И. Александров и др. – М.: Рос. гос. ун-т нефти и газа им И.М. Губкина, 2007. – 309 с.
8. Анализ аварийных ситуаций и их последствий на магистральных нефтепроводах / М.А. Стадникова, Е.В. Глебова, А.В. Мурадов, Л.Э. Шейнкман // Экология и промышленность России. – 2009. № 8. – С. 22 – 24.
9. Анализ данных и процессов: учеб. пособие / А.А. Барсегян, М.С. Куприянов, И. И. Холод и др. – 3-е изд., перераб. и доп. – СПб.: БХВ-Петербург, 2009. – 512 с.

10. Анализ напряженно-деформированного состояния потенциально опасного участка надземного перехода магистрального газопровода /Ф.М. Мустафин, Р.М. Аскарлов, Т.М. Бахиев и др. // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – № 1. – С. 16 – 21.

11. Андреева, Е.В. Разработка методики оценки несущей способности подземных магистральных трубопроводов в сейсмически опасных зонах: дисс. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Андреева Елена Владимировна. – М., 2009. – 138 с.

12. Андронов, И.Н. Ресурс надземных трубопроводов. Ч. 2, Методы оценки кинетики усталостных и деформационных процессов / И.Н. Андронов, А.С. Кузьбожев, Р.В. Агиней. – Ухта: УГТУ, 2008. – 278 с.

13. АО «Газпром оргэнергогаз» [Электронный ресурс]: офиц.сайт. Москва. – URL: <http://www.oeg.ru> / (дата обращения: 15.03.2018).

14. Асадуллин, М.З. Выявление и ремонт участков магистральных газопроводов больших диаметров, подверженных стресс-коррозии: дис. ... канд. техн. наук. 25.00.19 / Асадуллин Мухумет Зуфарович. – Уфа, 2001. – 182 с.

15. Аскарлов, Р. М. Развитие и научное обоснование методов ремонта магистральных нефтегазопроводов без остановки транспорта газа: дис. ... д-ра техн. наук: 25.00.19 / Аскарлов Роберт Марагимович. – Уфа, 2009. – 321 с.

16. Аскарлов, Р.М. Влияние погрешностей строительно-монтажных работ на КРН / Р.М. Аскарлов // Газовая промышленность. – 2002. – № 3. – С. 86 – 87.

17. Бабич, В.К. Деформационное старение стали / В.К. Бабич, Ю.П. Гуль, И.Е. Долженков. – М.: Машиностроение, 1972. – 320 с.

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

19. Беспрозванных, В.Г. Нелинейные эффекты в волоконной оптике / В.Г. Беспрозванных, В.П. Первадчук. – Пермь: ПГТУ, 2011. – 228 с.
20. Бондур, В.Г. Аэрокосмические методы и технологии мониторинга нефтегазоносных территорий и объектов нефтегазового комплекса / В.Г. Бондур // Исследование Земли из космоса. – 2010. – № 6. – С. 3 – 17.
21. Бородавкин, П.П. Об устойчивости подземных и наземных трубопроводов / П.П. Бородавкин, Л.И. Быков, В.С. Яблонский // В сб.: «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов». Труды НИИ-транснефть, вып. III. – М.: Недра, 1964. – С. 155 – 164.
22. Бородавкин, П.П. Подземные магистральные трубопроводы (проектирование и строительство) / П.П. Бородавкин. – М.: Недра, 1982. – 384 с.
23. Бородавкин, П.П. Расчет устойчивости подземных трубопроводов / П.П. Бородавкин, Л.И. Быков, В.С. Яблонский // Строительство трубопроводов. – 1963. – № 5. – С. 5 – 7.
24. Вентцель, Е.С. Теория случайных процессов и ее инженерные приложения: учеб. пособие для вузов. / Е.С. Вентцель, Л.А. Овчаров. – 2-е изд., стер. – М: Высш. шк, 2000. – 383 с.
25. Волоконно-оптические технологии, устройства, датчики и системы / Ю.В. Гуляев, С.А. Никитов, В.Т. Потапов, Ю.К. Чаморовский // Фотон-экспресс. – 2005. – № 6. – С. 114 – 128.
26. Выявление потенциально опасных участков магистральных газопроводов на пересечениях с геодинамическими зонами / Б.Н. Мастобаев, Р.М. Аскарлов, С.В. Китаев и др. // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – № 3. – С. 38 – 43.
27. Гаврилов, В.П. Общая и историческая геология и геология СССР: учеб. для вузов / В.П. Гаврилов – М.: Недра, 1989. – 459 с.
28. Геологические условия возникновения аварийности на магистральных трубопроводах / В.Н. Коровкин, В.К. Липский, Г.А. Шароглазова и др. // Автоматизированные технологии изысканий и проектирования. – 2008. – № 1. – С. 50 – 60.

