Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина»

На правах рукописи

Никулина Дарья Павловна

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ КОМПЛЕКСНОГО МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛОЩАДНЫХ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

25.00.19. – Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ
(технические науки)

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени кандидата технических наук

Научный руководитель – Лопатин Алексей Сергеевич,
доктор технических наук, профессор

Москва 2022

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ..... 4

ГЛАВА 1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА 10

1.1. Анализ технического состояния и уровня аварийности площадных объектов магистральных газопроводов 10

1.2. Анализ современных подходов к оценке технического состояния площадных объектов магистральных газопроводов 21

1.3. Анализ средств мониторинга технического состояния, применяемых на площадных объектах магистральных газопроводов 25

1.4. Цели и задачи 35

ГЛАВА 2. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ КОМПЛЕКСНОГО МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛОЩАДНЫХ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ..... 37

2.1. Исследования необходимости и целесообразности применения систем комплексного мониторинга технического состояния на площадных объектах магистральных газопроводов 37

2.2. Исследование подходов к определению состава измерительных подсистем комплексной системы мониторинга площадного объекта 49

2.3. Разработка принципов построения комплексных систем мониторинга..... 79

ГЛАВА 3. РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСНЫХ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА ЗДАНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ФУНДАМЕНТОВ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ 81

3.1. Выбор площадного объекта для проведения исследований и разработка структуры образца системы мониторинга 81

3.2. Расчетная оценка напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов, зданий, сооружений методом конечных

элементов 89

3.3. Экспериментальные исследования эффективности применения средств определения положения трубопроводов 99

ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ПРИМЕНЕНИЮ СИСТЕМ КОМПЛЕКСНОГО МОНИТОРИНГА ПЛОЩАДНЫХ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ 110

4.1. Разработка методики оценки целесообразности установки систем комплексного мониторинга технического состояния на площадных объектах магистральных газопроводов 110

4.2. Разработка методики обоснования количества и расположения точек мониторинга технологических трубопроводов площадного объекта 113

4.3. Технические решения построения комплексных систем автоматизированного мониторинга площадных объектов 116

4.4. Обработка данных комплексных систем автоматизированного мониторинга 118

4.5. Технико-экономическая оценка предлагаемых технических решений 142

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 146

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ 148

ПРИЛОЖЕНИЕ А Пример использования оценки эффективности систем мониторинга технического состояния площадных объектов магистральных газопроводов 167

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчет снижения уровня техногенного риска при внедрении автоматизированного мониторинга технического состояния резервуара РВС-30000 169

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Магистральные газопроводы (МГ) являются сложнейшими технологическими комплексами, к надежности и безопасности которых предъявляются повышенные требования. Площадные объекты МГ, такие как компрессорные станции (КС), станции охлаждения газа, газораспределительные станции характеризуются высоким уровнем риска поражения персонала и окружающей среды, что обуславливает наиболее жесткие требования к обеспечению безаварийной работы на протяжении всего их жизненного цикла.

В Российской Федерации промышленная безопасность данных объектов обеспечивается благодаря системному подходу к оценке технического состояния и прогнозированию остаточного ресурса эксплуатируемых зданий, сооружений и технических устройств, базирующемуся на проведении периодических обследований различными методами и средствами технического диагностирования.

Учитывая, с одной стороны, высокую трудоемкость периодических обследований и, с другой, очевидные перспективы автоматизации технологических процессов, приоритетным направлением развития данного подхода является применение технологий непрерывного автоматизированного мониторинга состояния объектов в режиме реального времени.

В настоящее время на объектах нефтегазовой промышленности активно внедряются такие технологии, в частности, на объектах ПАО «Газпром» эксплуатируется более 5000 различных систем автоматической защиты технологического оборудования, реализующих контроль отдельных параметров их технического состояния.

Вместе с тем масштабное внедрение современных систем комплексного мониторинга технического состояния, позволяющих полностью использовать потенциал современных технологий и оценить техническое состояние объектов в целом, требует методической базы, в том числе разработки научно обоснованных

критериев оценки целесообразности их применения, методики определения состава и количества измерительных подсистем, выбора методов и средств мониторинга, а также решения ряда научно-технических задач при их внедрении на различных эксплуатируемых объектах.

Степень разработанности темы исследования

Научными исследованиями в области оценки технического состояния и прогнозирования остаточного ресурса зданий, сооружений и технических устройств, эксплуатируемых на магистральных трубопроводах занимаются ведущие мировые и отечественные научно-исследовательские институты (ИМАШ РАН, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ООО «НИИ Транснефть», ООО «ВНИИСТ» и др), научно-производственные объединения (ОАО «НПО «ЦКТИ», НПО «СПЕКТР»), инжиниринговые компании (ROSEN, АО «Газпром диагностика», АО «Транснефть-Диаскан», ООО «НПЦ ВТД», АО «ИнтроСкан Технолоджи»), РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина и др.

Методические основы общей теории диагностики и оценки технического состояния магистральных трубопроводов заложены в работах Н.П. Алешина, И.А. Биргера, Б.В. Будзуляка, С.П. Зарицкого, В.В. Клюева, А.С. Лопатина, Н.А. Махутова, А.В. Мозгалевского, П.П. Пархоменко, Б.П. Поршакова, В.В. Ремизова, В.В. Харионовского, В.А. Якубовича, Folias E.S., Swankie T., Nestleroth J.B. и др. [1-9].

Подавляющее большинство исследований по теме оценки технического состояния и остаточного ресурса площадных объектов магистральных газопроводов посвящено вопросам выполнения периодических обследований методами функционального диагностирования и неразрушающего контроля, а также расчету показателей надежности и безопасности, полученных по их результатам.

Немногочисленные работы в области непрерывного мониторинга технического состояния не структурированы и касаются только вопросов изготовления средств мониторинга, методов определения напряжено-деформированного состояния (НДС), алгоритмов построения иерархических структур, программно-вычислительных комплексов по расчетам параметров

надежности трубопроводов. При этом не рассматривается и не обосновывается целесообразность их применения в том или ином составе, отсутствуют системные исследования в области построения комплексных систем мониторинга, определения оптимального набора и состава измерительных подсистем, а также обработки результатов мониторинга с применением современных методов анализа данных.

Цели и задачи работы

Целью работы является совершенствование подходов к обеспечению безаварийной эксплуатации магистральных газопроводов путем развития технологий мониторинга технического состояния площадных объектов на основании теоретических и экспериментальных исследований.

Для достижения поставленной цели решались следующие **задачи**:

1. Критический анализ методов и средств мониторинга технического состояния площадных объектов магистральных газопроводов.

2. Разработка критерия и методики оценки эффективности установки систем мониторинга на площадных объектах магистральных газопроводов.

3. Разработка методики определения необходимого состава и количества измерительных средств для мониторинга различных параметров технического состояния площадных объектов.

4. Разработка методики анализа данных мониторинга и автоматизированной оценки работоспособности измерительных подсистем на основании обработки получаемой информации.

5. Разработка технических решений по построению и совершенствованию систем мониторинга.

Научная новизна выполненной работы заключается в следующем:

1. Предложена универсальная методика оценки целесообразности и эффективности установки систем мониторинга технического состояния на площадных объектах магистральных газопроводов с применением вероятностно-статических методов.

2. Предложен научно-обоснованный подход к созданию комплексных систем мониторинга технического состояния зданий, сооружений и технических

устройств компрессорных станций магистральных газопроводов.

3. Проведено теоретико-экспериментальное исследование, показавшее необходимость мониторинга НДС и позволившее обосновать выбор соответствующих методов и средств контроля при оценке технического состояния площадных объектов.

4. Предложена комплексная методика обработки результатов мониторинга технического состояния зданий, сооружений и технических устройств эксплуатируемого компрессорного цеха.

Теоретическая и практическая значимость работы определяется тем, что на основании расчетно-теоретических и экспериментальных исследований предложена методика оценки целесообразности и эффективности установки систем мониторинга технического состояния площадных объектов магистральных газопроводов, определения количества и состава измерительных систем.

Предложены научно обоснованные технические решения для комплексного мониторинга технического состояния зданий, сооружений и технологических трубопроводов площадных объектов МГ.

Выполнены натурные исследования изменения параметров, характеризующих техническое состояние зданий, сооружений и технических устройств площадного объекта МГ в процессе эксплуатации.

Разработанные в диссертации методики и выводы могут быть использованы для повышения уровня промышленной безопасности, совершенствования действующей системы диагностического обслуживания оборудования и трубопроводов площадных объектов и снижения затрат на техническое обслуживание и ремонт оборудования транспорта газа.

Результаты работы использованы для оценки целесообразности установки, определения состава и объема измерений при построении комплексной системы мониторинга на КС «Арская» ООО «Газпром трансгаз Казань».

Положения, выносимые на защиту

1. Критерий и методика оценки технико-экономической эффективности

установки систем мониторинга технического состояния магистральных газопроводов на базе вероятностно-статических методов.

2. Методика определения оптимального состава и количества средств измерения в составе комплексных систем мониторинга.

3. Структура комплексной системы автоматизированного мониторинга зданий, сооружений и технологических трубопроводов площадных объектов МГ.

4. Методика обработки результатов мониторинга для оценки технического состояния зданий и сооружений эксплуатируемых компрессорных цехов.

Методы и методология исследования

В работе использовались классические методы исследования: математической статистики, теории вероятностей, теории планирования эксперимента, обработки экспериментальных данных; прикладные методы механики деформируемого твердого тела; численные методы решения задач механики, а также общелогические: абстрагирование, индукция и аналогия, обобщение и синтез.

Степень достоверности и апробация результатов диссертации

Достоверность научных положений обоснована применением общепризнанных современных методов и средств научных исследований, в том числе методов решения дифференциальных уравнений, обработки данных методами регрессионного анализа и т.д.

Основные результаты приведенного исследования докладывались, обсуждались и получили положительные отзывы на конференциях и семинарах: 71-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2017», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, 2017 г.; XXXVII тематическом семинаре «Диагностика оборудования и трубопроводов компрессорных станций» г. Светлогорск, 2018 г.; VIII международной научно-технической конференции «Газотранспортные системы: настоящее и будущее» (GTS-2019), ООО «Газпром ВНИИГАЗ», п. Развилка, МО, 2019 г.; Международной молодежной научной конференции «Наукоемкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса», г. Уфа, 2019г.; VIII Международной молодежной научно-практической

конференции «Новые технологии в газовой отрасли: опыт и преемственность», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», п. Развилка, МО, 2019 г.; XXXVIII тематическом семинаре «Диагностика оборудования и трубопроводов компрессорных станций» г. Видное, 2019 г.; Региональной научно-технической конференции «Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, 2020 г.; V Международном научно-практическом семинаре «Повышение надежности магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением», ООО «Газпром ВНИИГАЗ», п. Развилка, МО, 2020 г.; XXXIX–XXXX тематических семинарах «Диагностика оборудования и трубопроводов компрессорных станций» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, 2020 - 2021 гг.; расширенном заседании кафедры термодинамики и тепловых двигателей РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, 2021 г.

Результаты исследования применяются при обучении студентов кафедры термодинамики и тепловых двигателей РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина по направлению подготовки «Техническая диагностика газотранспортных систем» в рамках дисциплин «Система диагностического обслуживания»; «Методы и средства диагностики линейной части и компрессорных станций магистральных газопроводов»; «Неразрушающий контроль энерготехнологического оборудования» и др.

Публикации

По теме и материалам работы опубликовано 15 печатных работ, в том числе: 6 – в научных рецензируемых изданиях, рекомендованных ВАК РФ; 9 – в других изданиях.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка литературы (140 наименований), двух приложений, 70 рисунков и 15 таблиц. Общий объем работы – 169 страниц.

ГЛАВА 1. СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА

1.1. Анализ технического состояния и уровня аварийности площадных объектов магистральных газопроводов

Ежегодные отчеты Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [10] показывают, что в период с 2004 года при эксплуатации магистральных трубопроводов (МТ) произошло 349 аварий, среди которых 223 – на магистральных газопроводах и 126 – на магистральных нефтепроводах (МН). В случившихся авариях по разным причинам пострадало 45 человек.

Ниже представлено распределение аварийности на МТ в период с 2004 по 2020 год (Рисунок 1.1), наглядно показывающее тенденцию к ее снижению в 2004-2012 гг., а также стабилизацию и сохранение на ненулевом уровне в 2013-2020 гг.

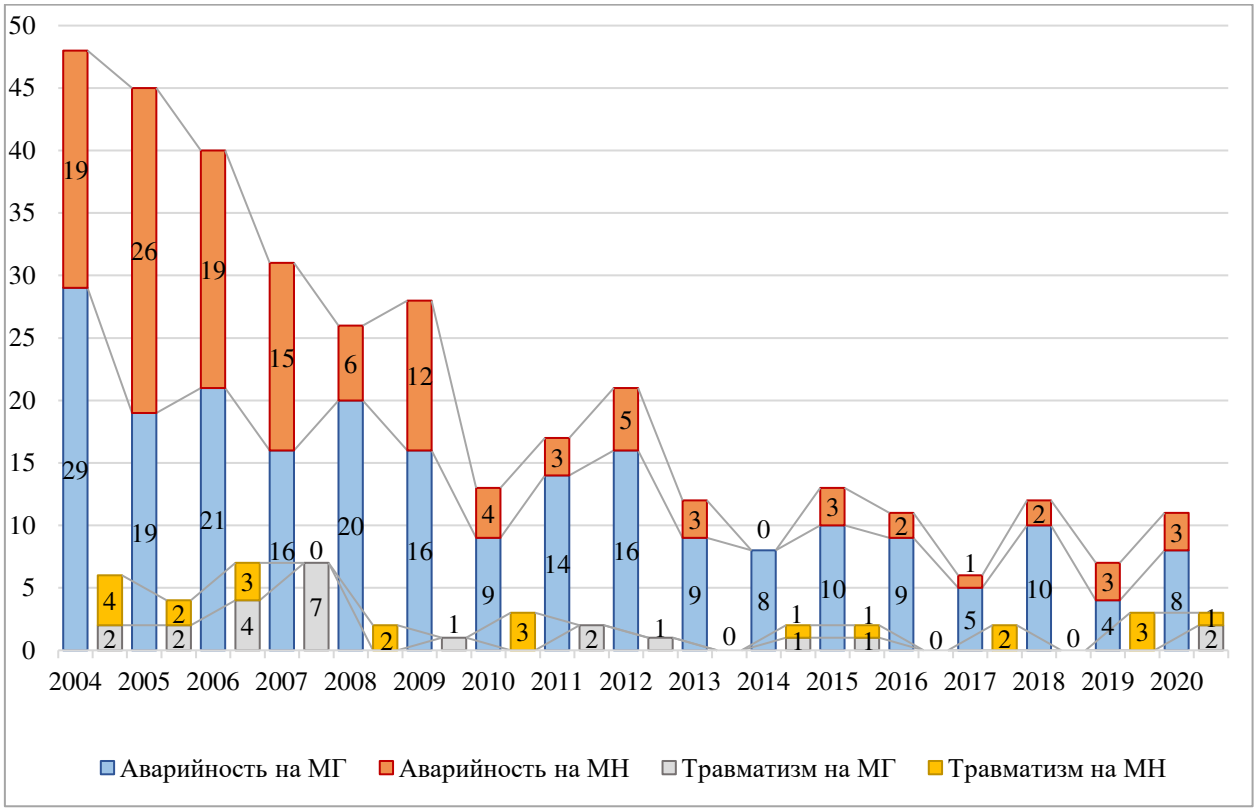


Рисунок 1.1 – Изменение аварийности и производственного травматизма на объектах магистральных трубопроводов в период 2004 – 2020 гг.

Площадные объекты (компрессорные станции, станции охлаждения газа, газораспределительные станции и т.д.) требуют особого внимания к обеспечению безопасности. Это связано, в первую очередь, с постоянным присутствием на таких объектах персонала, обеспечивающего непрерывную работу оборудования. Кроме того, в отличие от линейной части (ЛЧ), эксплуатация площадных объектов характеризуется более высокими значениями рабочих параметров (давления, температуры продукта и т.п.), наличием значительного количества опасных веществ расширенной номенклатуры, высокой концентрацией дорогостоящего оборудования на локальной территории. Последствия аварий в таком случае чрезвычайно опасны.

Для персонала наибольшую опасность представляют компрессорные станции магистральных газопроводов, т.к. на небольшом ограниченном пространстве площадки эксплуатируется значительное количество оборудования с рабочей средой – сжатым при высоких давлениях природным газом, имеющим колоссальный запас энергии, высвобождение которой, как правило, происходит с возгоранием и взрывами.

Большое число исследований в области оценки технического состояния и целостности объектов магистральных трубопроводов, в том числе компрессорных станций, было проведено ведущими исследователями отрасли: Н.П. Алешиным, Б.В. Будзуляком, Г.Г. Васильевым, И.И. Велиюлиным, А.Г. Вертеповым, С.П. Зарицким, О.М Иванцовым, А.С. Лопатиным, Н.А. Махутовым, С.В. Нефёдовым, В.М. Писаревским, Б.П. Поршаковым, А.М. Ревазовым, В.В. Ремизовым, Ф.Г. Тухбатуллиным, В.В. Харионовским, В.А. Якубовичем и другими авторами [11-17].

В работе «Анализ аварий и несчастных случаев на трубопроводном транспорте России» [18] приводится наиболее полное описание аварий и несчастных случаев, произошедших на объектах магистрального трубопроводного транспорта, за период с 1996 по 2001 год.

Актуальными также являются работы Власовой Л.В. [19-21],

посвященные анализу природно-климатических условий, опасных геологических процессов и оценке их влияния на динамику поврежденности отечественных газопроводов.

В разделе «Уроки, извлеченные из аварий» официального сайта Ростехнадзора [22] приводится информация об авариях на объектах нефтегазового комплекса России. Согласно этим данным за последние 10 лет ущерб от аварий на КС составил более 200 млн руб. (Таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Ущерб от аварий на КС с 2011 по 2020 год [22]

Дата	**Организация, место аварии**	**Ввод в экспл.**	**Ущерб, тыс. руб.**
28.12.2020	ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», Когалымская компрессорная станция	нет инф.	247,2
09.06.2017	ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «Лукойл - Западная Сибирь», Площадка компрессорной станции (промысловой) Северо-Губкинского месторождения	2009 г.	237,9
31.03.2017	ООО «Газпром трансгаз Ухта», Трубопровод импульсного газа (Ду 150) узла подключения компрессорного цеха № 5 Вуктыльского ЛПУМГ	2006 г.	1 989
08.01.2016	ООО «Газпром трансгаз Волгоград», 308 км МГ «Починки-Изобильное-Северо-Ставропольское ПХГ», узел подключения КС-06 «Ольховская» Ольховского ЛПУМГ	2000 г.	9 269
14.05.2015	ООО «Газпром добыча Ямбург», «Система межпромысловых трубопроводов Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения», узел приема очистного устройства на ПК 153+40 газопровода-коллектора УКПГ-2В – УКПГ-1В	2011 г.	146 993,707
02.04.2014	ООО «Газпром трансгаз Уфа», участок МГ «Челябинск – Петровск», узел подключения КС «Ургала» Ургалинского ЛПУМГ	1979 г.	36 810,042
16.02.2011	ООО «Газпром трансгаз Югорск», МГ «СРТО – Урал», перемычка (выходной коллектор) между КЦ-5 и КЦ-6 КС «Ново-Ивдельская» Ивдельского ЛПУ МГ	1994 г.	1 539,874

Анализ, приведенный в работах [10, 18, 22-24], показал, что отсутствует общепринятая классификация причин аварий, поэтому затруднительно однозначно распределить аварии по всем факторам возникновения, но можно выделить следующие наиболее значимые причины:

– нарушение правил эксплуатации и промышленной безопасности;

– развитие заводских дефектов;

– развитие технологических дефектов (в том числе дефектов сварки);

– развитие эксплуатационных дефектов (в том числе коррозионных);

– развитие опасных инженерно-геологических процессов.

Рассмотренная выборка свидетельствует, что локализовались аварийные отказы, в основном, на узлах подключения КС; технологических трубопроводах КС; технологическом оборудовании; трубопроводных обвязках и оборудовании систем очистки и охлаждения газа.

При этом наибольшую опасность, связанную с возможным воспламенением газа и развитием пожара на территории площадных объектов, представляют:

– газопроводы, трубопроводная арматура и тройники узла подключения;

– входные и выходные шлейфы;

– циклонные пылеуловители (ПУ) и фильтры-сепараторы;

– коллекторы, проходящие вдоль газоперекачивающих агрегатов (ГПА);

– надземная трубопроводная обвязка ГПА высокого давления;

– аппараты воздушного охлаждения газа (АВО);

– коллекторы и трубопроводы топливного газа;

– крановые узлы.

Анализ статистических данных показывает, что на КС наибольшее число отказов (до 69%) приходится на трубопроводы технологического газа (Рисунок 1.2) [25].

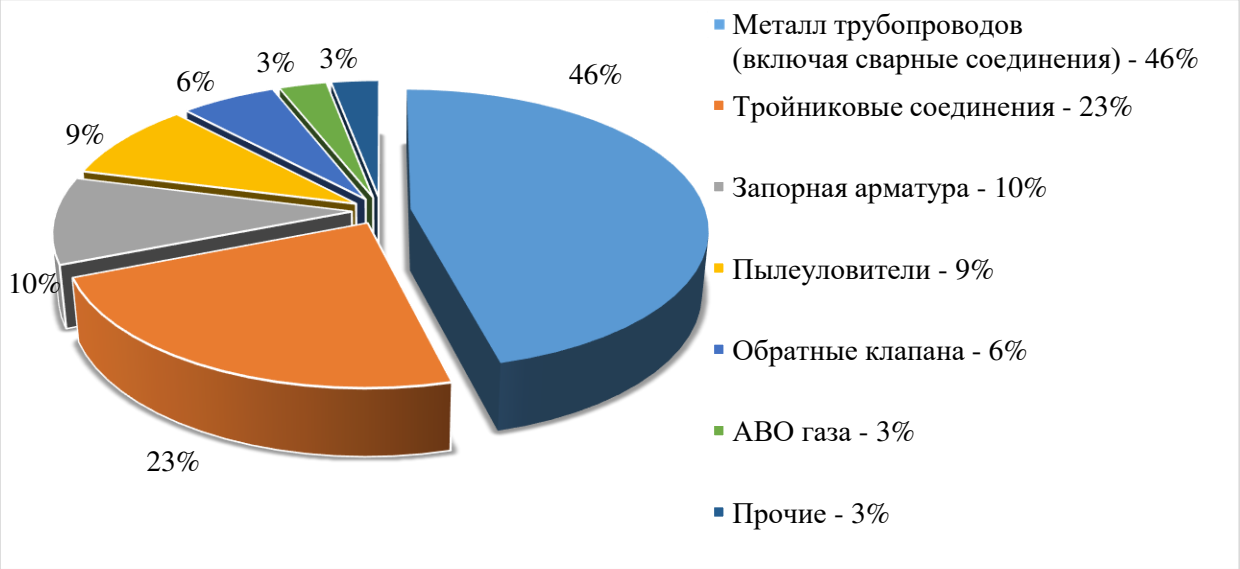


Рисунок 1.2 – Распределение аварий по расположению очагов разрушения на компрессорных станциях [25]

В настоящее время на площадных объектах магистральных газопроводов достигнут высокий уровень промышленной безопасности, аварии являются исключительными событиями.

Вместе с тем, в составе Единой системы газоснабжения эксплуатируются более 250 компрессорных станций с различными сроками эксплуатации, в состав которых входит разнородное оборудование, объединенное в технологические комплексы различного назначения [26]. При этом значительная часть оборудования выработала назначенный производителем ресурс.

С целью определения факторов, обуславливающих развитие аварийных отказов, с учетом особенностей эксплуатации и конструктивного исполнения площадных объектов газотранспортной системы (ГТС) целесообразно выполнить анализ результатов диагностических обследований.

Проведем анализ результатов диагностических обследований площадных объектов на основании данных, полученных инженерно-техническим центром «Оргтехдиагностика» в 2010 году в ходе выполнения работ по диагностическому обслуживанию (ДО) оборудования

компрессорных станций за период с 1997 по 2010 год [27].

На 730 обследованных компрессорных цехах (КЦ) более 2/3 дефектов выявлено на трубах технологических трубопроводов КС, остальные дефекты распределены между запорной арматурой, сосудами, работающими под давлением (СРД), быстросъемными затворами (БСЗ), газотурбинными установками (ГТУ), роторами и корпусами центробежных нагнетателей газа (ЦБН) (Рисунок 1.3).