29. Гехман, А.С. Расчет, конструирование и эксплуатация трубопроводов в сейсмических районах / А.С. Гехман, Х.Х. Зайнетдинов. – М.: Стройиздат, 1988. – 182 с.
30. Голли, О.Р. Некоторые закономерности морозного пучения грунтов и перспективы их использования в строительстве / О.Р. Голли // Сборник «Проблемы инженерного мерзлотоведения в гидротехническом строительстве». – М.: Наука, 1986. – С. 53 – 61.
31. Горковенко, А.И. Влияние некоторых закономерностей морозного пучения грунтов на высотное положение подземного трубопровода и его напряженно деформированное состояние / А.И. Горковенко // Электронный журнал «Нефтегазовое дело». – 2006. URL: http://ogbus.ru/authors/Gorkovenko/Gorkovenko_1.pdf.
32. Горкунов, Э.С. Исследование связей механических и физических характеристик со структурными параметрами непрерывно-литой горячекатаной стали 45 / Э.С. Горкунов, А.Б. Бухвалов // Дефектоскопия. – 1996. – №6. – С. 60 – 69.
33. ГОСТ 20295-85. Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. – Введ. 1987-01-01. – М.: ИПК Из-во стандартов, 2003. – 39 с.
34. ГОСТ 32388-2013. Трубопроводы технологические. Нормы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия. – Введ. 2014-08-01. – М.: ВНИИГАЗ, 2014. – 30 с.
35. ГОСТ 52330-2005. Контроль неразрушающий. Контроль напряженно-деформированного состояния объектов промышленности и транспорта. – Введ. 2005-09-01. – М.: Стандартиформ, 2005. – 7 с.
36. ГОСТ Р 55989-2014. Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа. – Введ. 2014-12-01. – М.: Стандартиформ, 2015. – 102 с.
37. Дюран, Б. Кластерный анализ / Б. Дюран, П. Оделл. – М: Статистика, 1977. – 104 с.

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

39. Железняк, М.Н. Нефтепровод «Восточная Сибирь – Тихий океан»: современное состояние и перспективы / М.Н. Железняк, С.И. Сериков, М.М. Шац // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – № 3. – С. 29 – 33.

40. Инструкция по определению фактического напряженно-деформированного состояния по данным геодезической съемки участков газопроводов, расположенных на территориях с опасными геодинамическими процессами, и оценки их работоспособности: утв. генеральным директором ООО «ВНИИГАЗ». М., 2003. – 37 с.

41. Интеллектуальная вставка для контроля напряженно-деформированного состояния магистральных трубопроводов / В.А. Усошин, Н.Г. Петров, А.В. Захаров, А.Н. Кузнецов // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2004. – № 11. С. – 7-9.

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

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

44. Исламов, Р.Р. Стендовые испытания волоконно-оптического метода оценки напряженно-деформированного состояния трубопроводов / Р.Р.

Исламов, Р.В. Агинея // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2017. – № 4. – С. 39 – 42.

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

46. Камершов, Н.Ю. Задачи и методы мониторинга ВОЛП / Н.Ю. Камершов // Информатика и проблемы телекоммуникаций. – 2007. – № 2. – С. 91 – 92.

47. Камерштейн, А.Г. Расчет трубопроводов на прочность: справочная книга / А.Г. Камерштейн, В.В. Рождественский, М.Н. Ручимский. – М.: Недра, 1969. – 442 с.

48. Каневский, И.Н. Неразрушающие методы контроля: учеб. пособие. / И.Н. Каневский, Е.Н. Сальников. – Владивосток: Изд-во ДВГТУ, 2007. – 243 с.

49. Кобзарь, А.И. Прикладная математическая статистика. Для инженеров и научных работников / А.И. Кобзарь – М.: ФИЗМАТЛИЗ, 2006. – 816 с.

50. Козырев, А.А., Каспарьян А.А., Савченко С.Н. Принципы организации геомеханического мониторинга линейно-протяженных объектов (применительно к нефте- и газопроводам) / А.А. Козырев, А.А. Каспарьян, С.Н. Савченко // Вестник МГТУ, 2009. – Т. 12. – № 4. – С. 683 – 689.

51. Коллинз, Д. Повреждение материалов в конструкциях. Анализ, предсказание, предотвращение / Д. Коллинз. – М.: Мир, 1984. – 624 с.

52. Краткий обзор о прорывах нефтепроводов и объемах разливов нефти в России / И.П. Блоков, Гринпис России. – 2011 г.

53. Кузнецов, А.Г. Распределенный волоконный датчик температуры со спектральной фильтрацией направленными волоконными ответвлениями /

А.Г. Кузнецов, С.А. Бабин, И.С. Шелемба // Квантовая электроника. – 2009. – № 11. – С. 1078 – 1081.

54. Кузьбожев, А.С. Обоснование материаловедческих критериев повреждаемости металла труб магистральных газопроводов и прогнозирование остаточного ресурса: автореф. дисс. канд. тех. наук: 05.02.01 / Кузьбожев Александр Сергеевич. – М., 2003. – 21 с.

55. Листвин, А.В. Рефлектометрия оптических волокон / А.В. Листвин, В.Н. Листвин. – М.: ЛЕСАРарт, 2005. – 208 с.

56. Литовченко, И.Н. Физические параметры очаговых зон сильных землетрясений земной коры Северного Тянь-Шаня и прилегающих территорий / И.Н. Литовченко // Известия НАК РК. Серия геологическая. – 2009. – №5. – С. 59 – 67.

57. Мазур, И.И. Безопасность трубопроводных систем / И.И. Мазур, О.М. Иванцов. – М.: ИЦ «ЕЛИМА», 2004. – 1104 с.

58. Маратханов, В.П. Исследование взаимодействия магистральных газопроводов с ландшафтами на севере Западной Сибири на основе техно-геоэкологического анализа / В.П. Маратханов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – № 2. – С. 24 – 32.

59. Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов: ВРД 39-1.10-026-2001. – Введ. с 29.01.2001. – М.: ВНИИГАЗ, 2001. – 62 с.

60. Методические указания по освидетельствованию и идентификации стальных труб для газонефтепроводов: ВРД 39-1.11-014-2000. – Введ. с 01.10.2000. – М.: ИРЦ Газпром. – 35 с.

61. Методы испытания, контроля и исследования машиностроительных материалов: справ. пособие. Т. 2. Методы исследования механических свойств металлов / под. ред. А.Т. Туманова. М.: Машиностроение, 1971. – 320 с.

62. Мехеда, В.А. Тензометрический метод измерения деформаций: учеб. пособие / В.А. Мехеда. – Самара: Изд-во Самар. гос. аэрокосм. ун-та, 2011. – 56 с.

63. Микрорезонаторные волоконно-оптические преобразователи волоконного типа / В.Д. Бурков, Ф.А. Егоров, Я.В. Малков, В.Т. Потапов // Радиотехника. – 1998. – №3. – С.36 – 40.

64. Михалев, А.Ю. Разработка метода оценки остаточного ресурса основного металла труб нефтегазопроводов на основе измерения твердости с малой нагрузкой: дис. ... канд. техн. наук. 25.00.19 / Михалев Андрей Юрьевич. – Ухта, 2012. – 127 с.

65. Моделирование процесса разлива нефти и нефтепродуктов при разгерметизации на подводных переходах магистральных нефтепродуктопроводов / В.А. Алексеев, С.В. Алексеев, А.Н. Миннегалеев, Р.Р. Ахметов // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – № 8. – С. 172 – 177.