Как видно, именно технологические коммуникации наиболее подвержены риску возникновения аварий, вследствие чего необходимо отдельно изучить основные причины возникновения дефектов на подземных и надземных трубопроводах КС.

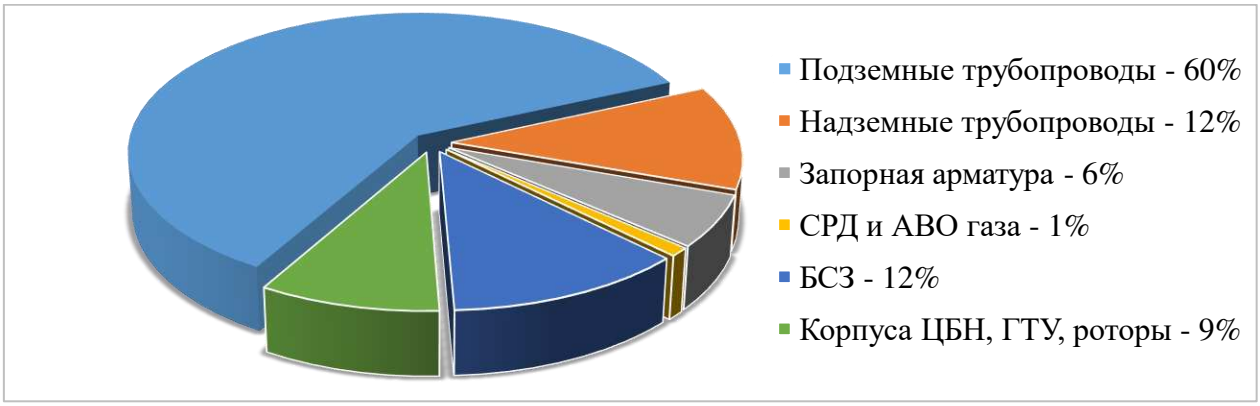


Рисунок 1.3 – Диаграмма распределения дефектов по видам оборудования на компрессорных станциях

Техническое состояние подземных трубопроводов КС

Выявляемые при диагностическом обследовании подземных трубопроводов дефекты можно классифицировать следующим образом (Рисунок 1.4):

1. Дефекты, возникшие в результате проектирования:

– непроектное перемещение трубопроводов из-за неправильного учета геологических условий, приводящее к возникновению критического напряженно-деформированного состояния металла не только подземных

участков трубопроводов, но и примыкающих к ним надземных обвязок ГПА и другого технологического оборудования (ПУ, АВО);

– дефекты труб подземных трубопроводов, наиболее встречающимися являются механические повреждения, технологические дефекты.

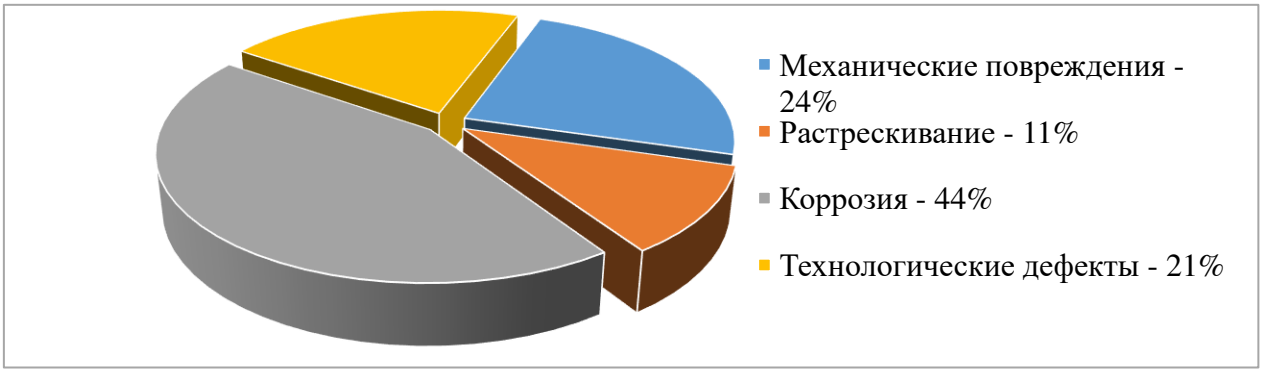


Рисунок 1.4 –Дефекты труб на подземных трубопроводах КС

2. Дефекты монтажа и строительства:

– механические повреждения;

– непроектное исполнение опор;

– недопустимый зазор при пересечении труб;

–дефекты сварных соединений.

3. Эксплуатационные дефекты:

– дефекты покрытия переходов «земля-воздух»;

– коррозионные дефекты.

Наибольшее количество несоответствий установленным требованиям было выявлено на тройниковых соединениях, которые также являются конструктивными концентраторами напряжений, что обуславливает их наибольшую потенциальную опасность.

Суммарно до половины дефектов подземных ТТ КС вызваны коррозионными повреждениями (включая КРН), погрешностями монтажа, дефектами сварных соединений и металла трубопроводов. Вторая половина связана с повышенными статическими и динамическими нагрузками на трубопроводы (Рисунок 1.5).

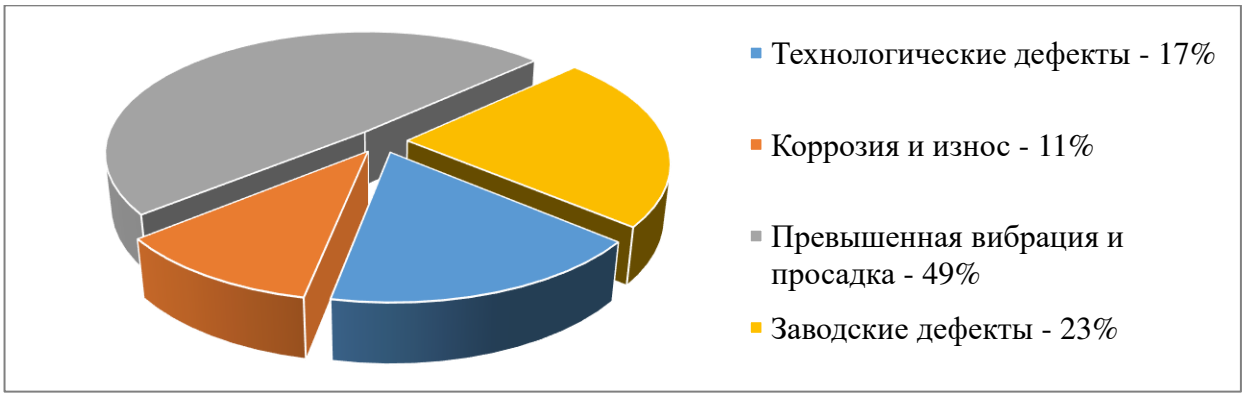


Рисунок 1.5 – Причины возникновения дефектов подземных трубопроводов компрессорных станций

Появление коррозионных дефектов трубопроводов связано, в основном, с неудовлетворительным качеством изолирующих покрытий, а также их меньшим сроком службы в сравнении с трубами. Решение данной проблемы обеспечивается в рамках обширного проведения работ по капитальному ремонту технологических трубопроводов (КРТТ) и переизоляции трубопроводов КС.

Техническое состояние надземных трубопроводов КС

Выявляемые при диагностическом обследовании надземных трубопроводов дефекты можно классифицировать аналогичным образом:

1. Дефекты, возникшие в результате проектирования и производства оборудования:

– повышенная вибрация, характерная, в основном, для трубопроводных обвязок (ТПО) ГПА (Рисунок 1.6);

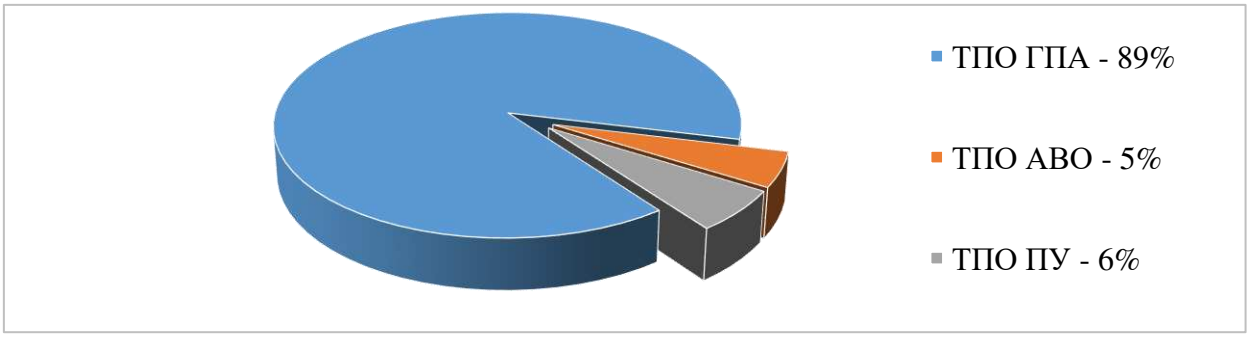


Рисунок 1.6 – Превышение норм вибрации трубопроводов по типам оборудования КС

– повышенные уклоны и прогибы трубопроводов (обнаружены более чем на половине обследованных обвязок КЦ) из-за некорректного учета геолого-климатических условий эксплуатации (Рисунок 1.7).

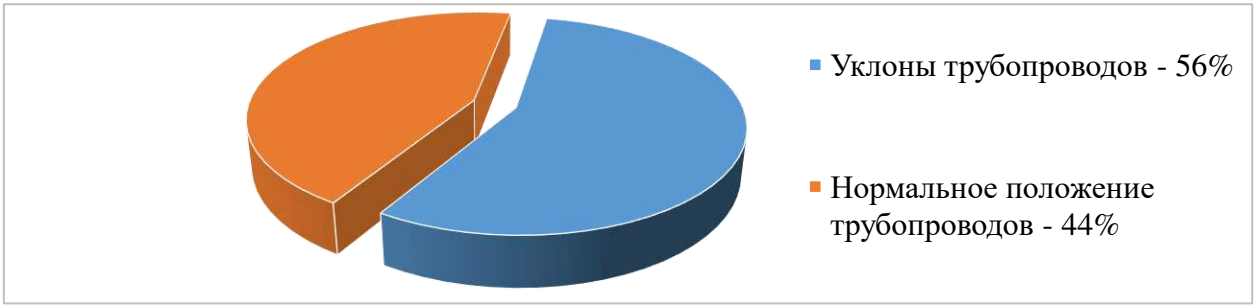


Рисунок 1.7 – Результаты обследований ТПО КС на предмет наличия уклонов

2. Дефекты монтажа и строительства:

– повышение нагрузки на фланцы и статические напряжения в трубопроводах из-за возможного непроектного положения кранов, опор трубопроводов и пр.;

– повышенные уклоны и прогибы трубопроводов.

3. Эксплуатационные дефекты:

– коррозионные дефекты;

– задиры, вмятины, зазубрины и царапины на теле трубы;

–просадки фундаментов опорных конструкций, приводящие к нарушению прилегания трубопроводов к опорам (Рисунок 1.8).

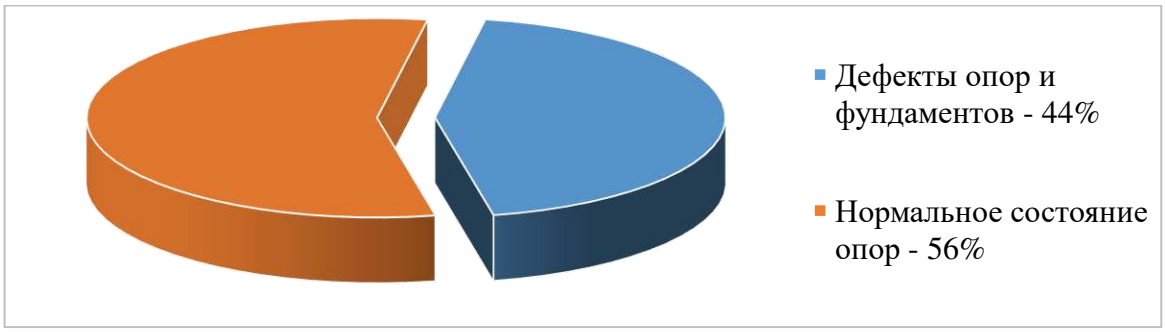


Рисунок 1.8 – Результаты обследований опор и фундаментов ТТ КС

Повышение вибрации чревато увеличением динамических нагрузок и снижением ресурса элементов трубопроводов (например, тройников). Причинами повышенной вибрации являются:

– конструкционные особенности или дефекты нагнетателя;

– повышенные скорости газа в трубопроводной системе при работе ГПА в нерасчетном режиме;

– дефекты опорной системы (отсутствие и недостатки конструкции опор);

– ошибки конфигурации трубопроводной системы или системы «нагнетатель-трубопровод».

Одним из самых серьезных дефектов является повышение статического напряжения и изменение общего НДС трубопровода, что может быть вызвано следующими причинами:

– подвижки грунта и соответственно опорной системы ТПО и коллекторов в период промерзания и оттаивания;

– дефекты опор из-за тепловых, вибрационных перемещений, деформирования, разрушения фундамента;

– некачественный монтаж трубопроводной обвязки, опор и фундаментов;

– просадки подземных коллекторов, возникающие после вскрытия подземного трубопровода для ремонта изоляционного покрытия и засыпки грунтом.

Превышение статических напряжений характеризуется слабой выраженностью при обследованиях традиционными методами неразрушающего контроля, но значительно снижает прочность конструкции, что требует постоянного наблюдения и обуславливает значимость работ по оценке НДС оборудования КС методами периодического и непрерывного диагностирования.

Наиболее опасными дефектами для ТТ КС являются дефекты коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) [28].

Впервые в России дефект КРН был документально подтвержден на ТТ КС в 2004 г. [29]. Уже в 2010 г. на 55 компрессорных цехах было выявлено более 132 участков трубопроводов с дефектами КРН. Вместе с тем, в отличие от ЛЧ, трубопроводы КС по большей части недоступны для всестороннего внутритрубного обследования по причине своей сложной конфигурации.

Несмотря на значительное количество дефектов данного типа (Рисунок 1.9) и множество исследований в данной области [29 – 32], причины развития КРН до сих пор однозначно не определены.

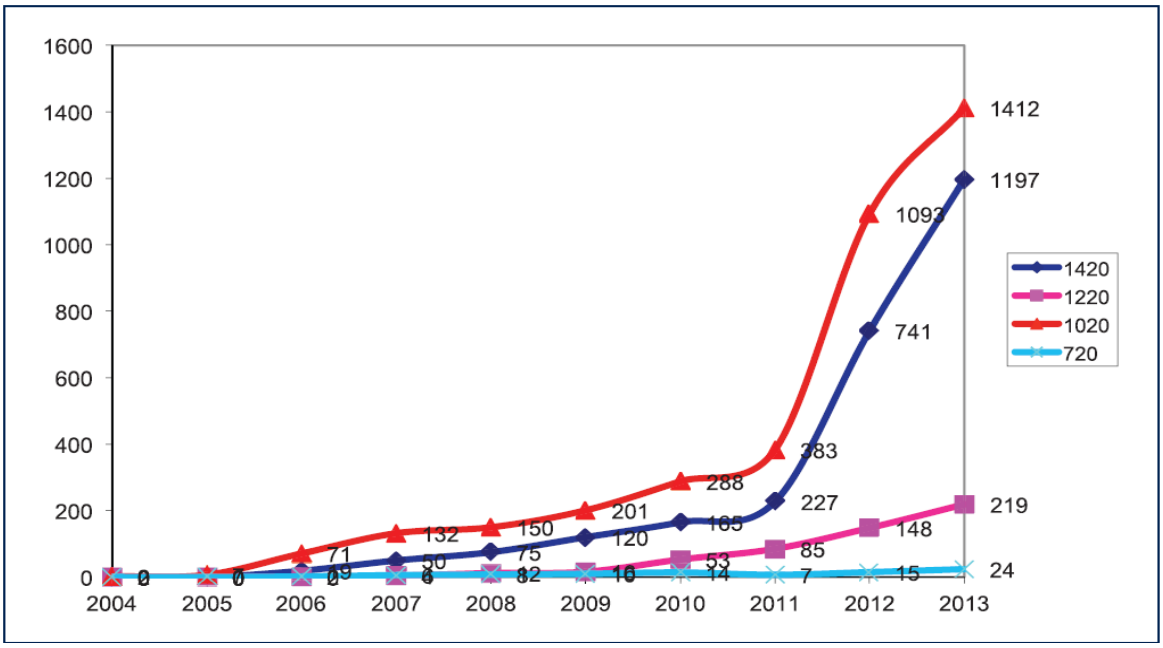


Рисунок 1.9 – Выявленные дефекты КРН ТТ КС по времени (годы) и диаметрам (мм) [33]

Условия, при которых трубопроводы наиболее подвержены стресс-коррозии, можно определить лишь опытным путем:

– определенные свойства металла трубы;

– коррозионно-агрессивная окружающая среда и ее доступ к поверхности метала;

– соответствующий уровень напряжений: повышенное НДС (например, на участках сварных швов, уклонов по профилю, мест стыковки с отводами, компенсаторов и пр.) и т.д.

Актуальность проблемы возникновения и развития дефектов КРН на ТТ КС особенно обостряется в связи с увеличением срока эксплуатации трубопроводов [34, 35]. Известно, что стресс-коррозионные дефекты зарождаются, в основном, на трубопроводах возрастом от 20 лет. Вместе с тем, на сегодняшний день около 2/3 всех компрессорных цехов ГТС находятся в эксплуатации не менее 25 лет.

Таким образом, для обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов КС, надземных и подземных, необходим комплексный подход к контролю их технического состояния при строительстве, эксплуатации, ремонте и реконструкции цехов [36-39]. Отдельного внимания требуют участки повышенной вибрации, значительных статических напряжений и вероятного развития стресс-коррозионных процессов.

1.2. Анализ современных подходов к оценке технического состояния площадных объектов магистральных газопроводов

Систему обеспечения промышленной безопасности опасных производственных объектов (ОПО) определяет Федеральный закон от 21.07.1997 г. №116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». Согласно данному закону организация, эксплуатирующая ОПО, обязана «обеспечивать безопасность опытного применения технических устройств на опасном производственном объекте», а также «организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности» (п. 1 ст. 9) [40].

Обеспечение безопасной эксплуатации ОПО сегодня осуществляется путем проведения периодических диагностических обследований как силами эксплуатирующих организаций, так и с привлечением специализированных диагностических компаний [41]. Основными видами диагностического обслуживания трубопроводов на этапе эксплуатации являются [42, 43, 44]:

– базовая паспортизация;
– периодическое диагностическое обслуживание;

– расширенное диагностическое обследование;

– диагностическое сопровождение ремонтных работ.

Такой подход был внедрен «Целевой комплексной программой по созданию отраслевой системы диагностического обслуживания (ОСДО) газотранспортного оборудования компрессорных станций РАО «Газпром», утвержденной 03.02.1997 г. Председателем Правления РАО «Газпром» Р.И. Вяхиревым [45, 46, 47].

Данная Программа в 1990-х годах ознаменовала начало перехода от традиционной модели регламентного ремонтно-технического обслуживания к инновационной на тот момент ресурсосберегающей системе эксплуатации с учетом фактического технического состояния оборудования. Основные научные положения системы были сформулированы в работе [48].

В работах [49, 50, 51] проанализирована динамика изменения показателей эксплуатации оборудования КС с внедрением программы периодических диагностических обследований и сделан вывод о значительном улучшении уровня безопасности технологических коммуникаций КС.

На сегодняшний день основные положения и требования к диагностическому обслуживанию оборудования КС устанавливает СТО Газпром 2-3.5-1035-2016 «Диагностическое обслуживание технологического оборудования и трубопроводов компрессорных станций, дожимных компрессорных станций, компрессорных станций подземных хранилищ газа и станций охлаждения газа ПАО «Газпром». Основные положения» [52]. Согласно данному документу, диагностическое обслуживание – это «совокупность мероприятий, осуществляемых на протяжении всего жизненного цикла технологического оборудования…, предусматривающая использование людских и материальных ресурсов для определения и восстановления (при эксплуатации) их технического состояния».

Также в этом документе определены основные задачи диагностического

обслуживания:

– мониторинг технического состояния и поддержание требуемых значений контролируемых параметров и технических характеристик;

– предупреждение аварий и инцидентов, связанных с техническим состоянием технологического оборудования и трубопроводов;

– определение приоритета вывода объектов в ремонт;

– диагностическое сопровождение ремонтных работ;

– продление срока службы;

– анализ и обобщение информации о техническом состоянии объектов и фактических сроках их службы;

– разработка и внедрение новых технологий, методов и средств диагностики.

Как уже отмечалось [43, 50, 51, 53], уровень безопасности КС главным образом определяется техническим состоянием ТТ КС. К сожалению, в настоящее время отсутствует полноценная техническая возможность непосредственного диагностирования значительной доли технологических коммуникаций до вывода подземных трубопроводов в капитальный ремонт.

При надземном диагностировании подземных трубопроводов, в основном, определяют состояние изоляции. По результатам таких обследований не всегда можно однозначно оценить техническое состояние объектов, объём ремонта трубопроводов и потребность в материально-технических ресурсах. Применение комплексов внутритрубного диагностирования (ВТД), используемых на ЛЧ МГ, невозможно на технологических трубопроводах КС ввиду их конструктивных особенностей [41, 54, 55]. До сегодняшнего дня практически единственным доступным способом диагностирования трубопроводов нелинейной конфигурации был неразрушающий контроль в шурфах. Данные работы характеризуются высокой трудоемкостью и протяженность обследованных объектов много меньше половины от эксплуатируемых. Информация о техническом состоянии в таком случае не обладает необходимой достоверностью [56].

Решение этой проблемы частично стало возможным благодаря разработкам инновационных роботизированных средств внутритрубного диагностирования. Современные средства ВТД технологических трубопроводов КС представлены на рынке несколькими отечественными организациями. Сравнительный анализ особенностей и возможностей инновационных средств ВТД ведущих разработчиков проведен в работе [57].

С помощью роботизированных комплексов осуществляется визуальный контроль внутренней поверхности трубопроводов, а также индикаторный контроль ультразвуковыми методами контроля. Вместе с тем, точность идентификации и выявления дефектов данными комплексами достаточно низка, а проведение работ требует вывода объекта из эксплуатации.

Уже было показано, что условия эксплуатации КС характеризуются высоким износом оборудования и ограниченной возможностью капитального ремонта и реконструкции. Как следствие, надежность и безопасность технологического оборудования и трубопроводов определяется качеством и своевременностью работ по оценке технического состояния оборудования, расчету ресурса и принятию соответствующего решения о его дальнейшей эксплуатации [58].

Диагностические работы характеризуются сложным процессом планирования работ и подготовки объектов. Кроме того, неоднократно отмечается недостаточность существующих лимитов финансирования диагностических работ для проведения экспертизы промышленной безопасности в требуемом объеме [58, 59].

Следует сделать вывод, что сложившаяся структура периодического диагностирования обеспечивает высокий, но не максимальный уровень промышленной безопасности КС как опасного производственного объекта, не позволяя тем самым полностью избежать аварийных отказов оборудования. Принятая система, в основном, ориентирована на техническое диагностирование оборудования для последующей оценки его состояния, а не на поддержание и управление состоянием, что может быть достигнуто с

помощью проактивной системы технического обслуживания и ремонта.

Особенности текущего диагностического обслуживания (периодичность работ, энергоемкость, расчетные методы определения ресурса, влияние человеческого фактора и др.) не только требуют улучшения качества проведения диагностических работ, но и повышают значимость исследований в области автоматизации работ по контролю технического состояния оборудования КС.

1.3. Анализ средств мониторинга технического состояния, применяемых на площадных объектах магистральных газопроводов

Результаты периодических диагностических обследований не всегда являются достоверным источником о техническом состоянии оборудования и трубопроводов компрессорных станций по ряду причин:

– несоизмеримость применяемых методов и средств неразрушающего контроля, их некорректный выбор при подготовке к обследованию;

– значительная погрешность измерения некоторых диагностических средств;

– возможность наличия системных ошибок измерений;

– малая глубина диагностирования;

– влияние человеческого фактора, условий эксплуатации обследуемых объектов и др.

Логично, что снизить влияние указанных факторов на результаты диагностических обследований можно путем внедрения автоматизированных средств контроля.

Поскольку газокомпрессорное оборудование является одним из наиболее сложных и важных среди всей номенклатуры объектов КС, то и автоматизация диагностирования – один из основных векторов развития отраслевой системы диагностирования с момента ее внедрения – началась, в первую очередь, с ГПА.

Основное перспективное направление автоматизированных систем

применительно к ГПА – это создание комплексных автоматизированных систем диагностики (КАСД), интегрированных с автоматизированными системами управления технологическим процессом (АСУ ТП) [42, 48, 60, 61].

В течение последних двадцати с лишним лет было разработано и внедрено три поколения стационарных автоматизированных средств диагностирования.

Первое поколение – стационарные средства контроля, которые формировались на аналоговой элементной базе и являлись элементом АСУ ТП. Возможности таких систем ограничивались контролем однородных диагностических параметров в рамках обозначенных заранее уставок и сигнализацией (отключением оборудования) при их превышении.

Второе поколение – аналогичные первым средства контроля, дополненные функциями преобразования, записи и автоматизированного анализа данных в цифровом формате.

Третье поколение – автоматизированные системы с отдельной независимой структурой. Наиболее успешными проектами здесь стали система диагностики компрессорного оборудования (СДКО) и система автоматизированного диагностического обслуживания (АСДО) [62].

Изначально эти системы развивались по трем направлениям: вибродиагностика, параметрическая диагностика и трибодиагностика, и, поэтому, включали следующие изолированные подсистемы:

– вибрационного мониторинга и диагностики оборудования СДО-ВМД;

– вибрационного контроля и защиты СДО-ВЗ;

– параметрической диагностики СДО-ПМД;

– экологического мониторинга и испытаний СДО-ЭМИ;

– трибодиагностики СДО-ТД.

Далее, для комплексного мониторинга состояния агрегата (в совокупности с его трубопроводной обвязкой) в структуру этих систем были добавлены [63]:

– подсистемы мониторинга напряженно-деформированного состояния;

– подсистемы мониторинга динамических напряжений.

По заявлениям производителей АСДО может использоваться для диагностирования, экспертизы промышленной безопасности и позволяет собирать информацию для оптимизации эксплуатационных режимов, анализировать аварийные ситуации, контролировать техническое состояние объектов, а также взаимодействовать с другими, смежными системами (Рисунок 1.10).

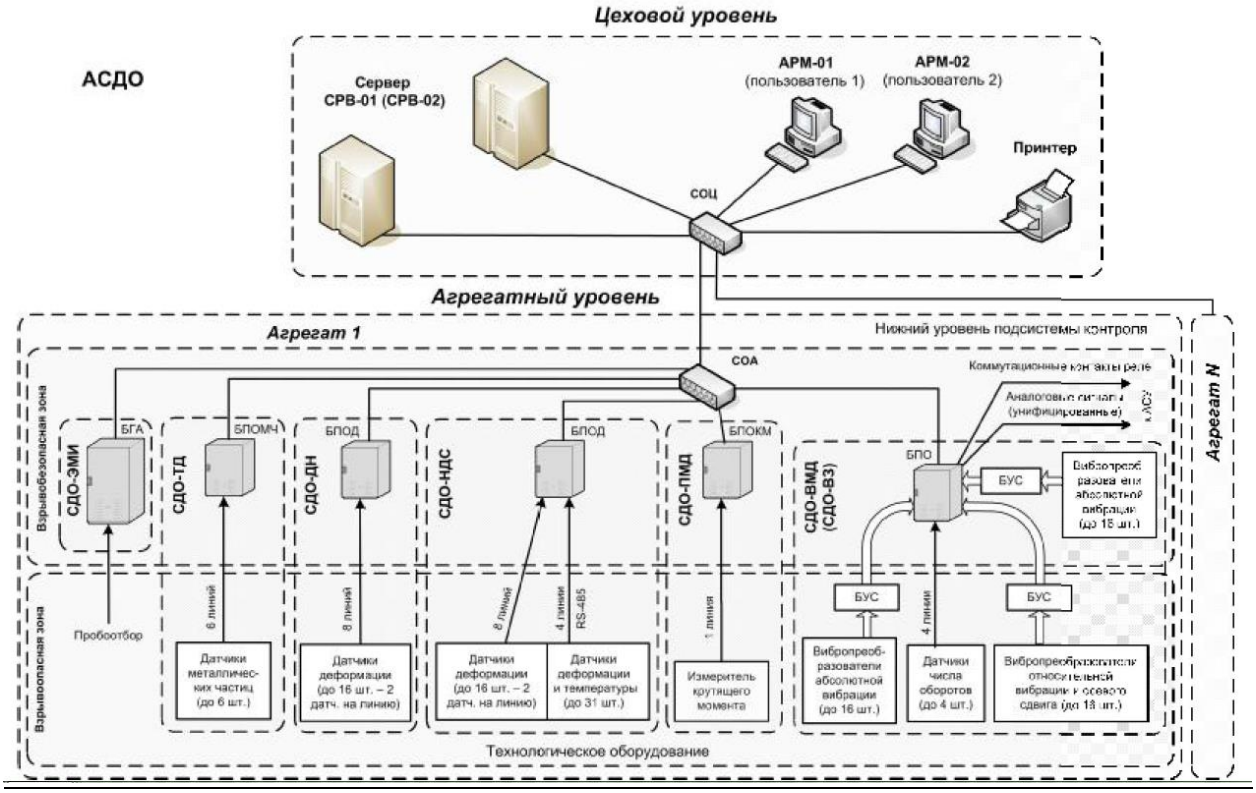


Рисунок 1.10 – Структурная схема комплекса технических средств АСДО [63]

Опыт применения СДКО и АСДО, например, на КС МГ «Ямал – Европа» показал, что система достаточно хорошо справляется с задачей вибродиагностики и вибромониторинга [64]. С помощью таких автоматизированных систем было выявлено значительное количество дефектов оборудования, удалось предотвратить множество аварийных отказов ГПА и разрушений потенциально опасных участков МГ [65]. Вместе с тем выявлены недостатки в работе подсистем параметрической диагностики.

Главной проблемой построения автоматизированных систем диагностирования является то, что система автоматического управления газоперекачивающим агрегатом (САУ ГПА) и подсистема агрегатного уровня АСДО не обеспечивают необходимую достаточность и точность измерений входных параметров для проведения достоверного расчета выходных параметров [61].

К сожалению, сложность конструкции ГПА обуславливает трудности при формировании алгоритмов диагностирования, выборе критериев оценки технического состояния ГПА в целом, однозначном выборе диагностических принципов. В частности, ухудшение технического состояния какого-либо элемента ГПА оказывает влияние на различные диагностические параметры, так же как и изменение интегрального параметра оценки технического состояния может быть вызвано изменением состояния различных элементов.

Это не позволяет системе корректно выдавать предположения о причинах возникающих отказов и в значительной степени ограничивает область эффективной работы автоматизированных систем диагностирования ГПА [66].

Обширный масштаб внедрения (всего на объектах ГТС России было установлено более 5500 систем первого и второго поколения, более 450 систем третьего [62, 67]) позволил выявить их типовые недостатки, в частности:

– не всегда обоснованный набор диагностируемых параметров технического состояния;

– низкая надежность элементов системы;

– большая погрешность измерительных средств;

– несоответствие диапазонов измерения и эксплуатационных режимов оборудования;

– отсутствие, ограниченность и низкая достоверность математических моделей и алгоритмов для расчета критериев технического состояния;

– требования к квалификации специалистов, привлекаемых к работе с диагностическими системами и пр.

Важно отметить, что все функции предыдущих поколений автоматизированных систем находят свое отражение в отдельно развивающихся системах мониторинга технического состояния четвертого поколение. Их отличие заключается в возможности осуществления комплексного глубокого анализа диагностических параметров объекта за счет использования, с одной стороны, дополняющих друг друга методов контроля и, с другой, современных высокоточных методов обработки данных.

На линейной части магистральных газопроводов, проложенных в условиях сложного рельефа местности, где возможны опасные геологические процессы , мониторинг НДС газопроводов реализуется достаточно давно [68-71]. Каждая система мониторинга (СМ) ввиду уникальности объекта и условий эксплуатации магистрального трубопровода имеет свои особенности.

Наиболее известными разработками в этой области являются системы мониторинга НДС трубопроводов на базе интеллектуальных вставок (ИВ) [72].

Таблица 1.2 отражает объемы их внедрения обособленно или в составе комплексных систем мониторинга на магистральных трубопроводах.

Таблица 1.2 – Объекты внедрения интеллектуальных вставок на отечественных магистральных трубопроводах

Объект мониторинга	**Количество ИВ, шт.**
МГ «Сахалин-Хабаровск-Владивосток»	49
МГ «Россия-Турция»	14
МГ «Дзуарикау-Цхинвал»	8
МН «Восточная Сибирь - Тихий океан»	2
Переход Ужгородского коридора через реку Кама	12
Магистральный нефтепровод «Тихорецк-Туапсе 2»	6
МГ «Чусовой-Березники-Соликамск 2»	8
Система оценки технического состояния (СОТС) КС «Добрянская» ООО «Газпром трансгаз Чайковский»	2

Основным элементом ИВ является патрубок измерительный, представляющий собой сегмент трубы, на сечении которого устанавливаются измерительные датчики (Рисунок 1.11).

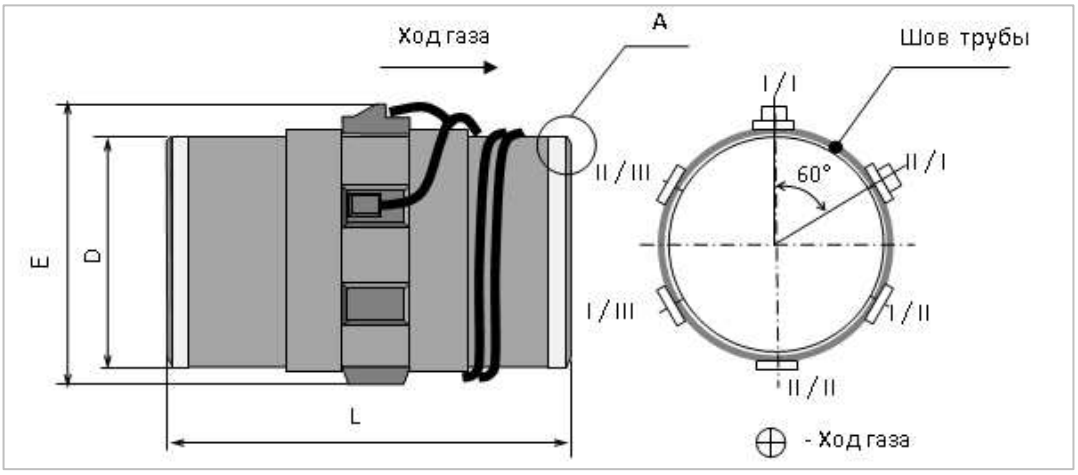


Рисунок 1.11 – Схема патрубка измерительного [73]

Преимущество этой системы заключается в тарировке, которую осуществляют непосредственно на заводе-изготовителе путем нагружения внутренним давлением. Такая тарировка позволяет определить фактические нулевые показания датчиков, что в дальнейшем, после монтажа ИВ в составе трубопровода, позволяет учесть строительные и монтажные напряжения.

В процессе эксплуатации ИВ по результатам обработки данных можно определить величины, используемые для оценки технического состояния трубопровода, в частности:

– компоненты деформации на поверхности трубопровода в месте установки розетки из датчиков;

– расчетные значения продольных, кольцевых и касательных напряжений в сечении измерительного патрубка;

– расчетные значения воздействий на трубопровод: осевой силы, изгибающего момента, радиуса упругого изгиба и пр.

В первых интеллектуальных вставках использовались тензорезистивные датчики деформации. Примером является система контроля, установленная в 2001 году на горном участке магистрального газопровода «Россия – Турция».

В современных ИВ преимущество отдается точечным волоконно-оптическим датчикам на решетках Брэгга. Один из таких аппаратно-программных комплексов установлен на участке МГ «Майкоп – Самурская – Сочи» [74].

Есть и аналогичные зарубежные примеры внедрения систем мониторинга для трубопроводов, проложенных в опасных зонах [75, 76, 77]. В частности, система мониторинга с применением волоконно-оптических точечных датчиков на решетках Брэгга внедрена на трубопроводах Северной Канады. Среди возможностей этой системы можно выделить:

– мониторинг грунтов и напряженно-деформированного состояния трубопровода;

– предотвращение утечек перекачиваемого продукта;

– контроль парафино- и гидратообразования;

– мониторинг температуры.

Дальнейшее развитие интеллектуальные вставки получили при интеграции их с системами контроля углов наклона опорных конструкций надземных трубопроводов. Для контроля углов наклона используются высокоточные инклинометры, базирующиеся также на волоконно-оптических технологиях. Такая совокупная система эффективно эксплуатируется для дистанционного мониторинга напряженно-деформированного состояния потенциально-опасного участка нефтепровода в Краснодарском крае, эксплуатируемого в сложных инженерно-геологических условиях.

Протяженные волоконно-оптические сенсоры, работающие по принципу рассеяния Мандельштамма-Бриллюэна, находят свое применение на линейной части магистральных трубопроводов. Примером является система мониторинга распределённого изменения деформаций, установленная на магистральном газопроводе «Сахалин – Хабаровск – Владивосток», где значительный риск для эксплуатации газопровода представляет высокая сейсмическая активность среды [78]. Характеристики системы позволяют осуществлять мониторинг температуры и подвижек грунта, перемещений трубопроводов, утечек продуктопровода. Однако такие

протяженные датчики не могут применяться для трубопроводов площадных объектов из-за их неспособности определять деформации в локальной области, значительной погрешности измерения и низкой частоты опроса в сравнении с точечными сенсорами.

В последнее время также применяется радиоволновый метод геоинженерного мониторинга ЛЧ МГ, основанный на технологии радиоволнового диагностирования грунтов околотрубного пространства путем измерения естественного импульсного электромагнитного поля Земли. Исследования представлены в работах М.М. Задериголовы [79-83].

Для протяженных объектов также привлекательным в последнее время становится применение систем автоматизированного контроля на базе беспилотных летательных аппаратов для определения технического состояния трубопроводов [84].

На площадных объектах МГ также имеется некоторый опыт внедрения мониторинга технического оборудования и трубопроводов в потенциально опасных участках магистральных нефте- и газопроводов [85]. В начале 2000-х годов комплексные автоматизированные системы были ориентированы на использование для трубопроводных обвязок пылеуловителей, АВО, ГПА на компрессорных станциях (например, КС «Добрянская» ООО «Газпром трансгаз Чайковский», КС «Замьяны» ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»). Такие системы были основаны показаниях струнных датчиков деформации типа ПЛДС-150М, установленных локально в зонах концентрации напряжений (для минимизации объемов работ).

Эти системы автоматизированного контроля НДС имели несколько режимов функционирования:

– автоматический режим с периодическими измерениями;

– ручной режим запуска (для определения параметров в любое время);

– аварийный режим при достижении критических значений НДС.

Отдельно необходимо отметить систему оценки технического состояния трубопроводов (СОТС), установленную на КС «Добрянская» ООО «Газпром

трансгаз Чайковский» в период 2013-2014 гг. [86].

Система была разработана для оценки технического состояния в элементах ТПО, изменения которого вызваны действием проектных и непроектных нагрузок, расчета срока безопасной эксплуатации в режиме реального времени. В основе системы мониторинга также лежит использование оптоволоконных датчиков, установленных на катушках трубопровода. СОТС организована не просто как система мониторинга технологических параметров, но и как система управления НДС. Кроме подсистем сбора, анализа информации, СОТС поддерживает также возможность обратной связи для осуществления управляющего воздействия – в этом ее отличительная особенность.

С точки зрения управления система организована достаточно просто (Рисунок 1.12).

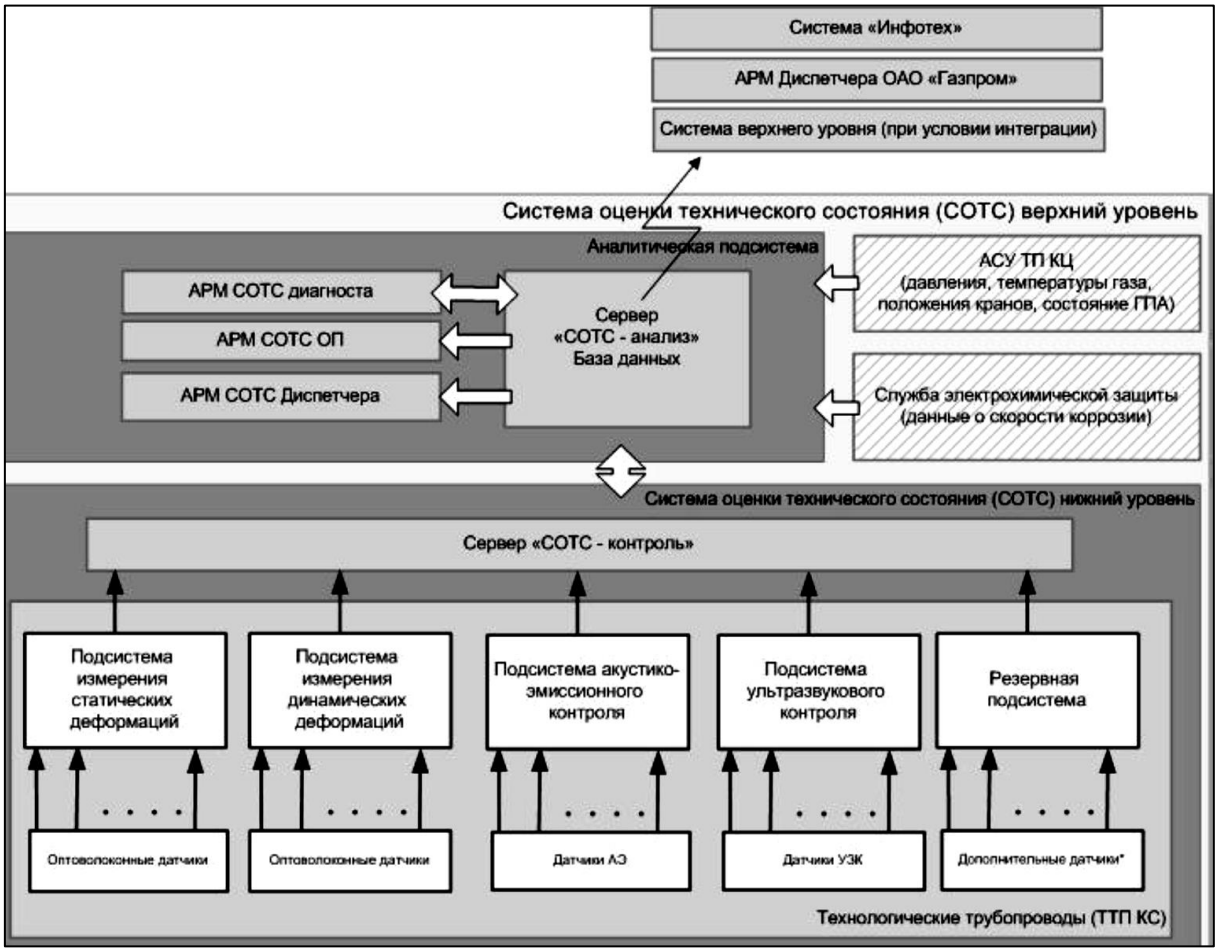


Рисунок 1.12 – Структурная блок-схема СОТС [86]

Выделено два уровня: нижний, отвечающий за измерения, контроль, сбор и обработку данных, и верхний – аналитическая система, – дают возможность интеграции СОТС с другими системами со стандартными протоколами обмена (в качестве нижнего уровня).

СОТС предназначена для:

– сбора информации с датчиков по измерительным каналам связи;

– первичной обработки получаемой информации по каналам связи;

– определения напряженно-деформированного состояния трубопроводов и шлейфов в процессе эксплуатации;

– предотвращения зарождения и развития дефектов, возникающих по причине КРН на трубопроводных элементах;

– оценки срока безопасной эксплуатации (определения остаточного ресурса) элементов ТПО КС.

– анализа обработанной информации и принятия решений по оценке технического состояния МГ;

– передачи полученной и обработанной (проанализированной) информации в систему верхнего уровня (при условии интеграции) с целью ее комплексного анализа и сравнения с данными, получаемыми из других систем.

Работа в автоматическом и в ручном (осуществление прямых измерений НДС и проведение работ по разгрузке трубопроводов) режимах на базе выработанных заблаговременно управляющих решений позволяет осуществлять комплексное управление техническим состоянием объекта мониторинга. Автономность и резервирование подсистем контроля пространственного положения объекта, контроля деформаций (статических и динамических), ультразвукового контроля в совокупности с алгоритмом работы защиты трубопроводов от зарождения дефектов обеспечивают необходимый уровень обеспечения промышленной безопасности.

Тем не менее данная система имеет ряд весомых недостатков, связанных с низким качеством программного обеспечения, низкой надежностью оборудования, короткими интервалами проверки.

Важно отметить работы по мониторингу УПГТ-2 КС «Краснодарская», выполненные специалистами АО «Газпром оргэнергогаз» [87]. При подготовке к пуску данной УПГТ было выявлено:

– частичное разрушение опор на рамах арматурных блоков адсорберов;

– протяженные сквозные трещины в швах приварки пружинных опор;

– неустранимые утечки газа в верхних входных патрубках адсорберов.

Основной причиной выявленных дефектов являлся недопустимый уровень НДС элементов конструкции.

В рамках компенсирующих мероприятий специалистами была установлена система мониторинга деформаций и температуры трубопроводов линии регенерации в характерных сечениях ($t_{раб} \leq 270$ °C), а также перемещений опорно-подвесной системы и трубопроводов.

Несмотря на очевидные различия в организационной структуре, выполняемых функциях и задачах уже внедренных средств и методов непрерывного автоматизированного мониторинга, их объединяет тот факт, что контроль технического состояния, как правило, полностью не автоматизирован, а для оценки риска и прогнозирования технического состояния применяется пороговый анализ, при котором система осуществляет контрольную функцию сравнения НДС трубопровода с пределом текучести трубной стали без каких-либо элементов управления процессом [88]. Такой индикаторный режим значительно снижает эффективность подобных систем мониторинга и ставит под вопрос целесообразность их внедрения.

1.4. Цели и задачи

Исходя из изложенного может быть сделан вывод, что внедрение систем мониторинга технического состояния, позволяющих не только фиксировать параметры технического состояния в пороговом режиме или оценивать техническое состояние оборудования и трубопроводов площадных объектов (в частности, трубопроводов), но и прогнозировать и предупреждать возможные опасные процессы. Анализ существующих систем говорит об успешных

частных случаях их внедрения – в крайне опасных и ответственных районах, где очевидна необходимость дополнительных мер по повышению надежности.

К настоящему времени нормативная и методическая база применения систем автоматизированного мониторинга не развита в сравнении с областью периодических диагностических обследований и характеризуется, в основном, декларацией общепринятых принципов и подходов, а уникальность каждой из систем пока не дает возможности унифицировать критерии их оценки.

Безусловно, применение непрерывного автоматизированного мониторинга невозможно без развития нормативной, научной и методологической базы, формирования комплексных универсальных подходов к оценке целесообразности и эффективности их внедрения [89].

На основе всего изложенного была сформулирована цель настоящей работы: совершенствование подходов к обеспечению безаварийной эксплуатации магистральных газопроводов путем развития технологий мониторинга технического состояния площадных объектов на основании теоретических и экспериментальных исследований.

Для достижения поставленной цели решались, как уже отмечалось ранее, следующие задачи:

1. Критический анализ методов и средств мониторинга технического состояния площадных объектов магистральных газопроводов.

2. Разработка критерия и методики оценки эффективности установки систем мониторинга на площадных объектах магистральных газопроводов.

3. Разработка методики определения необходимого состава и количества измерительных средств для мониторинга различных параметров технического состояния площадных объектов.

4. Разработка методики анализа данных мониторинга и автоматизированной оценки работоспособности измерительных подсистем на основании обработки получаемой информации.

5. Разработка технических решений по построению и совершенствованию систем мониторинга.

ГЛАВА 2. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ КОМПЛЕКСНОГО МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛОЩАДНЫХ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

2.1. Исследования необходимости и целесообразности применения систем комплексного мониторинга технического состояния на площадных объектах магистральных газопроводов

Подписание Президентом Российской Федерации Указа «Об Основах государственной политики Российской Федерации в области промышленной безопасности на период до 2025 года и дальнейшую перспективу» [90] в 2018 году однозначно закрепило риск-ориентированный подход в качестве базовой модели по оценке технического состояния и обеспечению безопасности оборудования [91, 92].