66. Муравин, Е.Л. Определение минимального радиуса кривизны магистрального трубопровода на потенциально опасных участках по данным плановых и высотных измерений положения его оси / Е.Л. Муравин, Т.Е. Стенина // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – № 3. – С. 18 – 23.

67. Напетваридзе, Ш.Г. Сейсмостойкость магистральных трубопроводов и специальных сооружений нефтяной и газовой промышленности / Ш.Г. Напетваридзе, А.С. Гехман, В.В. Спиридонов. – М.: Наука, 1980. – 171 с.

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

69. Национальный отчет Международной ассоциации сейсмологии и физики недр Земли, Международного геодезического и геофизического Сою-

за 2003 –2006 / под общ. ред. А.Д. Завьялова, М.В. Невского, А.О. Глико. – М.: Национальный геофизический комитет РАН, 2007. – 126 с.

70. О фактических радиусах изгиба линейной части магистральных газопроводов / Р.М. Аскарлов, К.М. Гумеров, А.Н. Кукушкин, И.М. Исламов // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – № 6. – С. 28 – 33.

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

72. Отчет о деятельности федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору, М., 2016.

73. Панюков, П.Н. Инженерная геология / П.Н. Панюков. – М.: Недра, 1978. – 296 с.

74. Пат. 2451874 Российская Федерация, МПК F 17 D 5/00. Способ мониторинга и оценки технического состояния магистрального трубопровода и система для его реализации / Пужайло А.Ф., Савченков С.В., Реунов А.В., Карнавский Е.Л., Цыс В.М., Свердлик Ю.М., Баранов В.Г., Милов В.Р.; заявитель и патентообладатель АО «Гипрогазцентр». – № 2011111889/06; заявл. 29.03.11; опубл. 27.05.12, Бюл. № 15. – 12 с.: ил.

75. Пат. 2563419 Российская Федерация, МПК F 17 D 5/00. Способ мониторинга технического состояния трубопровода и система для его осуществления / Шаклеин С.С., Абрамов М.В.; заявитель и патентообладатель Шаклеин С.С., Абрамов М.В. – № 2014105256/02; заявл. 13.02.14; опубл. 20.09.15, Бюл. № 26. – 11 с.: ил.

76. Пат. 2527902 Российская Федерация, МПК F 17 D 5/00, G 01 C 21/00: Способ определения планово-высотного положения подземного магистрального трубопровода / Ю.В. Лисин, В.А. Ларин, Д.Ю. Глинкин. Заявитель и патентообладатель: ООО «НИИ Транснефть», ОАО ЦТД «ДИА-

СКАН». – № 2012150084/06; заявл. 23.11.12; опубл. 10.09.14, Бюл. № 25. – 8 с.: ил.

77. Пиласевич, А.В. Старение сталей подземных трубопроводов / А.В. Пиласевич, В.В. Новоселов // Нефть и газ. – 1999. – №5. – С. 56 – 59.

78. Портативная модульная платформа, разработанная для проектирования, введения в действие и обслуживания оптоволоконных сетей. Руководство по эксплуатации. М.: JDSU, 2006.

79. Потапов, В.Т. Интерференционные эффекты при релеевском рассеянии излучения в оптических волокнах / В.Т. Потапов, В.Н. Трещиков, С.В. Шаталин // Радиотехника и электроника. – Т.43. – 1998. – №12. – С. 1505 – 1510.

80. Предельский, Л.В. Инженерная геология / Л.В. Предельский, О.Е. Приходченко. – М.: Феникс, 2006. – 448 с.

81. Применение распределенной Волоконно-оптической системы геотехнического мониторинга (ВОС ГТМ) для проведения мониторинга температуры и деформации трубопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов // Нефть и газ Сибири. – 2016. – № 2. С. 48 – 50.

82. Применение риск-ориентированного подхода к оценке необходимости и целесообразности установки систем мониторинга технического состояния газопроводов / В.И. Бородин, Р.Е. Шепелев, Д.М. Ляпичев и др. // Газовая промышленность. – 2018. – № 1. – С. 60 – 63.