Понятие риска в различных документах трактуется по-разному. Базовое определение риска приводится в стандарте ГОСТ Р ИСО 31000 – 2019 «Менеджмент риска. Принципы и руководство (Переиздание)» [93]: риск – следствие влияния неопределенности на достижение поставленных целей. Данное определение дополняется уточняющими примечаниями с пояснением понятий «влияние» и «неопределенность». Такое обширное понятие порождает трудности в трактовке термина.

По ГОСТ Р 51898-2002 «Аспекты безопасности. Правила включения в стандарты» [94] риск – сочетание вероятности нанесения ущерба и тяжести этого ущерба.

ГОСТ Р 51901.1 – 2002 «Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем (с Поправкой)» [95], устанавливающий основы требований к качеству анализа рисков, определяет риск как сочетание вероятности события и его последствий.

Два последних определения представляются наиболее информативными для применения, поскольку включают в себя две составляющих: вероятность и последствия события (ущерб от аварии/отказа), – которые возможно оценить

не только качественно, но и количественно.

Риск-ориентированный подход к обеспечению промышленной безопасности опасных производственных объектов базируется на всестороннем анализе инцидентов и аварийных отказов, их классификации, оценке ущерба и последствий с применением методов теории вероятностей и физических моделей [93, 96]. В работах [96, 97] приводится обзор и сравнение особенностей применения в России и других странах основных терминов и методических подходов, используемых в анализе техногенного и профессионального рисков.

В ПАО «Газпром» разработаны собственные стандарты организации, регулирующие анализ риска опасных производственных объектов как газодобывающих дочерних предприятий, так и газотранспортных. В частности, в СТО Газпром 2-2.3-351-2009 «Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром» [98] содержатся:

– значения предельно допустимых рисков на основании рекомендуемых для РФ уровней приемлемого риска, обозначенных в Декларации Российского научного общества анализа риска;

– основные причины и факторы, способствующие возникновению аварий на площадочных объектах МГ;

– характеристики опасных составляющих площадочных объектов, для которых необходим расчет показателей риска;

– рекомендуемые формулы по расчету условных вероятностей реализации сценариев развития аварий и их частот (на основе нормального распределения вероятностей);

– методики расчета последствий разрушения газопроводов;

– рекомендации по расчету ущерба от аварии на площадочных объектах.

Повышение надежности работы технологических элементов площадных объектов магистральных газопроводов с целью снижения риска возникновения аварии, как уже было показано, может осуществляться, в том

числе, за счет периодических диагностических работ и установки автоматизированных систем мониторинга.

Принципиально применение систем мониторинга позволяет полностью отказаться от периодических диагностических обследований путем организации на объекте непрерывного автоматизированного контроля за техническим состоянием оборудования. При том, что техногенный риск возникновения аварии при такой схеме снизится значительно, стоимость системы может в разы превышать стоимость традиционных ДО из-за большого количества сложных подсистем для всестороннего непрерывного наблюдения за объектом мониторинга.

По этой причине видится возможным совместное использование традиционного подхода к диагностированию и мониторинга, когда система непрерывного контроля устанавливается только на наиболее ответственных узлах (элементах) системы. Такой вариант позволит сократить затраты на периодическое ДО и повысить уровень промышленной безопасности за счет своевременного оперативного регулирования или предупреждения на основе данных, полученных системами мониторинга.

Техногенный риск, характеризующий вероятность возникновения аварийной ситуации, поражения людей, относится к специфическим рискам нефтегазовой отрасли, непредсказуемым с точки зрения инвестиционного проекта. Внедрение определенной системы обслуживания (ДООКС, система непрерывного мониторинга и пр.) выступает как инструмент управления техногенным риском. Для корректного выбора такого инструмента необходимо провести сравнение экономического ущерба потенциальных аварий (техногенного риска) и стоимости альтернативных методов воздействия. Тогда минимум суммарных затрат на снижение риска будет определять наиболее выгодный из всех подходов.

Для решения данной задачи требуется разработка критерия и методики, базирующейся на понятии техногенного риска, надежности и технологических характеристиках работоспособности оборудования [99].

Совокупный техногенный риск для *i*-го элемента технологического комплекса площадного объекта (здание, оборудование, участок трубопровода и пр.) $\boldsymbol{R}_i$ можно представить как ожидаемый ущерб от возможных аварий на этом элементе [100]:

$$R_i = P(t) \cdot \text{У}_i = f_i \cdot \sum_{m=1}^{M} P_{im}(t) \cdot \text{У}_{im}, \qquad (2.1)$$

где $P(t)$ – ожидаемая вероятность аварии на *i*-ом элементе технологического комплекса объекта (здании, оборудовании, участке трубопровода и т.п.) при наработке *t* часов;

f_n – ожидаемая частота аварий на *i*-ом элементе технологического комплекса;

$У_i$ – математическое ожидание ущерба от аварии на *i*-ом элементе технологического комплекса, руб.;

M – общее количество рассматриваемых сценариев аварий на участке;

P_{im} – условная вероятность реализации *m*-го сценария аварии;

У_{im} – ожидаемый ущерб при реализации *m*-го сценария аварии, руб.

Ожидаемый ущерб, учитываемый при расчете, представляет сумму ущербов (в рублях) [100]:

$$\text{У}_{im} = \text{У}_{\text{с-э}} + \text{У}_{\text{р}} + \text{У}_{\text{им.др.л.}} + \text{У}_{\text{л.а.}} + \text{У}_{\text{экол}}, \qquad (2.2)$$

где $\text{У}_{\text{с-э}}$ – социально-экономический ущерб (здоровью и жизни людей);

$\text{У}_{\text{р}}$ – ущерб имуществу владельца;

$\text{У}_{\text{им.др.л.}}$ – ущерб имуществу третьих лиц;

$\text{У}_{\text{л.а.}}$ – затраты на локализацию аварии и ликвидацию последствий;

$\text{У}_{\text{экол}}$ – экологический ущерб.

Действующие сегодня нормы проектирования определяют расчет на

прочность и устойчивость «по предельному состоянию» (ПС) в качестве базового для определения технологических характеристик элементов магистральных трубопроводов [101]. Из этого следует, что именно характерные предельные состояния и вероятность их предотвращения при использовании автоматизированных систем мониторинга должны лежать в основе оценки эффективности их внедрения на объектах магистрального транспорта. Такой же подход использован в работе [102].

По определению, аварийный отказ является переходом в одно из предельных состояний. В настоящее время выделяют несколько типов предельных состояний, характерных для зданий, сооружений и технических устройств. При этом вероятность перехода в *i*-й тип предельного состояния при аварии по определению полной вероятности [103] будет равна:

$$P(\text{ПС}_i) = P(A) \cdot P(\text{ПС}_i | A), \tag{2.3}$$

где $P(A)$ – вероятность наступления аварии (аварийного отказа) на рассматриваемом элементе;

$P(\text{ПС}_i | A)$ – условная вероятность наступления *i*-го предельного состояния при возникновении аварии.

Для оценки эффективности систем мониторинга предлагается анализировать вероятность выявления системой состояния элемента, предшествующего его переходу в предельное состояние через заданный промежуток времени dt – $P_t(B)$.

Вероятность выявления (фиксации) $P_t(B_i)$ системой такого состояния B_i, которое однозначно характеризует переход к предельному состоянию ПС$_i$ (соответствует аварийному отказу *A*) через промежуток времени *dt,* равно:

$$P_t(B_i) = P(\text{ПС}_i) \cdot P(B_i | \text{ПС}_i), \tag{2.4}$$

где $P(B_i | \text{ПС}_i)$ – условная вероятность фиксации наступления *i*-го

предельного состояния при возникновении отказа, которая определяется техническими характеристиками системы мониторинга.

Для идеальной системы мониторинга, гарантированно фиксирующей нештатные ситуации, будет справедливо равенство $P\left(B_i \mid \text{ПС}_i\right)=1$, и величина $P_t\left(B_i\right)$ будет равняться:

$$P_t\left(B_i\right)=\sum_{i=1}^{n} P\left(\text{ПС}_i\right). \tag{2.5}$$

Промежуточным критерием оценки эффективности систем мониторинга является $P_t\left(C_i\right)$ – величина вероятности предупреждения перехода элемента к предельному состоянию ПС$_i$ через промежуток времени *dt* путем корректирующего воздействия оператора системы мониторинга, определяемая по формуле вероятности произведения [103]:

$$P_t\left(C_i\right)=P_t\left(B_i\right)\cdot P\left(C_i \mid B_i\right), \tag{2.6}$$

где $P\left(C_i \mid B_i\right)$ – заданная условная вероятность корректировки технического состояния при выявлении предаварийного состояния, определяемая характером предельного состояния, техническими характеристиками системы мониторинга, человеческим фактором, степенью автоматизации системы и пр.

Учитывая изложенное, снижение вероятности отказа на площадных объектах с применением системы мониторинга $\Delta P\left(A\right)$ можно найди по формуле:

$$\Delta P\left(A\right)=\sum_{i=1}^{n} P_t\left(C_i\right). \tag{2.7}$$

На основании формулы (2.1) с учетом (2.3), (2.4), (2.6) и (2.7) от вероятностей событий можно перейти к риску, получив выражение для оценки снижения техногенного риска при установке системы мониторинга ΔR :

$$\Delta R = \sum_{i=1}^{n} P_t(C_i) \cdot \text{У}_i = P(A) \cdot \sum_{i=1}^{n} P\left(\text{ПС}_i \middle| A\right) \cdot P(B_i \mid \text{ПС}_i) \cdot P\left(C_i \middle| B_i\right) \cdot \text{У}_i, \qquad (2.8)$$

где У_i – математическое ожидание ущерба при переходе в *i*-е предельное состояние, руб.

Важно отметить, что ущерб, связанный с несоблюдением условий прочности и ресурса, зависит от типов напряженно-деформированного и предельного состояний, достигаемых объектом [104]. По этой причине величина У_i в уравнении (2.8) не может быть найдена по среднему значению или вынесена из-под знака суммы как общий множитель.

Отнеся снижение риска ΔR при внедрении системы мониторинга к величине ее стоимости $\text{З}_{\text{см}}$, можно получить критерий оценки необходимости установки системы мониторинга $K_{\text{см}}$:

$$K_{\text{см}} = \frac{\Delta R}{\text{З}_{\text{см}}} = \frac{P(A) \cdot \sum_{i=1}^{n} P\left(\text{ПС}_i \middle| A\right) \cdot P(B_i \mid \text{ПС}_i) \cdot P\left(C_i \middle| B_i\right) \cdot \text{У}_i}{\text{З}_{\text{см}}}. \qquad (2.9)$$

При $K_{\text{см}} \geq 1$ вероятная экономия будущих затрат на ремонт и устранение последствий аварийного отказа больше или равна стоимости затрат на систему мониторинга, что говорит об актуальности ее применения, в противном случае – установка системы нецелесообразна.

При этом в качестве затрат на систему мониторинга следует принимать величину дисконтированного денежного потока платежей разности вариантов «с системой» и «без системы» (т.е. учитывать возможное снижение операционных затрат на диагностирование).

Предложенный критерий также может быть использован для оценки эффективности увеличения затрат на диагностическое обслуживание при условии возможности оценки снижения вероятности отказов при выполнении дополнительных обследований.

Важно отметить, что для представленной методики на данном этапе

были приняты следующие допущения:

– наступление аварии тождественно переходу к предельному состоянию, а причина возникновения отказа определяет условия этого перехода;

– события перехода в каждое из предельных состояний образуют полную группу событий;

– существует ненулевая вероятность предупреждения аварийного отказа путем выполнения соответствующего корректирующего воздействие.

Рассмотрим применение предложенной методики на примере расчета эффективности внедрения условной системы мониторинга для контроля технического состояния технологических трубопроводов компрессорной станции.

Вопрос об уровне приемлемого риска является наиболее важным в принятии решений. Методика расчета надежности и долговечности технологических трубопроводов и оборудования компрессорных станций газотранспортной системы со ссылкой на СТО Газпром 2-2.3-184-2007 [105] устанавливает следующую допустимую вероятность отказа q технологических трубопроводов КС:

$$q \le 10^{-4}, \qquad (2.10)$$

т.е. вероятность возникновения отказа, определяющая в последствии техногенный риск и характеризующаяся, очевидно, техническим состоянием газопровода, не должна превышать указанного уровня.

Такое значение вероятности отказа соответствует рекомендациям [98] и применимо для газопроводов класса безопасности «высокий» или «средний», к каким и относятся технологические трубопроводы КС.

Примем максимальное значение допустимой вероятности возникновения отказа A на технологических трубопроводах $P(A) = 10^{-4}$:

Анализ инцидентов и аварий (Рисунок 2.1), проведенный в работах [96, 106], позволяет количественно оценить причины возникновения отказов на

технологических трубопроводах, т.е. вероятность перехода их в соответствующее предельное состояние.

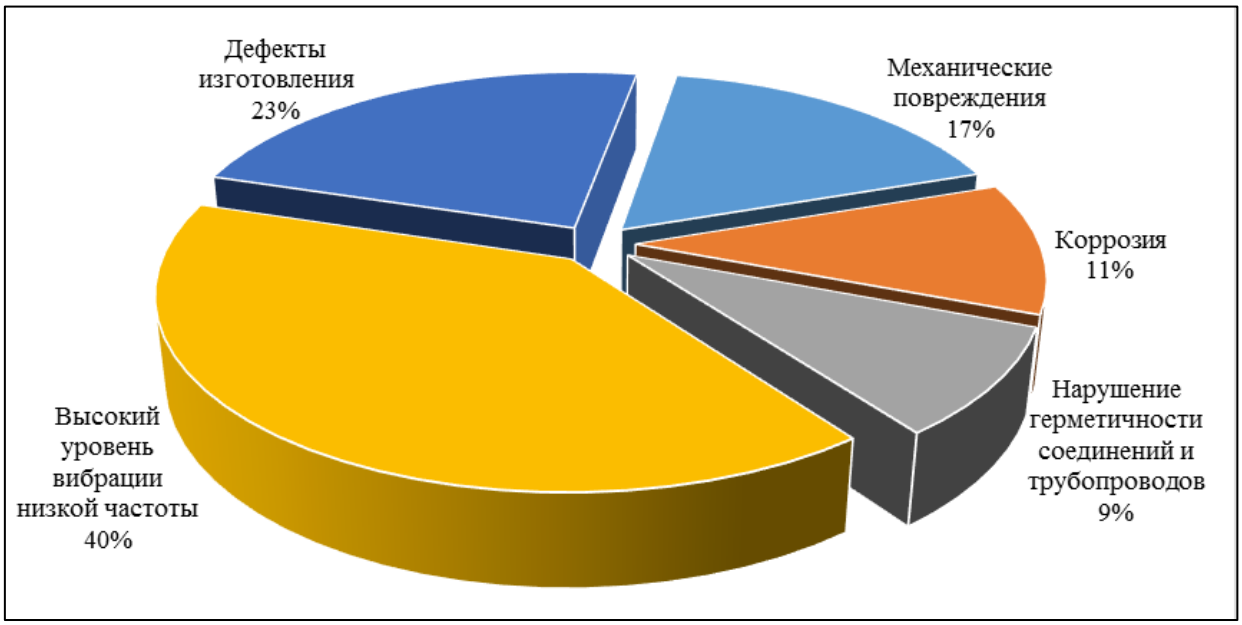


Рисунок 2.1 – Причины отказов на технологических трубопроводах КС

Следует разделить влияние факторов, определяющих возникновение того или иного отказа, хотя, в большинстве случаев, к отказу приводит совокупность совместно действующих «процессов технической деградации» [107], взаимно влияющих друг на друга и, потому, носящих комплексный характер. Такое допущение базируется на том, что превалирующим является влияние одного из факторов. Эффективность системы мониторинга в данном случае будет складываться из возможности фиксации определенного состояния и его устранения.

Значения условных вероятностей перехода в предельное состояние, тождественны причинам соответствующий отказов. Тогда, в соответствии с типами предельных состояний и причинами отказов (Рисунок 2.1), условные вероятности можно принять следующими [102]:

– $ПС_1$: нарушение герметичности – 9%;

– $ПС_2$: дефекты изготовления – 23 %;

– $ПС_3$: высокий уровень вибрации – 10%;

– $ПС_4$: высокий уровень вибрации – 30%;

– $ПС_5$: механические повреждения – 17%;

– $ПС_6$: коррозия – 11 %.

Тогда по формуле (2.3) вероятности перехода в каждое из предельных состояний равняются:

$$P(ПС_1) = 0,09 \cdot 10^{-4};$$

$$P(ПС_2) = 0,23 \cdot 10^{-4};$$

$$P(ПС_3) = 0,10 \cdot 10^{-4};$$

$$P(ПС_4) = 0,30 \cdot 10^{-4};$$

$$P(ПС_5) = 0,17 \cdot 10^{-4};$$

$$P(ПС_6) = 0,11 \cdot 10^{-4}.$$

Примем следующие значения условных вероятностей устранения аварийного состояния $P(C_i | B_i)$:

$$P(C_1 | B_1) = 81\%;$$

$$P(C_2 | B_2) = 81\%;$$

$$P(C_3 | B_3) = 81\%;$$

$$P(C_4 | B_4) = 56\%;$$

$$P(C_5 | B_5) = 25\%;$$

$$P(C_6 | B_6) = 25\%.$$

В данной работе вероятности корректирующего воздействия при фиксации предаварийного состояния определены экспертно на основе оценки типов и скоростей развития дефектов и не могут трактоваться как единственно верные.

По формуле (2.6) с учетом (2.5) найдем вероятности устранения каждого из рассматриваемых аварийных состояний:

$$P_t\left(C_1\right) = 0,09 \cdot 10^{-4} \cdot 0,81 = 0,073 \cdot 10^{-4};$$

$$P_t\left(C_2\right) = 0,23 \cdot 10^{-4} \cdot 0,81 = 0,186 \cdot 10^{-4};$$

$$P_t\left(C_3\right) = 0,10 \cdot 10^{-4} \cdot 0,81 = 0,081 \cdot 10^{-4};$$

$$P_t\left(C_4\right) = 0,30 \cdot 10^{-4} \cdot 0,56 = 0,168 \cdot 10^{-4};$$

$$P_t\left(C_5\right) = 0,17 \cdot 10^{-4} \cdot 0,25 = 0,043 \cdot 10^{-4};$$

$$P_t\left(C_6\right) = 0,11 \cdot 10^{-4} \cdot 0,25 = 0,028 \cdot 10^{-4}.$$

Тогда снижение вероятности отказа в рассматриваемом примере составит (2.7):

$$\Delta P\left(A\right) = \left(0,073 + 0,186 + 0,081 + 0,168 + 0,043 + 0,028\right) \cdot 10^{-4} = 0,578 \cdot 10^{-4}.$$

Т.е. вероятность возникновения отказа (и, соответственно, риск аварии) снижается более чем в половину.

Для количественной оценки риска необходимо ввести ущерб от перехода в каждое предельное состояние и стоимость системы мониторинга.

На основании экспертной оценки принимаем следующие условные значения ущербов от аварий:

$$У_1 = 400 \text{ млн руб.};$$

$$У_2 = 250 \text{ млн руб.};$$

$$У_3 = 300 \text{ млн руб.};$$

$$У_4 = 350 \text{ млн руб.};$$

$$У_5 = 400 \text{ млн руб.};$$

$$У_6 = 250 \text{ млн руб.}$$

Снижение риска из формулы (2.8) с учетом (2.6) составит:

$$\Delta R = 10^{-4} \cdot \left(0,073 \cdot 400 + 0,186 \cdot 250 + 0,081 \cdot 300 + 0,168 \cdot 350 + 0,043 \cdot 400 + 0,028 \cdot 250\right) \times$$
$$\times 10^{3} = 18,27 \text{ тыс.руб./год.}$$

Опыт эксплуатации показывает, что трубопроводы компрессорной станции могут находиться в работоспособном состоянии до 50 лет и более, поэтому целесообразно рассмотреть снижение риска и оценить эффективность внедрения системы мониторинга на этом временном интервале, т.е.

$$\Delta R_{\Sigma} = 18,27 \cdot 50 = 913,55 \text{ тыс.руб.}$$

Под величиной стоимости системы мониторинга $З_{см}$ будем понимать стоимость жизненного цикла системы, которая включает в себя капитальные затраты на приобретение и установку системы и операционные расходы на ее эксплуатацию (CapEx и OpEx).

Примем капитальные затраты И=30 млн руб.; периодическое обслуживание системы мониторинга (поверка средств измерения и пр.) осуществляется 1 раз в 4 года, затраты на него составляют 500 тыс. руб. Применение автоматизированного контроля позволит сократить штат сотрудников на одного специалиста по эксплуатации, заработная плата которого – ЗП=100 тыс. руб./мес. Учтем будущее повышение заработной платы сотрудников на уровне 4,0%, ежегодное увеличение затрат на обслуживание 8% и ставку дисконтирования E=6%.

В таком случае затраты на обслуживание (в 4-й, 8-й, 12-й … 48-й год эксплуатации) равны:

$$Э_{\Sigma} = 500 \cdot \left(\frac{1+0,08}{1+0,06}\right)^{4-1} + 500 \cdot \left(\frac{1+0,08}{1+0,06}\right)^{8-1} + \ldots + 500 \cdot \left(\frac{1+0,08}{1+0,06}\right)^{48-1} = 9896,19 \text{ тыс.руб.}$$

Экономия заработной платы за расчетный период (50 лет):

$$\Delta ЗП_{\Sigma} = \sum_{t=1}^{50} ЗП_{год} \cdot \left(\frac{1+0,04}{1+0,06}\right)^{t-1} = 100 \cdot 12 + 100 \cdot 12 \cdot \left(\frac{1+0,04}{1+0,06}\right)^{1} +$$

$$+100 \cdot 12 \cdot \left(\frac{1+0,04}{1+0,06}\right)^{2} + ... + 100 \cdot 12 \cdot \left(\frac{1+0,04}{1+0,06}\right)^{49} = 39062,5 \text{ тыс.руб.}$$

Тогда стоимость жизненного цикла предполагаемой системы мониторинга составит

$$З_{см} = И + Э_{\Sigma} - \Delta ЗП_{\Sigma} = 30000 + 9896,19 - 39062,5 = 833,72 \text{ тыс.руб.}$$

Критерий оценки целесообразности и эффективности внедрения для рассматриваемой системы мониторинга по (2.9) равен

$$K_{см} = \frac{\Delta R_{\Sigma}}{З_{см}} = \frac{913,55}{833,72} = 1,10.$$

Сводная таблица с поэтапным расчетом рассматриваемого примера приведена в Приложении А (Таблицы А.1 – А.2).

Таким образом, на примере технологических трубопроводов компрессорных станций, характеризующихся повышенным уровнем вероятности перехода в предельное состояние со значительными последствиями (допустимая вероятность отказа $P(A) = 10^{-4}$), показана возможность применения предложенной методики и критерия для оценки необходимости и целесообразности установки систем мониторинга. Можно сделать вывод, что при выбранных характеристиках объекта и непрерывного мониторинга установка предложенной системы будет целесообразной.

2.2. Исследование подходов к определению состава измерительных подсистем комплексной системы мониторинга площадного объекта

Понятие предельного состояния, под которым понимают такое состояние конструкции, при котором дальнейшая эксплуатация ее становится невозможной или нецелесообразной, не менее важно, чем понятие риска.

Расчет трубопроводов на прочность и устойчивость до середины XX века проводился по допускаемым напряжениям с применением энергетической теории прочности. Параметры конструкций трубопроводов подбирались исходя из условия недопущения пластических деформаций, что приводило к завышению толщины стенки, громоздкости трубопроводов и дополнительным затратам, а потому стало в центре внимания советских ученых и инженеров В.И. Городецкого, Р.Я. Печенникова, А.Д. Андреева, Р.И. Аронова, А.Г. Камерштейна, В.К. Долгова, Б.Н. Жемочкина [108 – 110].

С 1950 года появляется и вводится в нормативные документы понятие «предельной несущей способности», характеризующей величину внешней нагрузки, которая вызывает разрушение конструкции или исключает возможность ее дальнейшей эксплуатации. А в 1951 году впервые применен метод расчета магистральных газопроводов по предельному состоянию, согласно которому силовое воздействие допускалось не более минимальной несущей способности газопровода. При этом величина силового усилия характеризуется критерием разрушения, который ставит условие наступления предельного состояния равновесия [111]. Переход к такому расчету позволил достичь значительного прогресса в развитии строительной техники.