83. Пустырник, Е.И. Статистические методы анализа и обработки результатов наблюдений / Е.И. Пустырник. – М.: Наука, 1968. – 288 с.

84. Р Газпром 2-2.3-550-2011. Методические рекомендации по дешифрированию и аналитической обработке материалов аэрокосмической съемки для оценки технического состояния газопроводов. – Введ. 2008-11-21. – М.: Газпром экспо, 2011. – 41 с.

85. Р Газпром 2-2.3-552-2011. Методические рекомендации по мониторингу опасных оползневых участков МГ с применением технологии ра-

диолокационной космической интерферометрии. – Введ. 2008-11-21. – М.: Газпром экспо, 2011. – 41 с.

86. Работнов, Ю.Н. Сопротивление материалов / Ю.Н. Работнов. – М.: Гос. изд-во физ.-мат. лит-ры.1962. – 456 с.

87. Разработка расчетных схем подземных трубопроводов с ненормативной кривизной оси с учетом данных внутритрубной диагностики / Д.А. Неганов, В.М. Варшицкий, Э.Н. Фигаров, С.В. Эрмиш // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – № 7. – С. 16 – 27.

88. Распределенный интерферометрический волоконно-оптический датчик / А.М. Мамедов, В.Т. Потапов, С.В. Шаталин, Р.В.Юшкайтис // Письма в ЖТФ, т.19, вып.8, 1993. – С. 6 – 12.

89. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях: Т. 1. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов / А.М. Шаммазов, Р.М. Зарипов, В.А. Чичелов, Г.Е. Коробков. – М.: Интер, 2005. – 706 с.

90. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях: Т. 2. Оценка и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях / А.М. Шаммазов, Р.М. Зарипов, В.А. Чичелов, Г.Е. Коробков. – М.: Интер, 2006. – 564 с.

91. Рекомендации по оценке прочности и устойчивости, эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС: утв. начальником Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром», 24.11.2006. – М., 2006. – 59 с.

92. Ржаницын, А.Р. Теория расчета строительных конструкций на надежность / А.Р. Ржаницын. – М.: Стройиздат, 1978. – 239 с.

93. Самарский, А.А. Численные методы / А.А. Самарский, А.В. Гулин. – М.: Наука, 1989. – 432 с.

94. Селезнев, В.Е. Методы и технологии численного моделирования газопроводных систем / В.Е. Селезнев, В.В. Алешин, Г.С. Клишин – М.: Едиториал УРРО, 2002. – 448с.
95. Сергеев, Е.М. Инженерная геология / Е.М. Сергеев // -- Изд. 2. – М.: Изд-во Моск. ун-та, 1982. – 248 с.
96. Серенсен, С.В. Избранные труды: т.2 Усталость материалов и элементов конструкций / С.В. Серенсен. – Киев: Наукова Думка, 1985. – 256 с.
97. Смирнов, О.В. Разработка метода оценки работоспособности нефтегазопроводов по твердости с малой нагрузкой: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19 / Смирнов Олег Викторович. – Ухта, 2008. – 183 с.
98. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. – Введ. 2013-07-01. – М., 2013. – 83 с.
99. Степнов, М.Н. Статистические методы обработки результатов механических испытаний: справочник / М.Н. Степнов. – М.: Машиностроение, 1985. – 232 с.
100. СТО Газпром 2-2.3-184-2007. Методика по расчету и обоснованию коэффициентов запаса прочности и устойчивости магистральных трубопроводов на стадии эксплуатации и технического обслуживания. – Введ. 2008-05-14. – М.: ИРЦ «Газпром», 2008. – 37 с.
101. СТО Газпром 2-2.4-715-2013 Методика оценки работоспособности кольцевых сварных соединений магистральных газопроводов. – Введ. 2014-03-17. – М.: ИРЦ «Газпром», 2014. – 299 с.
102. Тарлинский, В.Д. Экспериментальная оценка свойств длительно эксплуатируемых газопроводов / В.Д. Тарлинский, С.В. Головин // Строительство трубопроводов. – 1997. – № 1. – С. 29 – 32.
103. Трощенко, В.Т. Деформирование и разрушение металлов при многоцикловом нагружении / В.Т. Трощенко. – Киев: Наукова думка, 1981. – 341 с.

104. Тухбатуллин, Ф. Г. Обследование и ремонт магистральных газопроводов, подверженных КРН: обз. информ. / Ф. Г. Тухбатуллин, З. Т. Галиуллин, С. В. Карпов и др. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2001. – 61 с.

105. Чучкалов, М.В. Разработка методов выявления, торможения и предотвращения коррозионного растрескивания под напряжением на магистральных газопроводах: дис. д-ра техн. наук: 25.00.19 / Чучкалов Михаил Владимирович. – Уфа, 2015. – 364 с.

106. Шаммазов, А.М. Разработка метода расчета НДС газопроводов, проложенных в сложных инженерно-геологических условиях / А.М. Шаммазов, Р.М. Зарипов, Г.Е. Коробков // Нефтегазовое дело. – Т. 2, 2004. – С. 119 – 128.

107. Экспериментальные методы и расчет напряжений в конструкциях /Под ред. Пригоровского Н.И. М.: Наука, 1975. – 164 с.

108. Ясин, Э.М. Устойчивость подземных трубопроводов / Э.М. Ясин, В.И. Черников. – М.: Недра, 1967. – 119 с.

109. ANSYS Basic Analysis Procedure Guide. ANSYS Rel 17.1. ANSYS Inc., 2016.

110. ANSYS Theory Reference. ANSYS Rel 17.1. ANSYS Inc., 2016.

111. Campedel, M. Analysis of major industrial accidents triggered by natural events reported in the principal available chemical accident databases / M. Campedel // Bureau of Economic Analysis, 2008. – 38 p.

112. Coherent probe-pump based Brillouin sensor for centimeter-crack detection / L. Zou, X. Dao, Y. Wan, L. Chen // Opt. Lett. 30. – 2005. – P. 370 – 372.

113. Court records point to violations. Texas: Associated Press, 2001.

114. Cruz, A.M. Hazardous-materials releases from offshore oil and gas facilities and emergency response following Hurricanes Katrina and Rita. / A.M Cruz, E. Krausmann // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. – 2009. – № 22. – P. 59 – 65.

115. Daniele, I. Overview of Fiber Optic Sensing Applications to Structural Health Monitoring. 13th FIG Symposium on Deformation Measurement and Analysis / I. Daniele, G. Branko. – Lisboa: s.n., 2008.

116. Evaluation of pipeline failures during flooding and of spill response actions, San Jacinto River near Houston, Texas, October 1994: Pipeline Special Investigation Report, PB96-917004, NTSB/SIR-96/04. U.S. National Transportation Safety Board. 1996. – 74 p.

117. Frings, J. Enhanced pipeline monitoring with fiber optic sensors / J. Frings. – Germany, ILF Consulting Engineers, 2011.

118. Girgin, S. Analysis of pipeline accidents induced by natural hazards / S. Girgin, E. Krausmann // Finalreport. JRC Technical Reports, JRC88410, European Union, 2014.

119. Girgin, S. Lessons learned from oil pipeline natech accident and recommendations for natech scenario development: Final Report. / S. Girgin, E. Krausmann. – Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2015.

120. Girgin, S. Lessons learned from oil pipeline natech accidents and recommendations for natech scenario development / S. Girgin, E. Krausmann // Intermediate report. JRC Technical Reports, JRC90911, European Union, 2014.

121. Girgin, S. Thenatech events during the 17 August 1999 Kocaeli earthquake: aftermath and lessons learned / S. Girgin // Natural Hazards and Earth System Sciences/ – 2011. – № 11. – P. 1129 – 1140.

122. Gong, Y.D. Guideline for the design of a fiber optic distributed temperature and strain sensor / Y.D. Gong // Optics Communications. – 2007. – № 272. – P. 227 – 237.

123. Industrial accidents triggered by flood events: analysis of past accidents / V. Cozzani, M. Campedel, E. Renni, E. Krausmann. // Journal of Hazardous Materials. – 2010. – № 175. – P. 501 – 509.