До 1962 г. строительными нормами и правилами для расчета магистральных газопроводов регламентировалось единственное предельное состояние – первое – по несущей способности (прочности и устойчивости конструкций, усталости материала), а в качестве основного критерия былм выбран предел текучести. Однако опыт эксплуатации трубопроводов достаточно быстро показал, что достижение в металле напряжений уровня предела текучести (условного) не исчерпывает их несущую способность, а значит не может быть критерием разрушения. Тогда расчет и понятие первого предельного состояния были пересмотрены в сторону временного сопротивления – предела прочности металла.

Уже в 1969 г. в книге «Условия работы стальных трубопроводов и резервы их несущей способности» А.Г. Камерштейн перечисляет три

предельных состояния [108]:

– Первое предельное состояние (ПС1) – по несущей способности (прочности и устойчивости конструкций, усталости материала);

– Второе предельное состояние (ПС2) – по развитию чрезмерных деформаций от действующих нагрузок;

– Третье предельное состояние (ПС3) – по образованию или раскрытию трещин.

Развитие теории механики разрушения, исследования многими учеными закономерностей деформирования и разрушения материалов обусловили возможность разработки Н.А. Махутовым расширенной классификации предельных состояний, которая впоследствии была развита и дополнена В.Н. Пермяковым [7, 13, 112]. Согласно данной классификации, рекомендуется разделять все типы предельных состояний трубопроводов на три категории:

1. Основные (ПО1 – ПО3) – в условиях штатных ситуаций при соблюдении нормативные требования.

2. Дополнительные (ПД1 – ПД3) – для уточненных оценок прочности и ресурса трубопроводов при штатных ситуациях.

3. Аварийные (ПА1 – ПА4) – когда в условиях нештатных ситуаций расчета основных и дополнительных предельных состояний недостаточно.

Поскольку объект и предмет данного исследования подразумевают возможность заблаговременного предупреждения отказа, предельные состояния ПА1–ПА4 были исключены из рассмотрения. Таблица 2.1 иллюстрирует характеристики предельных состояний, интересных в рамках данного исследования (за исключением аварийных).

Таблица 2.1 показывает, что такая классификация расширяет известные ранее понятия предельных состояний с учетом многолетнего опыта и современных требований к расчету и эксплуатации трубопроводов. Так, первое предельное состояние ПС1 подразделяется на три самостоятельных (ПО1, ПО3, ПД1), а для определения трещиностойкости (ПС3) становятся

важными природа и механизм развития трещин (ПД2, ПД3). Тем самым наблюдается расширение понятия предельной несущей способности, которая ранее понималась как «величина внешней нагрузки, которая вызывает разрушение конструкции или исключает возможность ее дальнейшей эксплуатации» [108].

Таблица 2.1 – Характеристики штатных предельных состояний трубопроводов [7, 108, 112]

Название		**Описание**	**Расчетные критерии**	
1*	**2***		**Сопротивления**	**Нагрузки**
ПС1	ПО1	Разрушение при статическом нагружении	Предел прочности	Основные нагрузки от внешних и внутренних воздействий
ПС2	ПО2	Развитие недопустимых пластических деформаций	Предел текучести	
ПС1	ПО3	Общая или местная потеря устойчивости	Критическое напряжение	Воздействия, создающие сжимающие напряжения
	ПД1	Циклическое разрушение в мало- или многоцикловой области	Пределы прочности и текучести, пластичность	Переменные во времени (циклические) нагрузки
ПС3	ПД2	Хрупкое разрушение	Статическая трещиностойкость	Внешние и внутренние воздействия, создающие преимущественно напряжения растяжения
	ПД3	Развитие трещин механического или коррозионно-механического характера	Циклическая трещиностойкость	Циклические воздействия

1* – Классификация 1960-х годов (А.Г. Камерштейн) [108]

2* – Современная классификация (Н.А. Махутов) [7, 112]

Для определения основных предельных состояний (ПО1 – ПО3) вероятности разрушения косвенно учтены в расчетных уравнениях и соотношениях путем введения соответствующих коэффициентов запаса, учитывающих особенности объекта расчета, условия эксплуатации, технологии, свойства материалов, ответственность конструкции и пр. Согласно [101] для магистральных газопроводов проверка на прочность и

недопустимость пластических деформаций в общем виде могут быть представлены соотношениями

$$\sigma_{экв} < \left(k_1, k_2, k_3 ... k_n\right)\sigma_в; \tag{2.11}$$

$$\sigma_{экв} < \left(k_1, k_2, k_3 ... k_n\right)\sigma_{0,2}, \tag{2.12}$$

где $\sigma_{экв}$ – значение эквивалентного напряжения по соответствующей теории прочности;

$k_1, k_2, k_3 ... k_n$ – коэффициенты запаса, определяемые из условий эксплуатации и конструктивных особенностей участка трубопровода;

$\sigma_в$ – условный предел прочности металла стенки трубопровода (нормативно принимается равным минимальному значению временного сопротивления по стандартам на трубы);

$\sigma_{0,2}$ – условный предел текучести металла стенки трубопровода (нормативно принимается равным минимальному значению предела текучести по стандартам на трубы).

В формулах (2.11) и (2.12) рекомендовано использовать эквивалентное напряжение $\sigma_{экв}$ вместо продольных осевых напряжений, поскольку структура последних не учитывает наличие технологических дефектов и эксплуатационных повреждений объекта [13].

Эквивалентное напряжение $\sigma_{экв}$ находящегося в трехосном напряженном состоянии трубопровода может быть найдено по энергетической теории прочности (теории Губера-Мизеса-Генки), которая наиболее точно согласуется с экспериментальными данными [113]:

$$\sigma_{экв} = \frac{1}{\sqrt{2}}\sqrt{\left(\sigma_1 - \sigma_2\right)^2 + \left(\sigma_2 - \sigma_3\right)^2 + \left(\sigma_3 - \sigma_1\right)^2}, \tag{2.13}$$

где $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ – главные напряжения.

Для оценки главных напряжений $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ на трубопроводах необходимо иметь измерения деформаций, как минимум, в двух направлениях, идеально совпадающих с направлением действия главных напряжений (либо измерения в трех и более известных направлениях).

Для корректного расчета и анализа дополнительных предельных состояния (ПД1 – ПД3) целесообразным видится оценка вероятности (риска) их достижения. Это связано с изменяющимися условиями эксплуатации, присутствием непроектных нагрузок, наличием концентраторов напряжений, деградационными процессами в металле трубопровода и пр. Необходимо учитывать динамику эксплуатационных нагрузок, геометрические размеры дефектов, механические свойства материалов и, безусловно фактическое напряженно-деформированное состояние объекта.

Приведенный в Главе 1 анализ аварийности на трубопроводах показывает, что наиболее часто случаются хрупкие разрушения, потеря устойчивости и разрушения в условиях коррозии [112]. Поэтому рассмотрим отдельно дополнительные предельные состояния ПД2 и ПД3.

Определение НДС элементов конструкций, содержащих дефекты типа трещин, является наиболее ответственным и сложным этапом расчета на прочность. В соответствии с общепринятыми представлениями линейной механики разрушения основным параметром напряженного состояния является коэффициент интенсивности напряжений (КИН), при этом напряженно-деформированное состояние тела с трещиной полностью характеризуется величинами КИН по фронту этой трещины. Критерий хрупкого разрушения, применяемый при оценке срока эксплуатации объекта в присутствии технологических и эксплуатационных дефектов в рамках существующего подхода, может быть представлен выражением

$$K_I > \left(k_1 \cdot k_2 \cdot \ldots \cdot k_n\right) \cdot K_{IC}, \qquad (2.14)$$

где K_I – коэффициент интенсивности напряжений в характерных точках по

фронту трещины;

$k_1 \cdot k_2 \cdot \ldots \cdot k_n$ – коэффициенты запаса;

K_{IC} – критический коэффициент интенсивности напряжений.

Согласно методам линейной механики разрушения КИН рассчитывается исходя из формы и геометрических размеров тела и дефекта, вида нагружения, а сами напряжения – по расчетным нагрузкам ввиду отсутствия информации о фактическом НДС трубопровода во время его эксплуатации. Общепринято обозначение, базирующееся на решении задачи Гриффитса [13, 111]:

$$K_I = \sigma_н \sqrt{\pi l} \cdot f_{Ik}, \qquad (2.15)$$

где $\sigma_н$ – приведенное номинальное напряжение;

l – глубина поверхности полуэллиптической трещины;

f_{Ik} – поправочная функция к K_I (K-тарировка), зависящая от напряженного состояния, размеров трещины или элемента, которая содержит в себе всю сложную математическую часть формулы.

Как видно из формулы (2.15) методы механики разрушения, определяющие допускаемые размеры дефектов, не учитывают в полной мере особенности эксплуатации и технического состояния конкретной конструкции, существенно отличающиеся на практике от нормативных величин.

Важно отметить, что при анализе квазихрупких и вязких разрушений должны применяться другие критерии, среди которых выделяют J-интеграл, δ_c-критерий, I_c-предел трещиностойкости, коэффициент интенсивности деформаций K_{Ie} [13, 111].

Для достоверного расчета прочности трубопровода необходимо обладать данными обо всех компонентах сложного напряженного состояния металла газопровода (которое характеризуется комплексом нагрузок и воздействий), а также данными о свойствах металла (химическом, структурно-фазовом составе, технологии производства и пр.). Мониторинг напряженно-

деформированного состояния является единственным способом определения фактического НДС оборудования и трубопроводов площадных объектов и поэтому выступает актуальным инструментом для предотвращения большинства вероятных предельных состояний.

В настоящее время оценка НДС конструкций выполняется с применением расчетных, экспериментальных и расчетно-экспериментальных методов [114].

Расчетный метод реализуется путем решения систем уравнений теории упругости и пластичности [114, 115]. Для их решения необходимы:

- геометрическая модель объекта;
- механические характеристики материалов;
- нагрузки и воздействия на конструкцию.

Уже в 1966 г. в работе [108] А.Г. Камерштейн обращает внимание на ограниченность расчетных методов оценки, говоря следующее: «поскольку…нас в конечном итоге интересует условие разрушения, а не условие перехода металла в пластическое состояние, то нет основания пользоваться энергетической теорией прочности». Действительно, основные исходные данные для расчета не всегда точно соответствуют фактическим.

Расчетный метод, как правило, используется в рамках проектной части инвестиционных проектов.

Более точным, учитывающим все особенности строительства и пусконаладки объектов транспорта газа, является расчетно-экспериментальный метод.

В рамках этого метода физико-математические модели конструкций уточняются, выполняется так называемая «идентификация», в рамках которой результаты натурных обследований используются в качестве граничных условий, выполняется расчетная оценка, после чего итерационно корректируется модель для оптимизации ошибок и невязок.

Для обследований в рамках данного метода, как правило, применяются тензометрия, магнитные и акустические методы [43, 102].

Применение магнитных методов приемлемо лишь для периодического обследования, поскольку они требуют намагничивания объекта контроля, длительной обработки и интерпретации показаний, что сказывается на точности полученных результатов и препятствует автоматизации процесса диагностирования.

Среди акустических методов наибольшее применение нашел ультразвуковой контроль, при котором используются волны с частотами от 15 кГц до 1 ГГц (выше границы слышимости). Возможности этого метода для нужд непрерывного автоматизированного контроля ограничены продолжительной и сложной обработкой результатов измерений, а также трудоемкостью проведения самого контроля (подготовка объекта диагностирования, использование расходных материалов пр.).

С помощью тензометрии можно получить наиболее точные результаты при оценке НДС состояния металла трубы, хотя и этот метод нельзя считать универсальным.

На объектах ПАО «Газпром» используется тензометрия с применением тензометрических датчиков, таких как:

- тензорезисторы;
- струнные датчики;
- протяженные волоконно-оптические датчики;
- волоконно-оптические датчики деформации (ВОДД) на решетках Брэгга.

Основным широко применяемым тензометрическим методом долгое время является электротензометрия – измерение деформаций и напряжений с помощью тензодатчиков электрического сопротивления (тензорезисторов). Омическое сопротивление такого датчика пропорционально его длине и позволяет определить относительную деформацию по изменению сопротивления.

Тензорезисторы отличаются незначительными размерами своей базы (площадки). Это обеспечивает удобный монтаж розетки из трех или четырех

датчиков (Рисунок 2.2) для оценки всех компонентов деформации и последующего определения характеристик главных напряжений.

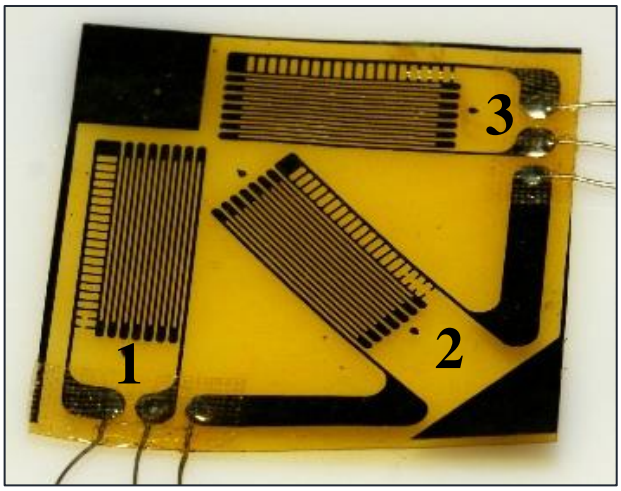


Рисунок 2.2 – Розетка тензорезисторов с датчиками под углами 0°, 45°, 90° (прямоугольная розетка) [116]

Значительный опыт применения датчиков такого типа, накопленный при эксплуатации их в составе интеллектуальных вставок (подробно описан в Главе 1), свидетельствует о высоких показателях точности и надежности этой технологии при обеспечении требований, предъявляемых к монтажу и обслуживанию.

Среди недостатков тензорезистивных измерительных систем отмечают необходимость наличия электропитания и отдельных каналов связи, значительную погрешность показаний из-за чувствительности к внешним электромагнитным колебаниям и пр. [62, 102].

Принцип работы струнных датчиков деформации (Рисунок 2.3) основан на измерении частоты резонансных колебаний отрезка металлической проволоки, натянутой между двумя опорами, закрепленными на объекте контроля. При растяжении проволоки резонансная частота меняется, что фиксируется датчиком. Основными компонентами датчика являются опоры, закрепляемые на конструкции, сама струна, натянутая между опорами, а также электромагнитная катушка, предназначенная для возбуждения колебаний струны замера деформации, а также определения частоты возникших

резонансных колебаний струны.



Рисунок 2.3 – Струнный датчик деформации SJ-2000 [117]

Преимущество струнных датчиков деформации в сравнении с тензорезисторами заключается в том, что информативным параметром выступает частота колебаний, а не амплитуда некоторого сигнала, что делает их более устойчивыми к различного рода колебаниям и помехам.

Тем не менее, струнные датчики имеют значительную базу измерения, обладают сложной конструкцией, низкой стойкостью к воздействию влаги и грунтового электролита и характеризуются рядом других недостатков.

За рубежом струнные датчики нашли широкое применение для мониторинга продольной деформации трубопроводов на горных участках, где возможны сход лавин и оползни [75, 76].

Конструкция этих датчиков ограничивает установку их в кольцевом направлении и, как следствие, их использование не позволяет определить все необходимые компоненты деформации в локальном сечении трубопровода.

Волоконно-оптические технологии получили широкое применение на объектах авиационной, космической, ядерной промышленности, железнодорожного, автодорожного и гражданского строительства, а также нефтегазодобычи. Метод активно внедряется и на объектах трубопроводного транспорта нефтегазовой отрасли, где может применяться для контроля деформаций, перемещений, температуры, давления, углов наклона, ускорения и вибрации и др. Установка температурных сенсоров на одной линии с датчиками деформации обеспечивает температурную компенсацию и получения корректного сигнала.

Успешный опыт применения оптоволоконных датчиков для непрерывного контроля за напряженным состоянием на трубопроводных системах в составе интеллектуальных вставок (Глава 1) подтверждается их высокой точностью работы даже на протяженных участках, мгновенной передачей сигнала, удобной интерпретацией результатов, высокой надежностью.

Протяженные волоконно-оптические сенсоры деформаций представляют собой волоконно-оптические кабели, как правило, аналогичные тем, что предназначены для передачи цифровой информации. Несмотря на предпринимаемые меры по снижению рассеяния лазерного света, при внешнем воздействии на такой кабель (его деформация, нагрев, вибрация и т.п.) все равно имеют место различные эффекты, которые и используются для оценки степени деформации. Среди таковых – эффект обратного рассеяния света. При этом анализируется, как правило, частота Бриллюэновского рассеяния, сдвиг которой зависит от показателя преломления в кабеле (изменяется при его деформации/изменении температуры).

Протяженные волоконно-оптические датчики не нашли широкого применения в мониторинге локальных объектов, поскольку измеряют деформацию кабеля на базе 0,5 – 1 м и потому не гарантируют определения всех компонентов деформации в точке. Такие сенсоры крепятся после нанесения изолирующего покрытия, при отслоении которого точность измерения значительно ухудшается. Анализ влияния на объект контроля переменных (циклических) нагрузок затруднен из-за низкой частоты измерений.

Значительная длина базового волоконно-оптического кабеля и удобство монтажа в некоторых случаях являются достоинствами этих измерительных систем (при мониторинге протяженных линейных объектов). Также среди преимуществ можно выделить отсутствие чувствительности к электромагнитным возмущениям в отличие от тензорезистивных систем.

Для трубопроводов площадных объектов по причине их сложной

конфигурации и меньшей протяженности в сравнении с линейными объектами наиболее приемлемым видится использование точечных ВОДД на базе дифракционных решеток Брэгга. Они обладают большей, чем у протяженных сенсоров, точностью и частотой опроса. Как и протяженные, точечные волоконно-оптические датчики устойчивы к почвенной коррозии, не требуют электропитания и не чувствительны к внешним электромагнитным полям. Помимо этого существует возможность формирования оптоволоконной сенсорной системы путем крепления нескольких дифракционных решеток на одном волоконно-оптическом кабеле (до 40 точек на несколько километров).

Во время прохождения широкополосного светового излучения через оптическое волокно с локализованной в его сердцевине дифракционной решеткой происходит отражение определенных длин волн – волн Брэгга, длина которых зависит от периода решетки (Рисунок 2.4). Деформация трубопровода в месте крепления на его поверхности оптоволоконного тензометра влияет на период дифракционной решетки, что приводит к смещению максимума длины отраженной волны.

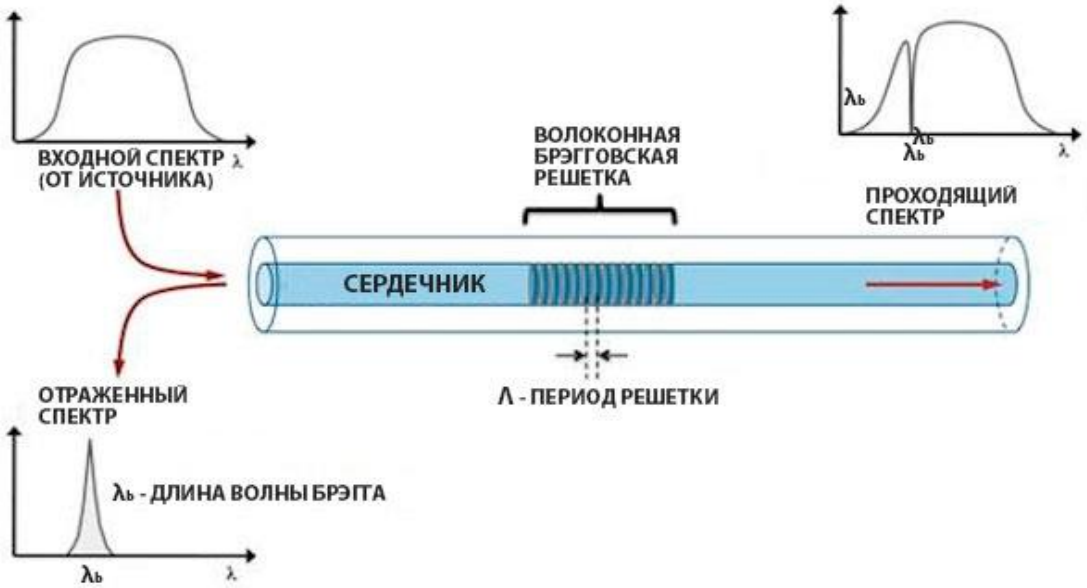


Рисунок 2.4 – Волоконная решетка Брэгга [117]

Основным преимуществом ВОДД на решетках Брэгга является их потенциал мультиплексирования – на одном волокне в разных местах может

быть установлено несколько настроенных для отражения разных длин волн датчиков с различными решетками. С помощью современных демодуляторов может быть достигнута точность порядка 1με и 0,1 °С.

Главным недостатком волоконно-оптических измерительных систем на сегодняшний момент является значительная стоимость вторичного оборудования при относительно низкой цене самих сенсоров.

Поскольку деформация тела невозможна без относительного смещения его отдельных точек по выбранным координатным осям, то к способам экспериментального определения напряженно-деформируемого состояния трубопровода можно также отнести методы оценки планово-высотного положения:

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2}\left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \qquad (2.16)$$

где x_i – координатные оси, i=1..3, j=1..3.

Наиболее перспективными и развивающимися на сегодняшний день являются спутниковые технологии (Глобальные навигационные спутниковые системы – Global Navigation Satellite System GNSS) и лазерная дальнометрия.

Современные тахеометры дают возможность измерять и контролировать любую визуально доступную точку объекта мониторинга с высочайшей точностью. Роботизация лазерных тахеометрических систем способствует увеличению точек контроля и частоты сканирования без повышения энергоемкости самой измерительной системы.

Необходимость обязательного визуального контакта между тахеометром и контролируемой точкой контроля, а также требования к условиям его работы (температура окружающей среды, влажность и пр.) ограничивают возможности применения лазерной дальнометрии.

Спутниковые технологии (GNSS) способны фиксировать абсолютные координаты точек контроля даже в условиях их ограниченной видимости.

Координаты приемника (антенны), установленного в точке мониторинга, определяется после получения спутникового сигнала. Для уточнения этих координат существует беспроводная связь с расположенной поблизости базовой станцией, местоположение которой заведомо известно.

Метод GNSS позиционирования обладает рядом преимуществ в сравнении с другими (оперативное увеличение точек мониторинга, определение абсолютных координат, беспроводной канал связи).

В качестве ограничений данной технологии можно выделить

– высокую стоимость оборудования (базовой станции);

– отсутствие контроля точек внутри укрытий, зданий и сооружений;

– зависимость погрешности определения координат от погодных условий и видимости спутников;

– сложность обеспечения высокой точности высотных измерений (даже при наличии сети базовых референтных станций точность измерений лежит в пределах сантиметров) и высокоточной обработки данных.

Также среди методов оценки планово-высотного положения можно отметить мониторинг состояния опорной системы трубопроводов и сооружений (углов наклона опор) с использованием трёхосевых инклинометров.

Перемещения, деформации, напряжения являются основными параметрами, позволяющими однозначно определить возможность перехода конструкций магистрального газопровода и, в частности, технологических трубопроводов площадных объектов, в характерное предельное состояние.

Все экспериментальные методы позволяют оценивать НДС только в локальной области объекта контроля, а для оценки прочности трубопроводов и анализа предельных состояний необходима информация о напряженном состоянии всей трубопроводной системы. Поэтому их применение возможно только в комплексе с расчетными методами.

Расчетно-экспериментальный метод позволяет корректировать расчетную схему трубопровода до достижения максимального ее соответствия

результатам экспериментальной оценки.

Наиболее перспективными для комплексного совместного использования с расчетными представляются методы оценки планово-высотного положения (для надземных участков конструкций) и волоконно-оптической тензометрии (для подземных).

Для осуществления эффективного мониторинга сложных технических систем важнейшими вопросами являются выбор наиболее подходящих средств измерения (датчиков) и определение их оптимального расположения. Качественная конфигурация датчиков позволяет сократить затраты на диагностирование, увеличить точность измерения и повысить надежность системы мониторинга.

На сегодняшний день не разработано универсальных методик, позволяющих определять тип и местоположение средств изменения. Существует множество факторов и параметров, влияющих на выбор подходящих измерительных диагностических средств для мониторинга сложных технических систем. Выбор датчиков во многом зависит от конкретных условий и целей мониторинга. В целом, в этом вопросе следует учитывать следующие факторы [118, 119]:

1) Цели измерений – оценка технического состояния, исследование, проверка проектных допущений, оценка затрат и безопасности в зависимости от конкретных условий эксплуатации и опасных воздействий и пр. Учет этого фактора является общим и наиболее важным для построения любой системы автоматизированного мониторинга.

2) Вид конструкции – тип используемых датчиков, как правило, зависит от характеристик и свойств объекта мониторинга. При выборе датчика необходимо учитывать материал конструкции (например, сталь, бетон), расчетный срок службы, местоположение объекта (надземное, под землей, под водой) и пр.

3) Характер измеряемых величин – тип физических и химических измеряемых величин определяет выбор соответствующих датчиков.

Например, деформации могут быть непосредственно измерены с помощью тензометрических датчиков, в то время как напряжение может быть получено из измерений деформации.

4) Физические характеристики датчиков – размер, вес, прочность и возможность взаимодействия их с конструкцией. Эти характеристики могут повлиять на точность результатов мониторинга.

5) Свойства датчика – наиболее важными являются пропускная способность, чувствительность, разрешающая способность и диапазон измерений. Датчики с высоким частотным диапазоном, как правило, более чувствительны к локальным сигналам, что требует большой пропускной способности. Как правило, чувствительность снижается по мере увеличения пропускной способности, а разрешение часто связано с диапазоном измерений.

6) Условия эксплуатации – некоторые датчики предназначены для лабораторных экспериментов и могут не подходить для полевых испытаний и тем более продолжительной эксплуатации в агрессивных средах. В таком случае обязательным является наличие надлежащей защиты и соблюдение необходимых требований к работе датчика в неблагоприятных условиях, таких как низкая или высокая температура окружающей среды, ее коррозионная активность, влажность, присутствие хлоридов и кислот.

7) Стоимость – общие затраты системы мониторинга включают не только цену измерительных подсистем, но и вспомогательного оборудования, технического обслуживания средств измерения, заработной платы специалистов с учетом их обучения для работы с конкретной системой контроля. Общая стоимость также зависит от продолжительности мониторинга.

8) Количество датчиков и их расположение –задача сводится к поиску оптимального объема измерительной системы с учетом желаемой или необходимой ее избыточности. Важно, чтобы вероятное наступление определенного вида отказа корректно отражалось характеристиками,

полученными на основе измеренных величин в выбранных местах расположения датчиков с учетом статистической погрешности измерения.

В условиях применения расчетно-экспериментального метода оценки технического состояния местоположение и количество первичных средств измерения должно гарантировать способность построения корректной модели для расчета, анализа и прогнозирования напряженно-деформированного состояния объекта.

Так как преобладающее количество отказов на площадных объектах приходится на технологические трубопроводы (Рисунок 1.2, Рисунок 1.3), рассмотрим подробно задачу определения местоположения датчиков на примере подсистемы мониторинга НДС с применением ВОДД на решетках Брэгга, которую требуется установить на надземном участке балочного трубопровода, не содержащего специальных устройств для компенсации удлинения.

Расчетная схема такого участка (пролета) трубопровода может быть представлена в виде балки, защемленной обоими концами [108, 120]. Прямолинейная ось балки под действием внешних нагрузок искривляется, образуя кривую – упругую линию (Рисунок 2.5).

Предположим, что по длине пролета на некотором удалении от жесткой заделки по внешней поверхности стенки трубы устанавливаются точечные датчики деформации, отражающие относительное удлинение в местах своего крепления – деформацию. Угол, образованный касательной к упругой линии в месте установки датчика и положительным направлением оси *x,* обозначим θ.

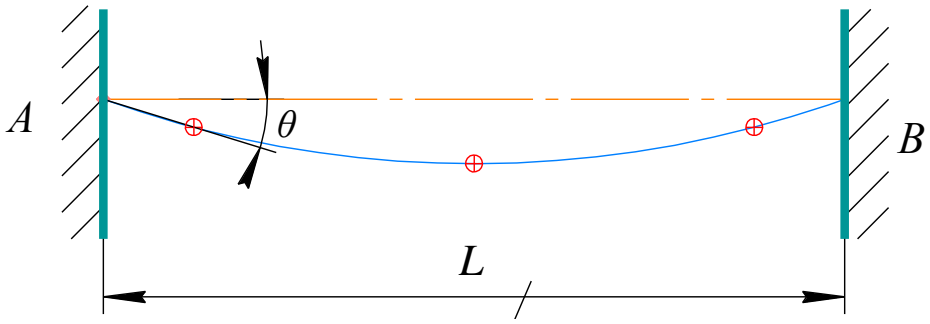


Рисунок 2.5 – Расчетная схема участка трубопровода

Задача по расстановке и расчету оптимального местоположения датчиков деформации на участке между двумя заделками (Рисунок 2.5) сводится к расчету упругой оси трубопровода и определению координаты, где деформация установленного i-го датчика, вызванная критическим перемещением в месте установки соседнего $(i+1)$-го датчика, будет больше его чувствительности.

Рассмотрим случай простого изгиба (Рисунок 2.6).

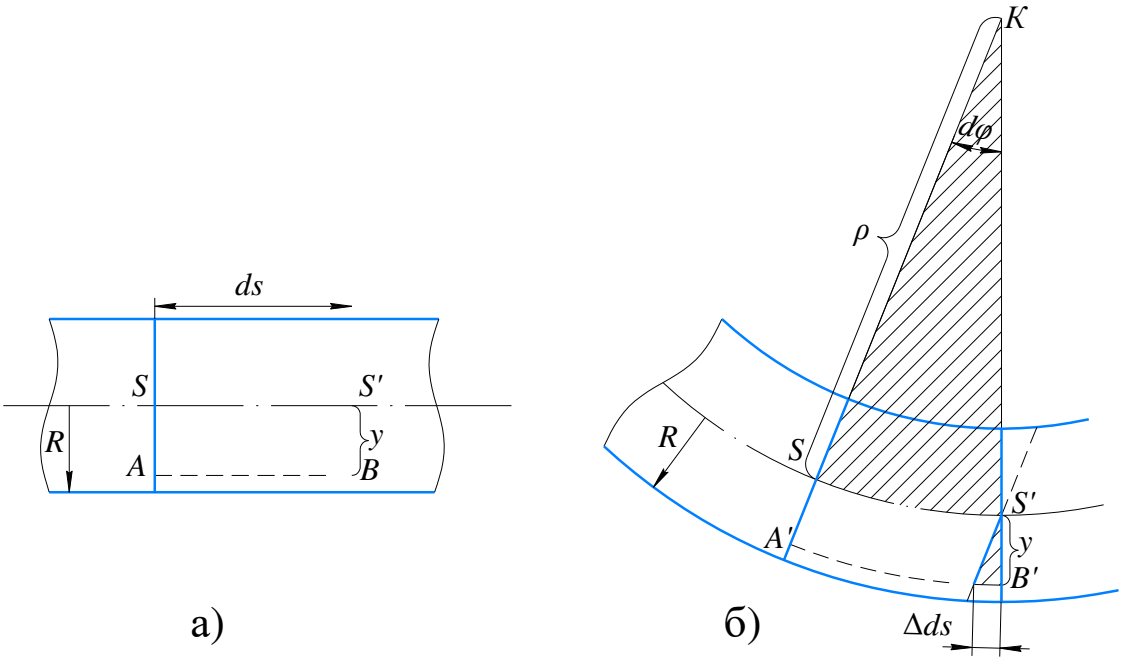


Рисунок 2.6 – Элементарный участок: а) недеформированной балки; б) деформированной балки

Вырежем из балки при помощи двух соседних поперечных сечений элемент длиной $\overline{SS'} = ds$. После изгиба балки эти сечения уже не будут параллельны друг другу. Они повернутся на разные углы и будут пересекаться в некоторой точке K. Прямолинейный элемент оси ds изогнется в дугу. При этом, согласно гипотезе плоских сечений, нейтральная линия $\overline{SS'}$ не изменяет свою длину, а сечения, параллельные нейтральному сечению, остаются параллельными после деформирования [113].

Точка K представляет собой центр кривизны дуги ds, а отрезок $KS = \rho$ есть радиус кривизны этой дуги. Абсолютное удлинение, которое получает

при изгибе волокно выделенного элемента балки, находящееся от нейтральной оси ($y = 0$) на расстоянии y, обозначим через Δds; тогда относительное удлинение этого волокна с учетом подобия треугольников (Рисунок 2.6, б) будет равно

$$\varepsilon_x = \frac{\Delta ds}{ds} = \frac{y}{\rho}. \tag{2.17}$$

По формуле длины дуги окружности

$$A'B' = ds + \Delta ds = (\rho + y) \cdot d\varphi = \rho \cdot d\varphi + y \cdot d\varphi. \tag{2.18}$$

Угол $d\varphi$ и θ равны, т.к. они образованы взаимно перпендикулярными прямыми. При этом из определения производной функции тангенс угла наклона касательной (Рисунок 2.6, б) будет равен

$$tg\theta = y'(x), \tag{2.19}$$

где $y(x)$ – функция искривленной оси трубопровода;

x – координата по оси, перпендикулярной прогибу балки, м.

В силу малости, угол θ примем

$$\theta = y'(x). \tag{2.20}$$

Исходя из формул (2.18) – (2.20) длина деформируемого трубопровода на его поверхности ($y = R$) со стороны растягивающих и сжимающих напряжений изменится (увеличится или уменьшится) на следующую величину:

$$\Delta s = \pm R \cdot y'(x). \tag{2.21}$$

Тогда деформация на поверхности трубопровода, которую может зафиксировать датчик деформации, из (2.17) с учетом (2.21) составит

$$\varepsilon_x = \frac{\Delta s}{l} = \pm \frac{R \cdot y'(x)}{l}. \qquad (2.22)$$

Для определения производной $y'(x)$ проанализируем положение упругой оси трубопровода в пролете при изменении условий его нагружения.

Участок трубопровода можно рассмотреть как классическую задачу сопротивления материалов – расчет статически неопределимой балки, защемленной обоими концами, на которую действует равномерно распределенная поперечная нагрузка q [120] (Рисунок 2.7, а).

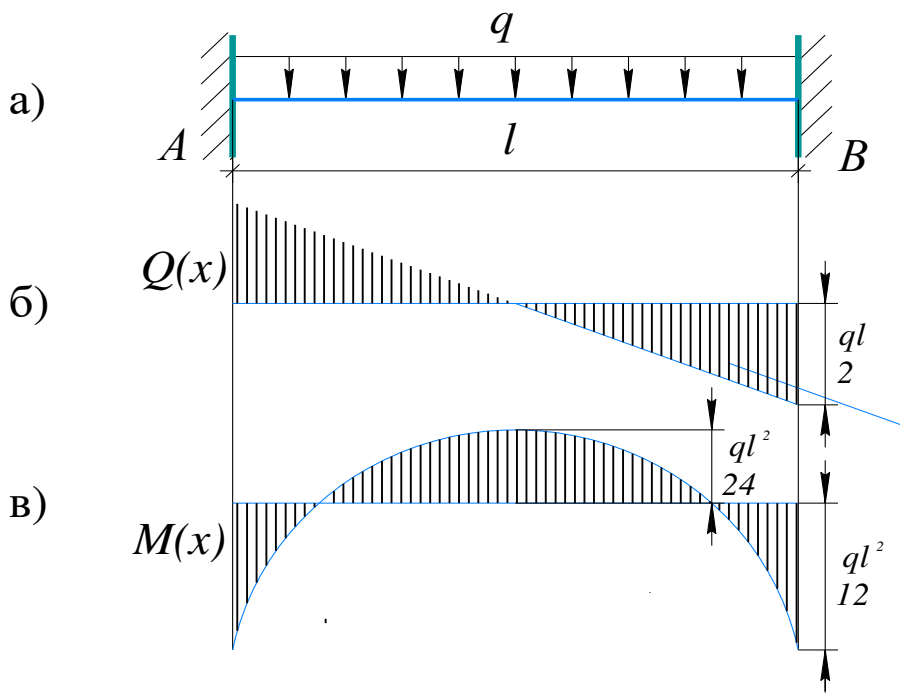


Рисунок 2.7 – Расчет статически неопределимой балки:
а) балка, защемленная обоими концами; б) эпюра поперечных сил $Q(x)$;
в) эпюра изгибающих моментов $M(x)$

Хорошо известно дифференциальное уравнение упругой линии балки для малых деформаций [113]

$$\frac{d^2y}{dx^2} = \frac{M(x)}{EI}, \qquad (2.23)$$

где E – модуль упругости первого рода (модуль Юнга);

I – осевой момент инерции;

$M(x)$ – изгибающий момент относительно оси балки,

которое для рассматриваемого случая, с учетом зависимости между изгибающим моментом $M(x)$, поперечной силой $Q(x)$ и распределенной нагрузкой q, можно представить как

$$EI\frac{d^4y}{dx^4}=q. \tag{2.24}$$

Условия жесткого защемления балки обоими концами $x=0$ $y=0$, $x=l$ $y=0$, дают возможность продифференцировать уравнение (2.24) до вида

$$EIy=-\frac{qx^4}{24}+\frac{qlx^3}{12}-\frac{ql^2x^2}{240}, \tag{2.25}$$

что позволяет определить значения поперечных сил (Рисунок 2.7, б), изгибающих моментов (Рисунок 2.7, в), а также напряжений и деформаций в любом сечении пролета *AB*.

Когда трубопровод только смонтирован, но не заполнен газом, его температура равна t_0, а вертикальная нагрузка состоит только из веса самого трубопровода $q=q_0$. В таком случае определяемый из уравнения (26) наибольший прогиб $y_{\max}$ наблюдается в центре пролета $x=0{,}5l$ и составляет f_0 (Рисунок 2.8)

$$y_{\max}=f_0=-\frac{q_0l^4}{384EI}. \tag{2.26}$$

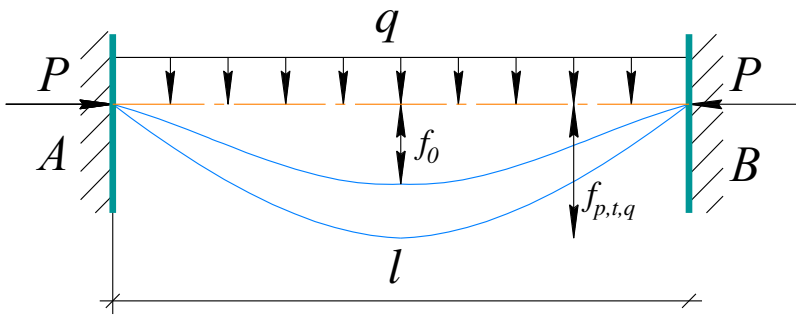


Рисунок 2.8 – Изменение положения упругой оси трубопровода при его нагружении

Длину трубы с учетом удлинения можно определить через максимальный прогиб:

$$s_0 = l + \frac{\pi^2 \cdot f_0^2}{4l}. \tag{2.27}$$

После заполнения трубопровода перекачиваемым продуктом и ввода его в эксплуатацию, температура, внутреннее давление и интенсивность вертикальной распределенной нагрузки изменятся, причем

$$q = q_0 + q_{\text{п}}, \tag{2.28}$$

где $q_{\text{п}}$ – вес продукта.

Внутреннее давление p и температурный перепад Δt также оказывают влияние на положение трубопровода, вызывая удлинения пролета l на величины Δs_p и Δs_t соответственно, каждая из которых может быть найдена по формулам [120]:

$$\Delta s_p = \frac{\sigma_{\text{пр}} \cdot l}{E} = \frac{\mu \cdot \sigma_{\text{кц}} \cdot l}{E} = \frac{\mu \cdot l}{E} \cdot \frac{pD_{\text{вн}}}{2\delta}; \tag{2.29}$$

$$\Delta s_t = \alpha_t \cdot l \cdot \Delta t, \tag{2.30}$$

где $\sigma_{\text{пр}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}$ – продольные напряжения в стенке трубы, МПа;

μ – коэффициент Пуассона;

$\sigma_{кц} = \frac{pD_{вн}}{2\delta}$ – кольцевые напряжения в стенке трубы, МПа;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода, м;

δ – толщина стенки трубопровода, м;

α_t – коэффициент линейного расширения металла трубы, град$^{-1}$.

Защемление участка трубопровода делает невозможным его перемещение, поэтому компенсация Δs_p и Δs_t осуществляется за счет большего прогиба трубы в вертикальной плоскости $f_{p,t,q}$ (Рисунок 2.8). По аналогии с (2.27) длина трубы $s_{p,t,q} = s_0 + \Delta s_p + \Delta s_t$ составит

$$s_{p,t,q} = l + \frac{\pi^2 \cdot f_{p,t,q}^2}{4l} \qquad (2.31)$$

Выражения (2.29) – (2.31) позволяют выразить максимальный прогиб нагруженного трубопровода через начальный f_0:

$$f_{p,t,q} = -\sqrt{{f_0}^2 + \frac{4l \cdot \left(\Delta s_p + \Delta s_t\right)}{\pi^2}} = -\sqrt{{f_0}^2 + \frac{2\mu \cdot p \cdot D_{вн} \cdot l^2}{\pi^2 E\delta} + \frac{4\alpha_t \cdot l^2 \cdot \Delta t}{\pi^2}}. \qquad (2.32)$$

Знак «–» указывает направление прогиба. С учетом (2.26) наибольший суммарный прогиб равен

$$f_{p,t,q} = -\sqrt{\left(\frac{q_0 l^4}{384EI}\right)^2 + \frac{2\mu \cdot p \cdot D_{вн} \cdot l^2}{\pi^2 E\delta} + \frac{4\alpha_t \cdot l^2 \cdot \Delta t}{\pi^2}}. \qquad (2.33)$$

Известно, что искривление оси трубопровода с допустимой точностью подчиняется синусоидальному закону, т.е. может быть описано уравнением

$$y(x) = -y_{\max} \cdot \sin\frac{\pi x}{l}. \tag{2.34}$$

Тогда производная $y'(x)$ для определения деформации на поверхности трубопровода равна

$$y'(x) = -\frac{\pi \cdot y_{\max}}{l} \cdot \cos\frac{\pi x}{l}. \tag{2.35}$$

Учитывая, что при рассматриваемом варианте нагружения $y_{\max} = f_{p,t,q}$, преобразуем выражение (2.22) с учетом (2.33) и (2.35):

$$\varepsilon_x = \pm\frac{\pi R}{l^2} \cdot \sqrt{\left(\frac{q_0 l^4}{384EI}\right)^2 + \frac{2\mu \cdot p \cdot D_{\text{вн}} \cdot l^2}{\pi^2 E\delta} + \frac{4\alpha_t \cdot l^2 \cdot \Delta t}{\pi^2}} \cdot \cos\frac{\pi x}{l}. \tag{2.36}$$

Выражение можно упростить:

$$\varepsilon_x = \pm\sqrt{\left(\frac{\pi \cdot q_0 \cdot D_{\text{вн}} \cdot l^2}{768EI}\right)^2 + \frac{\mu \cdot p \cdot D_{\text{вн}}^3}{2E \cdot l^2 \cdot \delta} + \frac{\alpha_t \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot \Delta t}{l^2}} \cdot \cos\frac{\pi x}{l}. \tag{2.37}$$

Данное выражение позволяет определить деформацию трубопровода с учетом его конструктивных и эксплуатационных характеристик. Поскольку опасным сечение по законам сопротивления материалов являются, в том числе, места наибольшего момента $M(x)$, то установка датчиков необходима, в первую очередь, в местах жесткой заделки (Рисунок 2.7, в).

Этот факт также подтверждается наличием функции косинуса в формуле (2.36), который принимает свои максимальные значения в координатах $x = 0$ и $x = l$. С учетом этого найдем наибольшее значение деформации из (2.37):

$$\varepsilon_{x\max} = \pm\sqrt{\left(\frac{\pi \cdot q_0 \cdot D_{\text{вн}} \cdot l^2}{768EI}\right)^2 + \frac{\mu \cdot p \cdot D_{\text{вн}}^3}{2E \cdot l^2 \cdot \delta} + \frac{\alpha_t \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot \Delta t}{l^2}}. \tag{2.38}$$

Далее задача сводится к определению координаты x где датчик способен зафиксировать наличие деформации, которая будет соответствовать (соизмерима) чувствительности предполагаемого для установки датчика.

При мониторинге технического состояния сложных объектов (например, трубопроводов) количество измерительных средств обычно невелико в сравнении с размером и сложностью объекта контроля. Это требует отдельного решения задачи по поиску оптимального местоположения датчиков для обеспечения качественной идентификации повреждений и эффективности диагностирования как с точки зрения затрат, так и с точки зрения технических характеристик системы мониторинга. Успешное размещение датчиков в значительной степени зависит от знаний и опыта специалистов, разрабатывающих систему контроля. Проблеме оптимизации размещения датчиков посвящены многие работы [121]. Этот вопрос можно рассматривать как трехэтапный процесс принятия решения [122]:

1) определение количества датчиков;

2) определение мест размещения датчиков;

3) проверка эффективности расстановки датчиков.

На примере вибрационных обследований можно отметить, что количество требуемых измерительных средств не может быть меньше числа определяемых режимов, а наибольшее их количество обычно определяется либо стоимостью, либо доступностью испытательного оборудования. На практике для лучшей визуализации режимов может использоваться больше датчиков. После определения количества датчиков следует разместить их с учетом оптимизации подходящего критерия эффективности. Наконец, важно оценить производительность выбранной системы измерения.

Для определения оптимальных мест размещения датчиков предлагалось множество методов. Эти методы в большинстве своем основаны на концепции оценки всех местоположений датчиков, установленных в соответствии с целевой функцией, а затем последовательного удаления датчиков до тех пор, пока не останется требуемое количество мест измерения. Типичными

подходами, используемыми в задаче оптимизации размещения измерительных элементов, являются следующие [119]:

– метод кинетической энергии;

– векторное произведение собственных значений;

– метод информационной энтропии;

– методы, основанные на чувствительности средств измерения, и пр.

Решение проблемы оптимизации размещения датчиков также может быть найдено с помощью генетических алгоритмов или алгоритмов комбинаторной оптимизации. Подробно указанные подходы описаны в работах [121, 122].

На практике при поиске оптимального размещения датчиков следует учитывать и другие факторы. Например, для некоторых сооружений соответствующие типы датчиков будут установлены в ключевых местах, где система измерения напряженно-деформированного состояния может выполнять помимо всего прочего следующие функции:

– проверка принятых проектных допущений и проектных параметров: датчики должны быть развернуты в местах с наличием реакций (например, деформацией, напряжением, смещением), чтобы быть чувствительными к повреждениям, вызванным, например, усталостью;

– мониторинг состояния конструкции и показателей ресурса конструкции в ключевых местах в условиях эксплуатации;

– разработка моделей текущих и будущих нагрузок (окружающей среды и эксплуатационных) для их оценки;

– проверка соответствующих моделей конечных элементов для оценки технического состояния конструкций;

– проведение оценки структурных показателей объекта контроля;

– взаимная калибровка результатов измерений различных типов чувствительных систем.

На сегодняшний день единственными актуальными средствами анализа сложного напряженного состояния трубопроводов выступают численные

методы в совокупности с проведением натурного эксперимента, потому что получение аналитических решений для подобных сложных пространственных областей затруднено или практически невозможно.

Широко используемым для решения задач механики деформируемого твердого тела является численный метод конечных элементов (МКЭ) [123, 124].

Смысл данного метода заключается в разбиении геометрической модели на примитивные элементы (стержни, тетраэдры, кубы и т.п.), в границах которых распределение искомых параметров (температура, давление, перемещение и пр.) может быть аппроксимировано полиномами с малыми степенями (линейными, квадратичными, кубическими).

Совокупность этих элементов образует элементную сетку, к узлам которой прикладываются нагрузки и воздействия. Далее путем решения системы уравнений находится решение во всех узлах сетки.

Решение задач методом конечных элементов требует подготовки соответствующей математической модели. Сложность данной модели зависит от сложности геометрии объекта и требований к точности расчета.

Назначение расчетов определяет различные требования к модели: ее типу (балочный, оболочечный, трехмерный), виду сеток (структурированные или неструктурированные). Качественная модель адекватно отражает реальные физические процессы, а значения физических параметров, полученных с помощью этой модели, совпадают с результатами натурных испытаний.

Для проверки описанных выше теоретических положений в программно-вычислительном комплексе ANSYS на базе МКЭ была сформирована расчетная балочная конечно-элементная модель трубопроводной обвязки площадного объекта (компрессорной станции).

Рассмотрим вариант расчета для одной секции аппаратов воздушного охлаждения (АВО). Граничное условие – вертикальное перемещение 5 см задается в концах труб ДУ200 (Рисунок 2.9).