124. Industrial accidents triggered by earthquakes, floods and lightning: lessons learned from a database analysis. / E. Krausmann, E. Renni, M. Campedel, V. Cozzani // Natural Hazards. – 2011. № 59. P. 285 – 300.

125. Katchmar, P.J. Exxon Mobile Silvertip Pipeline crude oil release into the Yellowstone River in Laurel: Investigation Report. / P.J. Katchmar. – U.S. DOT PHMSA Office of Pipeline Safety, 2011.

126. Krausmann, E. Impact of the 11 March 2011, Great East Japan earthquake and tsunami on the chemical industry / E. Krausmann, A. Cruz // *Natural Hazards*. – 2013. – № 67. – P. 811 – 828.

127. Leveille, T. P. Northridge Earthquake pipeline rupture into the Santa Clara River. / T.P. Leveille, D. Shane, J. Morris // *International Oil Spill Conference Proceedings: February 1995*. – Vol. 1995. – № 1. – P.489 –494.

128. Nikles M, Thevenaz L., Robert P. Simple distributed fiber sensor based on Brillouin gain spectrum analysis / M. Nikles, L. Thevenaz, P. Robert // *Optics Letters*. – 1996. – V. 21. – № 10. – P. 758 – 760.

129. NTSB (1996b) Evaluation of accident data and Federal oversight of petroleum product pipelines. Pipeline Special Investigation Report, PB96-917002, NTSB/SIR-06/02, U.S. National Transportation Safety Board. Observer Reporter (1986) 14 sickened after fumes spread over hundreds of miles. 1986/09/09, pp. 1996.

130. Observations. *Journal of Geophysical Research* 97(C8 Penwell. Various years. *International Petroleum Encyclopedia, 30th Anniversary, 1967-1997*. Tulsa, OK: Penwell.

131. Optansense. Pipeline and Security Monitoring. s.l. www.quinetiq.com, 2010.

132. Parker, T., et al, A fully distributed simultaneous strain and temperature sensor using spontaneous Brillouin backscatter *Photonics Technology Letters, IEEE*,1977.

133. Performance of European cross-country oil pipelines – Statistical summary of reported spillages in 2012 and since 1971: Report No. 12/13. – CONCAWE, Brussels.

134. Piatt, J.F. “Exxon Valdez Bird Toll.” / J.F. Piatt, C.J. Lensink // *Nature* 342, 1989. – P. 865 – 866.

135. Pollution Research and Monitoring Programme 1976–84. Oslo: Ministry of the Environment.
136. Renni, E. Industrial accidents triggered by lightning / E. Renni, E. Krausmann, V. Cozzani // *Journal of Hazardous Materials*. – 2010. – № 184. – P. 42 – 48.
137. Russia Pipeline Oil Spill Study. Joint UNDP/World Bank Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), 04/2003. – 94 p.
138. Sagers, M.J. Oil Spill in Russian Arctic / M.J. Sagers // *Polar Geography and Geology* 19(2). –1994. – P. 95 – 102.
139. Seabirds of the North Sea / M. Tasker, A. Webb, J. Hall and al. // Report of the Nature Conserv. Council. Aberdeen: Nature Conserv. Council, 1987.
140. Sorokin, Y.I. The Black Sea. In B.H. Ketchum, ed. *Estuaries and Enclosed Seas, Ecosystems of the World.* / Y.I. Sorokin // Vol. 26. – London: Elsevier Applied Science Publishers, 1983. – P. 253 – 292.
141. Spies, R.B. The Biological Effects of Petroleum Hydrocarbons in the Sea: Assessments from the Field and Microcosms. In D.F. Bosch and N.N. Rabalais, eds. *Long-Term Environmental Effects of Offshore Oil and Gas Development* / R.B. Spies. – London: Elsevier Applied Science Publishers, 1987. P. 411 – 468.
142. St.Aubin, D.J. Physiologic and Toxic Effects on Pinnipeds / D.J. St.Aubin, J.R. Geraci // *Sea Mammals and Oil. Confronting the Risks.* – San Diego: Academic Press, 1990. P. 103 – 127.
143. United Nations. 1994a. Report of the UN Mission to the Oil Spill in the Komi Republic of the Russian Federation, 8-15. December, 1994.
144. United Nations. 1994c. Report of the UN Mission to the Oil Spill in the Komi Republic of the Russian Federation. UN Dept. of Humanitarian Affairs, UN Environmental Programme, Joint UNEP/DHA Environmental Unit. 8-15 December, 1994.
145. United Nations. Oljesol i Komirepublikken, Russland. Rapport fra deltakelse i FN's ekspertgruppe 8–15 (Report of the UN Mission to the Oil Spill in