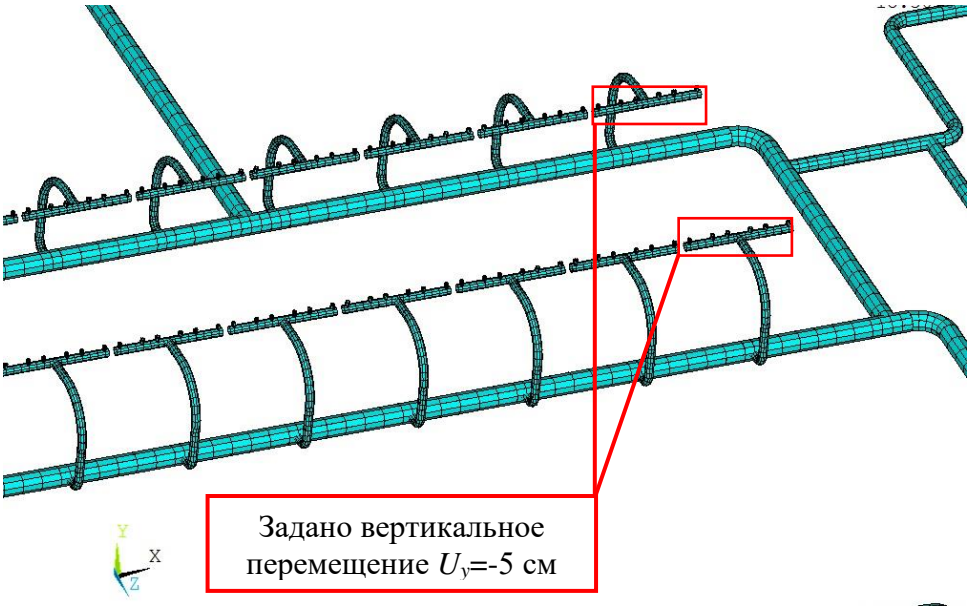


Рисунок 2.9 – Граничное условие на одной секции АВО

Результаты расчета напряженно-деформированного состояния трубопроводной обвязки представлены на рисунках ниже (Рисунок 2.10 – Рисунок 2.12).



Рисунок 2.10 – Суммарные перемещения моделируемого участка технологических трубопроводов, м

Как видно на модели (Рисунок 2.12) максимальная интенсивность деформации наблюдается на входном коллекторе АВО в трубе ДУ1000 у первой секции АВО и составляет $0{,}6*10^{-4}$.



Рисунок 2.11 – Вертикальные перемещения моделируемого участка технологических трубопроводов, м

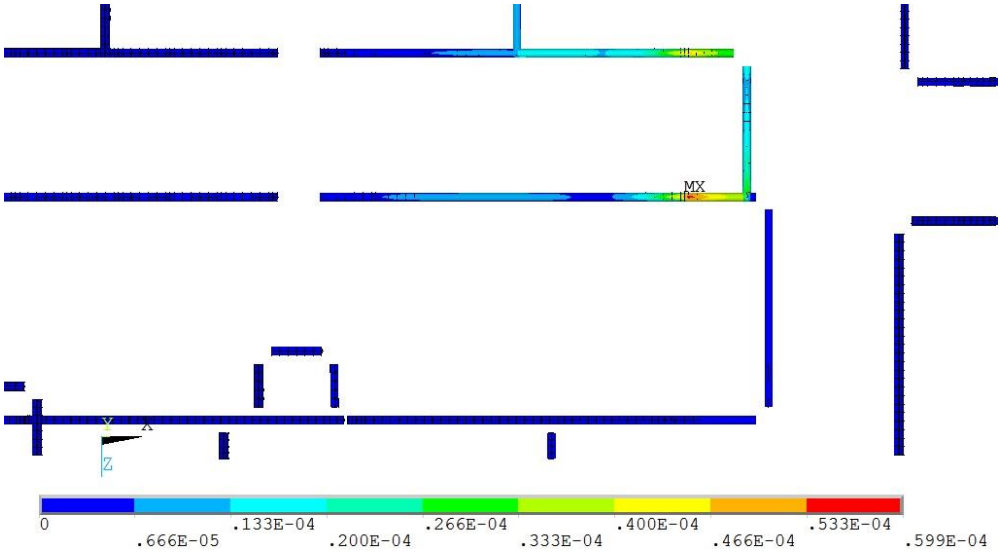


Рисунок 2.12 – Интенсивность деформации на моделируемом участке технологических трубопроводов

По результатам моделирования после идентификации и определения элементов, для которых характерна максимальная интенсивность деформации, можно назначить точки, в которых требуется контролировать перемещения для предупреждения аварийного отказа.

2.3. Разработка принципов построения комплексных систем мониторинга

Как уже было отмечено, отсутствие нормативной базы и соответствующего опыта разработок современных интеллектуальных систем автоматизированного мониторинга в совокупности выступают препятствием для их повсеместного внедрения несмотря на очевидную привлекательность. Очевидна необходимость создания комплексного решения этой проблемы.

В первую очередь требуется сформулировать основные принципы построения комплексных систем мониторинга, которые, по мнению автора, должны найти отражения в новых нормативных документах.

В частности, системы мониторинга должны обеспечивать соблюдение следующих принципов [125, 126]:

1. Реализация открытой многоуровневой структуры. Такая конфигурация позволит оперативно изменять объем и состав измерительных подсистем, подстраивая возможности мониторинга под реализуемые цели и задачи в заданных условиях эксплуатации.

2. Интеграция и коммуникация с другими автоматизированными системами. Опыт эксплуатации предыдущих поколений автоматизированных систем контроля показал необходимость координации систем мониторинга с системами управления. Этот принцип, в совокупности с первым, позволит также наращивать мощности автоматизированного контроля разных объектов контроля в рамках одного площадного объекта.

3. Применение риск-ориентированного подхода – необходимого элемента существующей политики в области промышленной безопасности в России. Менеджмент рисков может использоваться для анализа необходимости внедрения, построения измерительных подсистем, эффективности работы систем мониторинга, а также для оценки и прогнозирования технического состояния объектов контроля.

4. Фиксация состояния, предшествующего аварийному отказу. Это необходимое условие для построения систем, которые должны осуществлять

свою работу не только в пороговом режиме, но и обладать функциями заблаговременного предотвращения аварийных отказов, а также прогнозирования технического состояния объектов мониторинга. Прогноз перехода к предельному состоянию объекта мониторинга делает возможным заблаговременное предотвращение отказа с помощью соответствующего корректирующего воздействия оператора, что в свою очередь снижает риск возникновения техногенных аварий, который выступает в качестве количественной характеристики промышленной безопасности опасных производственных объектов [104].

5. Мониторинг параметров, имеющих научно-обоснованное подтверждение, и однозначно характеризующих техническое состояние объекта контроля. Математические, физические и химические модели, заложенные в расчетные модули системы, должны базироваться на научно обоснованных теориях, а также проходить верификацию.

6. Сбор, хранение, обработка данных в автоматическом режиме на базе современных алгоритмов.

Опыт внедрения автоматизированных диагностических систем, анализ которого представлен в Разделе 1.3, показывает успешность и привлекательность построения систем мониторинга в формате многоуровневых структур.

Нижний уровень должен представлять собой набор измерительных модулей, сформированных исходя из целей и условий мониторинга. При этом важно предусматривать основные и дублирующие подсистемы для обеспечения непрерывного контроля выбранных параметров состояния.

Верхний уровень должен быть реализован в формате программно-аппаратного комплекса. Выбранные математические модели и расчетные комплексы должны позволять не только аппроксимировать отдельные параметры, но и осуществлять ретроспективный и прогнозный интеллектуальный анализ, выявлять новые факторы и признаки изменения НДС объектов, их пространственного положения и технического состояния.

ГЛАВА 3. РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСНЫХ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА ЗДАНИЙ, СООРУЖЕНИЙ, ФУНДАМЕНТОВ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

3.1. Выбор площадного объекта для проведения исследований и разработка структуры образца системы мониторинга

Системы непрерывного контроля технического состояния могут внедряться на любой из стадий жизненного цикла объекта в зависимости от целей и особенностей диагностирования. Однако, для данного исследования отдельный интерес представляет этап эксплуатации площадных объектов, как наиболее информативный с точки зрения исходных данных и возможности проверки целесообразности установки автоматизированных систем.

Для определения местоположения измерительных подсистем, в первую очередь, нужно изучить нагрузки и воздействия на объект контроля, поскольку они в совокупности с расчетными напряжениями являются критериями оценки предельных состояний (Таблица 2.1). Расчетные схемы для точного определения параметров технического состояния объекта должны адекватно отражать виды нагрузок, линейные размеры и характеристики точек контроля.

Нагрузки и воздействия, изменяющие напряжённо-деформированное состояние зданий, сооружений, оборудования и трубопроводов в общем случае можно поделить на две группы:

1) нормативные (проектные), учет которых осуществляется на этапе проектирования трубопроводов;

2) ненормативные (непроектные), которые возникают вследствие нарушений норм при строительстве и эксплуатации, аномальных воздействий окружающей среды, изменения высотного положения опорной системы.

Для технологических трубопроводов площадных объектов характерно возникновение непроектных нагрузок, причинами которых являются:

- подвижки грунтов, вызывающие просадку или выпучивание опор, их деформирование и смещение относительно оси трубопровода, и, как следствие, повышенный уровень вибрации технологических трубопроводов;

- наличие технологических дефектов, возникающих из-за нарушения норм строительства (дефекты сварных соединений: смещение кромок, непровары, наплывы, нарушения формы шва и т.п.);

- нарушение правил эксплуатации (непредусмотренные температурные воздействия, повышенное внутреннее давление и т.п.);

- наличие эксплуатационных дефектов (задиры, вмятины, коррозионные дефекты: каверны, язвы, трещины коррозионного растрескивания под напряжением).

ООО «Газпром трансгаз Казань» эксплуатирует газопроводы в зоне активной добычи нефти - Альметьевский, Лениногорский, Бугульминский районы Республики Татарстан (РТ). С 2000 года вся территория республики переведена с 5-ти бальной в 7-ми бальную сейсмическую зону. Землетрясения связаны не только с добычей нефти, но и с глубинными карстовыми процессами (карстовые землетрясения), которые усугубляются наличием Куйбышевского и Нижнекамского водохранилищ, а также с движением тектонических плит.

КС «Арская» ООО «Газпром трансгаз Казань» расположена вблизи села Шемордан Сабинского района Республики Татарстан. Климат в данном районе умеренно-континентальный. Площадка станции сложена карбонатно-глинистыми грунтами. В северной части территории станции протекает карстовый процесс, что приводит к высоким рискам смещения грунтовых масс. Кроме того, район характеризуется сейсмической опасностью. Наиболее близко расположенным к границам карстовой зоны является КЦ «Прогресс».

КЦ «Прогресс» КС «Арская» ООО «Газпром трансгаз Казань» был введен в эксплуатацию в 1987 году в составе магистрального газопровода «Ямбург – Западная граница». В последние годы проведена реконструкция цеха с заменой агрегатов. Ненормативные нагрузки и воздействия,

значительно влияющие на техническое состояние зданий и сооружений, технических устройств после реконструкции, не были выявлены. Действующие нагрузки представлены ниже (Таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Основные технические показатели КС «Арская»

Вид нагрузки	**Значение**
Нормативная снеговая нагрузка	1,75 кПа
Нормативная ветровая нагрузка	0,3 кПа
Максимальное давление газа на входе ГПА	5,9 МПа
Максимальное давление на выходе ГПА	7,45 МПа
Температура газа на входе КС	+0,2 …+15,9 °С
Температура газа на выходе ГПА	+26,2 … +43,3 °С

В период 2014-2015 гг. проведена реконструкция промплощадки КС «Арская» с заменой существующих ГПА-25/76 на новые агрегаты типа ГПА-Ц-25НК.С. При этом проведена реконструкция укрытия ГПА. В 2018 году осуществлялся капитальный ремонт технологических трубопроводов данного компрессорного цеха с применением труб в заводской изоляции, что исключает проблему коррозии и КРН для выбранного объекта.

В результате проведенного анализа эксплуатационной документации на КС «Арская» было установлено, что все оборудование станции эксплуатировалось на нормативных режимах работы, ненормативные нагрузки и воздействия, значительно влияющие на техническое состояние зданий и сооружений, технических устройств КЦ после реконструкции, не были выявлены.

В 2014 году сотрудниками службы геотехнического мониторинга инженерно-технического центра (ИТЦ) ООО «Газпром трансгаз Казань» было выполнено обследование фундаментов каркаса АВО газа КЦ «Прогресс» с целью выявления их фактического состояния.

АВО газа представляет собой каркасную конструкцию из сваренных швеллеров, с помощью которых нагрузка передается от теплообменных аппаратов и лопастей винта вентилятора на фундаменты. Фундаменты свайные, из двух свай, объединенные ростверком из железобетона.

В результате обследования и оценки технического состояния конструкций было установлено, что большая часть фундаментов находится в аварийном состоянии или в ограниченно-работоспособном с необходимостью ремонта.

При анализе данных геодезических съемок 2014 – 2018 гг., выполненных на КЦ «Прогресс», было обнаружено, что изменение высотного положения контрольных точек АВО газа находилось в пределах 1-20 мм. На нижеприведенных рисунках (Рисунок 3.1 – Рисунок 3.4) иллюстрируются перемещения оснований фундаментов ТПО АВО по результатам проведенных обследований.

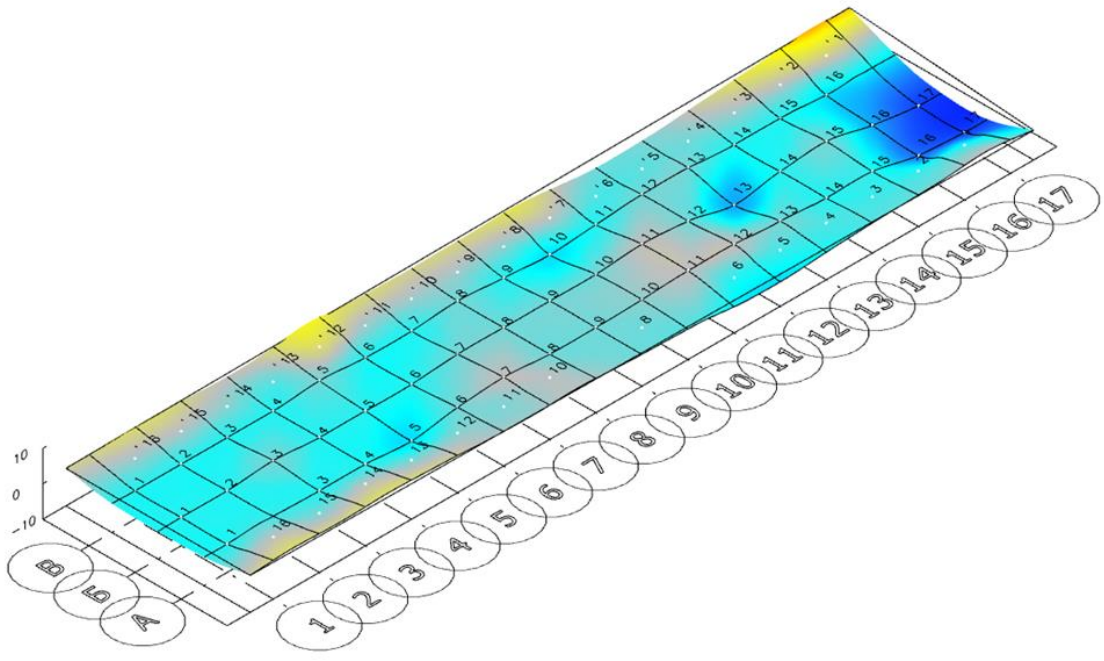


Рисунок 3.1 – Изополя перемещений основания фундаментов металлокаркаса и кранов обвязки ТПО АВО газа КЦ «Прогресс» КС «Арская» по результатам 1 цикла мониторинга (апрель 2015)

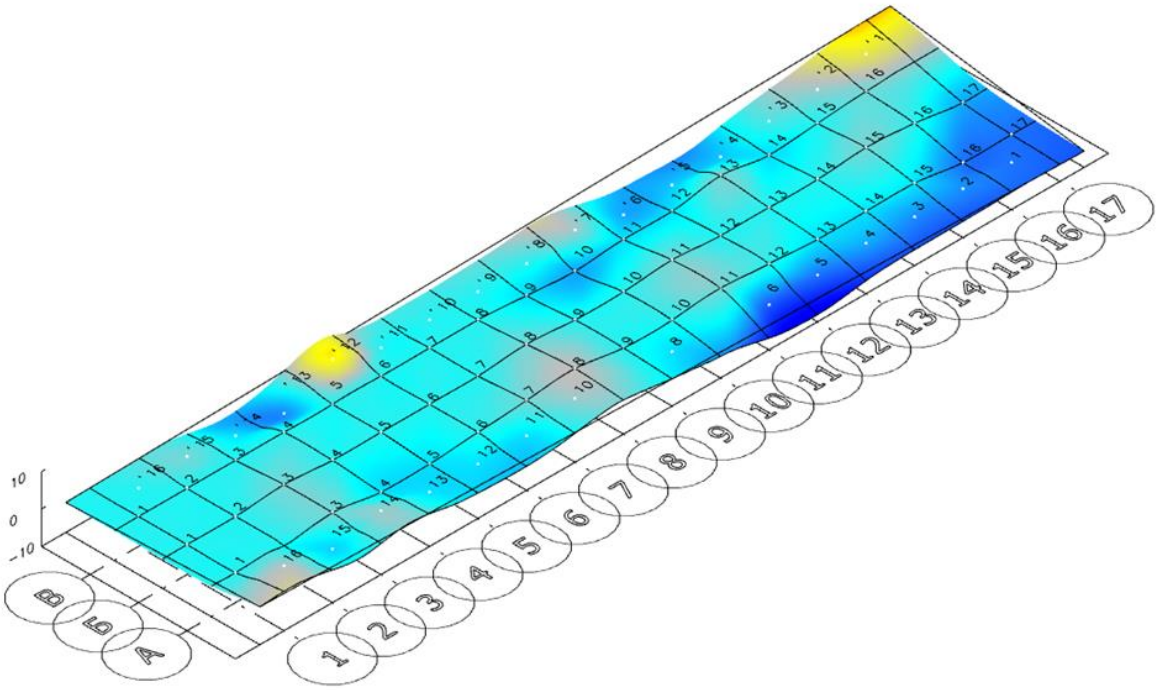


Рисунок 3.2 – Изополя перемещений основания фундаментов металлокаркаса и кранов обвязки ТПО АВО газа КЦ «Прогресс» КС «Арская» по результатам 2 цикла мониторинга (апрель 2016)

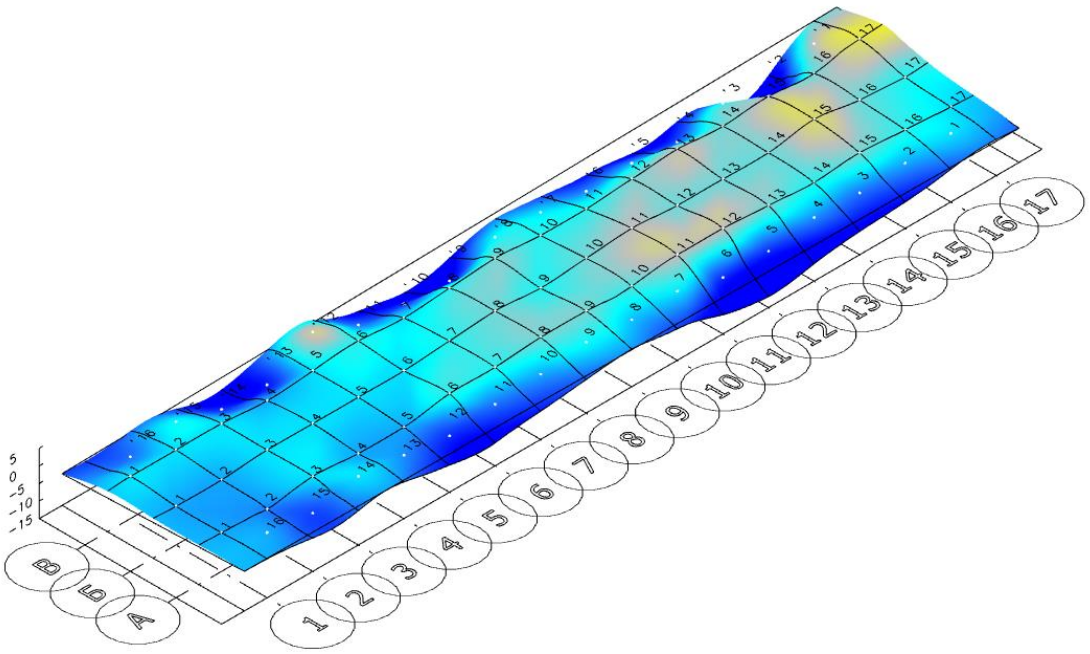


Рисунок 3.3 – Изополя перемещений основания фундаментов металлокаркаса и кранов обвязки ТПО АВО газа КЦ «Ямбург – Западная граница» КС «Арская» по результатам 3 цикла мониторинга (февраль 2017)

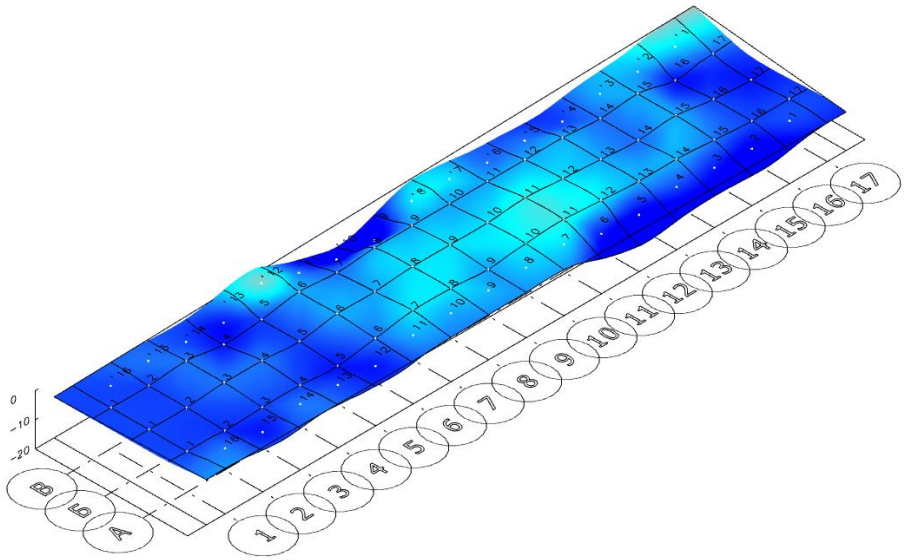


Рисунок 3.4 – Изополя перемещений основания фундаментов металлокаркаса и кранов обвязки ТПО АВО газа КЦ «Ямбург – Западная граница» КС «Арская» по результатам 4 цикла мониторинга (январь 2018)

Дальнейшие обследования оборудования КЦ «Прогресс» позволили выявить объекты, для которых необходимо проведение периодического контроля состояния в рабочих режимах эксплуатации [125, 127, 128]:

– несущие конструкции укрытий газоперекачивающих агрегатов;

– технологические трубопроводы, опоры ТПО оборудования;

– подземные коллекторы.

Для осуществления контроля параметров перемещений и углов наклона трубопроводов и строительных конструкций КЦ «Прогресс» было принято решение о разработке комплексной интеллектуальной системы мониторинга.

Проведенный в Главе 2 анализ критериев предельных состояний подтверждает, что для определения опасного состояния металла необходима оценка каждой из компонент его сложного НДС, что обуславливает необходимость оценки фактического напряженно-деформированного состояния металла газопроводов в процессе эксплуатации. Только перемещения, деформации, напряжения являются основными параметрами, позволяющими определить возможность перехода элемента площадного

объекта в характерное предельное состояние.

Первичный анализ нормативной документации и условий эксплуатации выбранного объекта исследования установил, что к контролируемым параметрам с помощью прямых измерений должны относиться:

- перемещения технологических трубопроводов в зонах опорных конструкций и входов в землю;
- углы наклона несущих колонн укрытия ГПА;
- перемещения отдельных участков подземных трубопроводов;
- отдельные компоненты деформации трубопроводов и несущих конструкций укрытия ГПА.

Посредством косвенных измерений с применением средств математического моделирования должны контролироваться:

- расчетные перемещения, деформации и напряжения ТТ КЦ;
- расчетные перемещения, деформации и напряжения несущих конструкций укрытия ГПА.

Критический анализ современных методов и средств неразрушающего контроля (Раздел 2.2), а также подходов к организации мониторинга напряженно-деформированного состояния [102] позволяет выделить следующие перспективные методы экспериментальной оценки НДС и оценки планово-высотного положения трубопроводов:

– позиционирование с помощью спутниковых технологий (GNSS);
– технология лазерной дальнометрии с применением роботизированных тахеометров и лазерных сканеров;
– волоконно-оптическая инклинометрия;
– тензометрия на базе волоконно-оптических точечных датчиков на решетках Брэгга.