the Komi Republic of the Russian Federation). December. (Report in Norwegian.), 1994.

146. Waldner R. Pipeline leakage detection and localization using distributed fiber optic sensing. / R. Waldner // Webinar. s.l.: Smartec, 2009.

147. Western European cross-country oil pipelines – 25 year performance statistics: Report No. 2/98. – CONCAWE, Brussels.

148. Western European cross-country oil pipelines 30-year performance statistics: Report No. 1/02. – CONCAWE, Brussels.

149. Westlake, D.F. The Primary Productivity in Water Plants / D.F. Westlake J.J. Symoens, S.S. Hooper and al. // Studies on Aquatic Vascular Plants. Brussels: Royal Botanical Society of Belgium, 1982. – P. 165 – 180.

150. Zhou, D. Distributed temperature and strain discrimination with stimulated Brillouin scattering and Rayleigh backscatter in an optical fiber / D. Zhou, W. Li, L. Chen, X. Bao // Sensors. – 2013. – № 13. – P. 1836 – 1845.

151. Zoltai, S.C. Large Volume Oil Spill on Land Surface: The Vozey Oil Field / S.C. Zoltai, G.P. Kershaw. – Russia, 1994.

ПРИЛОЖЕНИЕ



внедрения научных результатов, полученных Исламовым Рустэмом Рильевичем при выполнении диссертационного исследования на тему
«Совершенствование системы мониторинга технического состояния протяженных участков магистральных нефтегазопроводов применением волоконно-оптических сенсоров деформаций»

Комиссия в составе:

- 1) Начальник НИЧ Беляев С.Н.;
- 2) Профессор кафедры ПЭМГ Шаммазов И.А., д-р техн. наук;
- 3) Старший преподаватель кафедры ПЭМГ Онацкий В.Л., канд. техн. наук

подтверждает, что научные результаты, полученные Исламовым Рустэмом Рильевичем, а именно:

- методика и алгоритм для ее реализации, позволяющие оценивать нулевую (начальную) деформацию нефтегазопровода для пуско-наладки системы контроля деформаций и предусматривающие системный подход с применением расчетного метода оценки НДС на основе измерения пространственного положения и физических методов оценки напряжений (деформаций);

- программное обеспечение PLSModeller для расчета продольных механических напряжений и деформаций в произвольной точке поперечного сечения подземного трубопровода;

- порядок оценки класса безопасности нефтегазопровода, который определяется путем сравнения расчетных значений фактического значения коэффициентов запаса работоспособности;

- методика действий персонала при эксплуатации системы мониторинга магистрального трубопровода, включая алгоритм действий и пошаговый принцип его реализации, были использованы при создании нормативно-технических документов АО «Транснефть-Север» (стандартов организации), разрабатываемых ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет» в рамках договоров на НИР, а именно:

1. Рекомендаций по применению проектных решений, позволяющих максимально эффективно использовать возможности волоконно-оптических систем для мониторинга напряженно-деформированного состояния трубопроводов;

2. Рекомендаций по монтажу и пуско-наладке волоконно-оптических систем мониторинга напряженно-деформированного состояния при строительстве нефтепроводов;

3. Рекомендаций по принятию решений и порядку действия персонала при эксплуатации волоконно-оптических систем мониторинга напряженно-деформированного состояния нефтепроводов.

Начальник НИЧ

Беляев С.Н.

Профессор кафедры ПЭМГ

Шаммазов И.А.

Старший преподаватель кафедры ПЭМГ

Онацкий В.Л.