В настоящее время на мировом рынке известны несколько производителей волоконно-оптических датчиков на решетках Брэгга: Micron Optics, Inc. (США), FOSTA Pte Ltd (Сингапур), FiberSensing (Португалия), National Instruments (США), BaySpec, Inc (США), Ibsen Photonics (Дания),

Smart Fibres Limited (Великобритания) и др.

Таблица 3.2 отражает характеристики оптических сенсоров трех производителей: FiberSensing (Португалия), HBM (Германия), а также датчики отечественного производства – ПНППК (Россия, г. Пермь).

Таблица 3.2 – Характеристики оптических датчиков деформации

Наименование, тип датчика	Длина чувствительного элемента, мм	Чувствительность, пм/με	Диапазон измерений, με	Рабочая температура,˚С
FiberSensing				
Полиамидный	<10	1,2	±2500	-20 ÷ +80
Приварной	25	1,2	±2500	-20 ÷ +80
Атермальный	23	3,9	±1500	-20 ÷ +80
HBM				
K-OL	25	1,2	±10 000	-10 ÷ +80
ПНППК				
ВОД-Д01	10	1,2	±10 000	-40 ÷ +80

Для проведения термокомпенсации вместе с ВОДД должны использоваться оптические температурные сенсоры, которые также представлены на рынке волоконно-оптических сенсоров. Эти сенсоры могут быть установлены в одну линию с датчиками деформации..

Далее перечислены способы, принятые для реализации описанных измерений с целью контроля технического состояния оборудования и трубопроводов КЦ «Прогресс» (Таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Измерительные системы нижнего уровня ИСМ

Подсистема	**Инструмент измерения**
Измерение координат	Роботизированный тахеометр с отражающими элементами
	Базовая станция и GNSS-антенна
Измерение углов наклона	Оптоволоконные инклинометры
Измерение деформаций	Волоконно-оптические датчики деформации

Выбранный подход позволяет судить о техническом состоянии объекта не только по результатам перемещения его отдельных точек, полученным с помощью прямых измерений, но и по его деформированному состоянию.

3.2. Расчетная оценка напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов, зданий, сооружений методом конечных элементов

В качестве основных элементов, требующих отдельного моделирования с точки зрения надежности трубопроводов КС выделяются следующие [129]:

– подземные технологические трубопроводы;

– надземные наружные технологические трубопроводы;

– надземные внутренние технологические трубопроводы;

– технологические жидкостные трубопроводы термодинамически стабильных и нестабильных жидкостей.

При этом для глубокой оценки и расчетных работ трубопроводы разделяют также на отдельные элементы, узлы и сборки:

– тройники;

– отводы;

– трубы;

– переходные кольца;

– запорная арматура (ЗА), крановые узлы (КУ), обратные клапаны (ОК).

Разработка математической модели обычно осуществляется в 2 этапа:

• создание геометрической модели (плоской, оболочечной, трехмерной) в зависимости от геометрических и эксплуатационных особенностей объекта, а также от требований к точности результатов;

• построение двухмерных и трехмерных сеток (структурированных, неструктурированных, комбинированных) для достижения заданной точности.

Балочные модели используются для класса задач, к которым применима теория сопротивления материалов. Данный метод наиболее точен при расчете протяженных объектов преимущественно простой геометрической формы для

представления средней картины распределения полей напряжений – деформаций (например, подключающие шлейфы и т.д.).

Изменение высотного положения рассматриваемых технологических элементов КЦ «Прогресс» по данным геодезических съемок находилось в пределе 1-5 мм, поэтому, для моделирования просадки фундамента в расчетах максимальное вертикальное перемещение было принято на уровне 5 см как 1/3 от критического варианта просадки по данным проектного института.

Рассмотрим расчетные модели для секций АВО, трубопроводной обвязки пылеуловителей и ГПА.

1. Расчет с граничными условиями в виде вертикальных перемещений на трех секциях АВО.

В концах труб ДУ 200 АВО на трех секциях для моделирования просадки фундамента задано вертикальное перемещение 5 см (Рисунок 3.5).

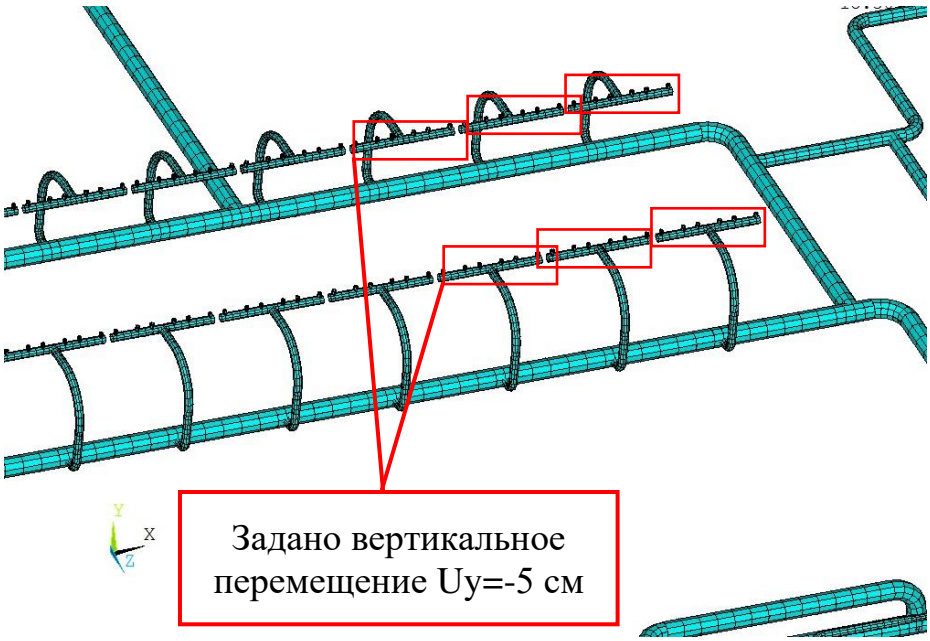


Рисунок 3.5 – Граничные условия на трех секциях АВО

Результаты расчета напряженно-деформированного состояния трубопроводной обвязки представлены ниже (Рисунок 3.6 – Рисунок 3.8).

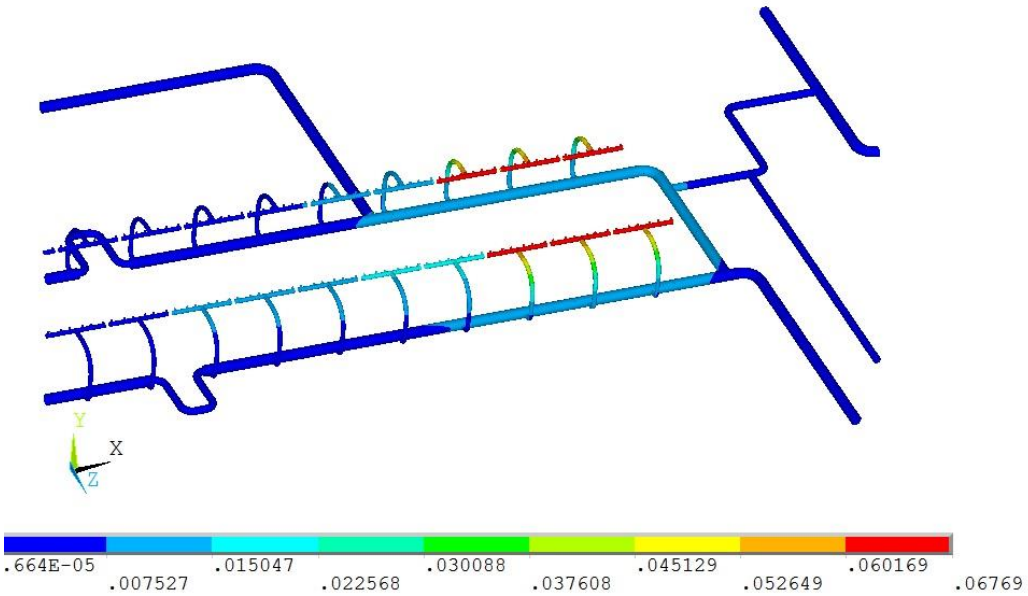


Рисунок 3.6 – Суммарные перемещения моделируемого участка трех секций АВО, м

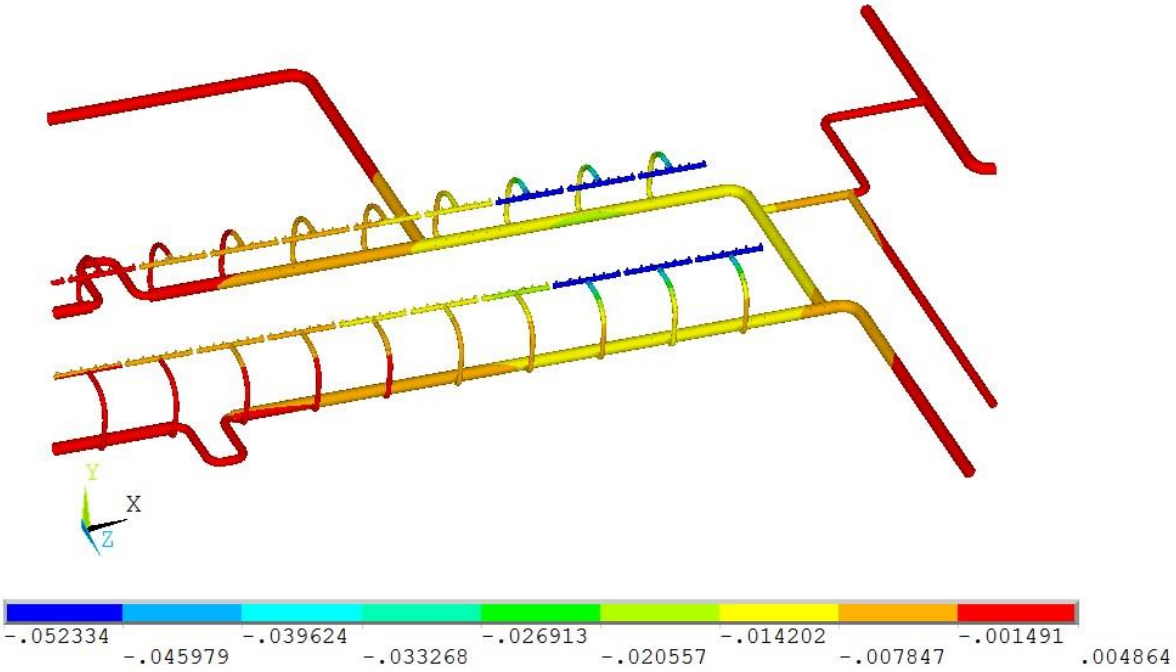


Рисунок 3.7 – Вертикальные перемещения моделируемого участка трех секций АВО, м

Как видно на модели (Рисунок 3.8) максимальная интенсивность деформации наблюдается на входном коллекторе АВО в трубе ДУ1000 у первой секции АВО и составляет $0{,}95*10^{-4}$.

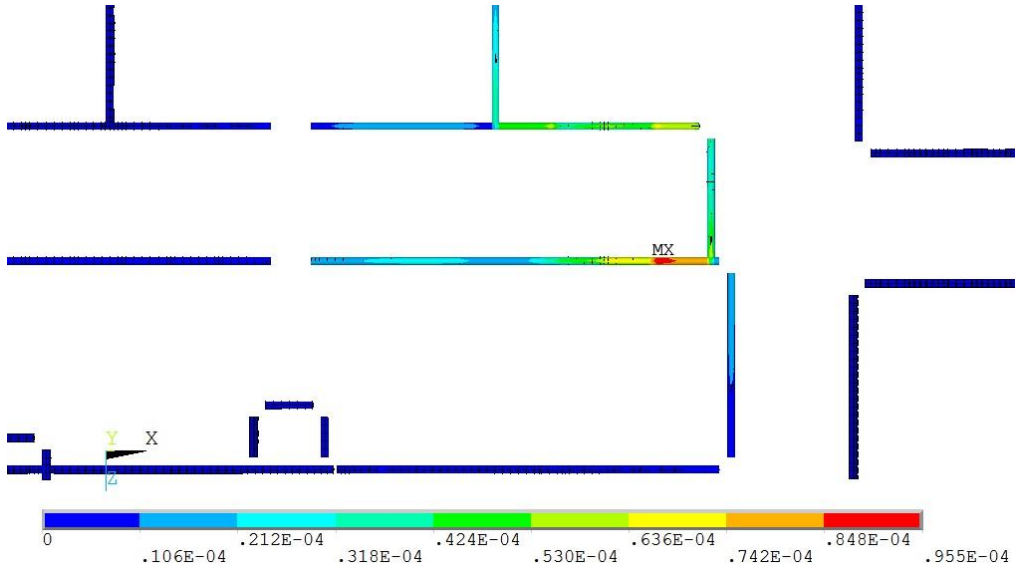


Рисунок 3.8 – Интенсивность деформации на моделируемом участке трех секций АВО, м

2. Расчет с граничными условиями в виде вертикальных перемещений на опорах трубопроводной обвязки ПУ №6, 5, 4.

На опорах трубопроводной обвязки ПУ №6,5,4 для моделирования просадки опор было задано вертикальное перемещение 5 см (Рисунок 3.9).

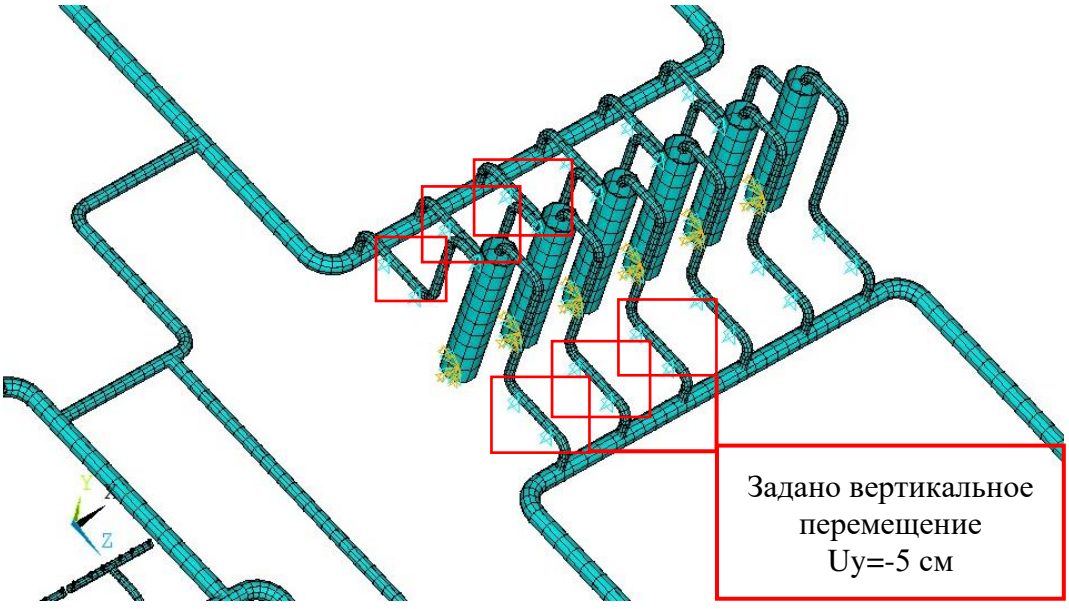


Рисунок 3.9 – Граничные условия на опорах ПУ №6, 5, 4

Результаты расчета НДС трубопроводной обвязки представлены на рисунках ниже (Рисунок 3.10 – Рисунок 3.12).

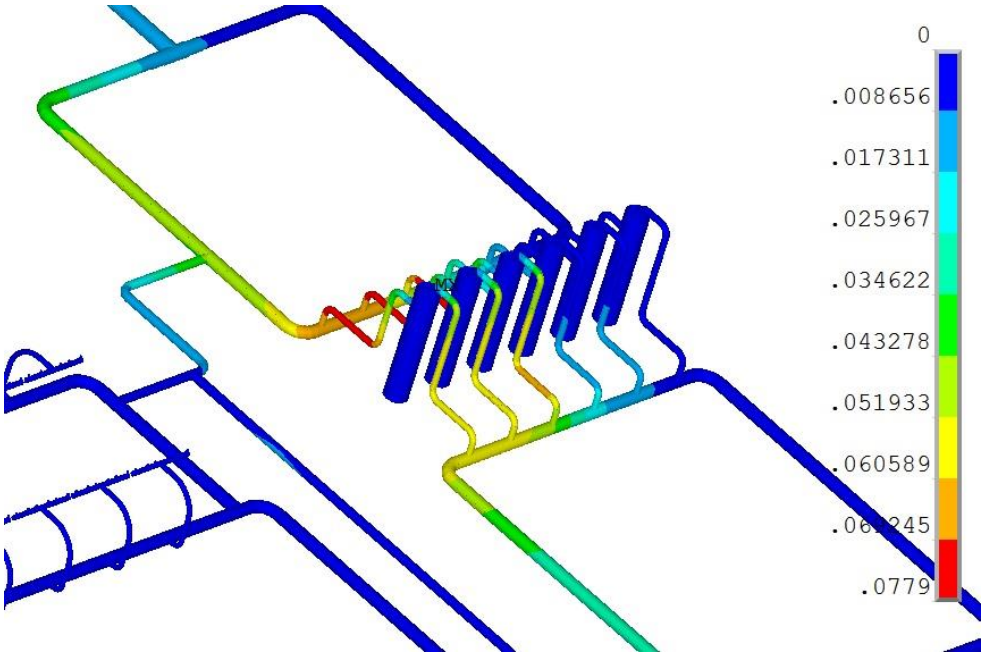


Рисунок 3.10 – Суммарные перемещения моделируемого участка обвязки ПУ № 6, 5, 4, м

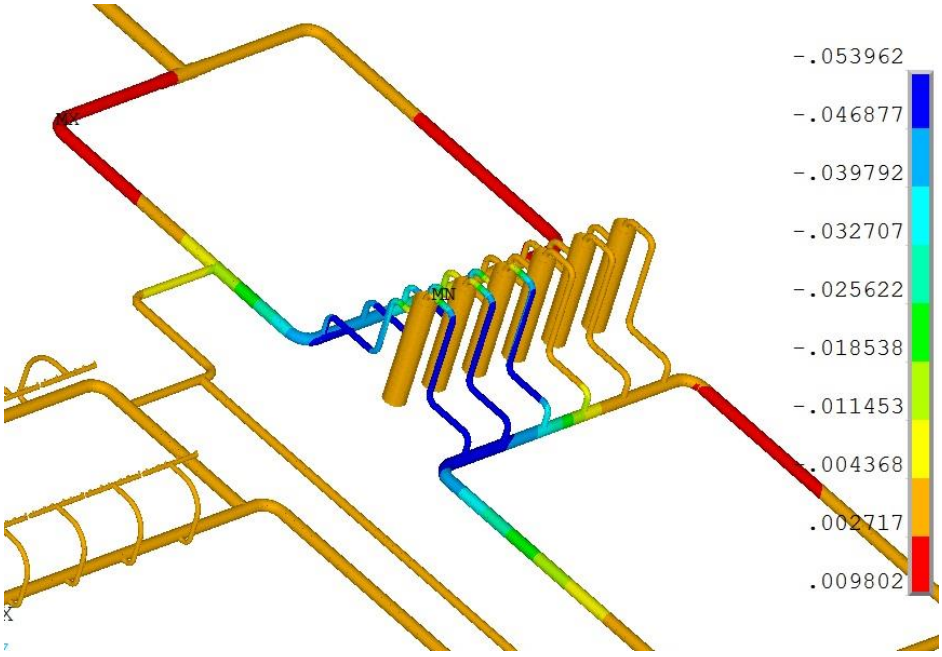


Рисунок 3.11 – Вертикальные перемещения моделируемого участка обвязки ПУ № 6, 5, 4, м

Как видно на модели (Рисунок 3.12) максимальная интенсивность деформации наблюдается на выходном коллекторе ПУ в трубе ДУ 1000 в районе ПУ №4 и составляет 0,000872.

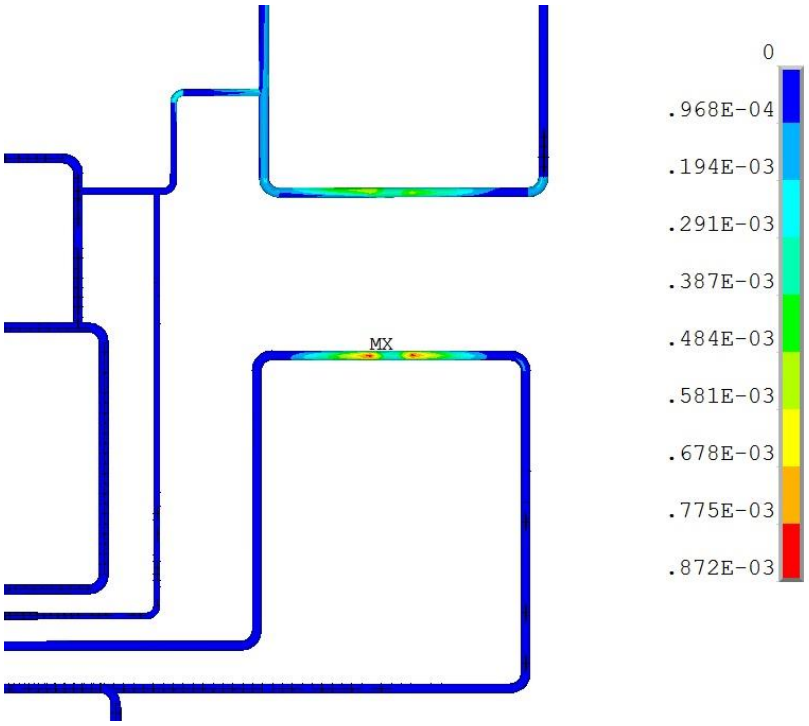


Рисунок 3.12 – Интенсивность деформации на моделируемом участке обвязки ПУ № 6, 5, 4, м

3. Расчет с граничными условиями в виде вертикальных перемещений на опорах трубопроводной обвязки ГПА №1.

На опорах трубопроводной обвязки ГПА №1 для моделирования просадки опор было задано вертикальное перемещение (Рисунок 3.13).

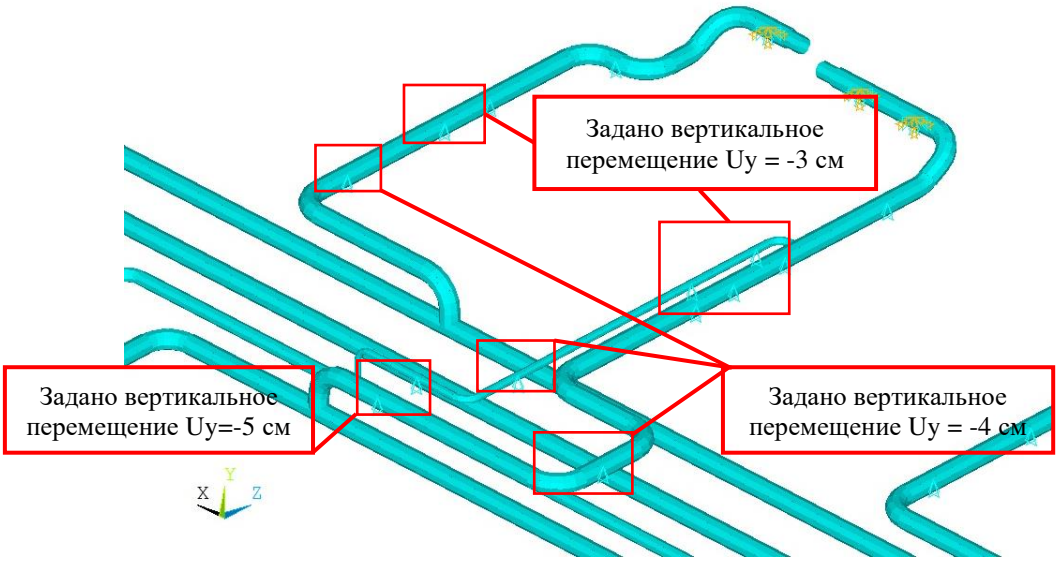


Рисунок 3.13 – Граничные условия на опорах ГПА №1

Результаты расчета напряженно-деформированного состояния трубопроводной обвязки представлены ниже (Рисунок 3.14 – Рисунок 3.16).

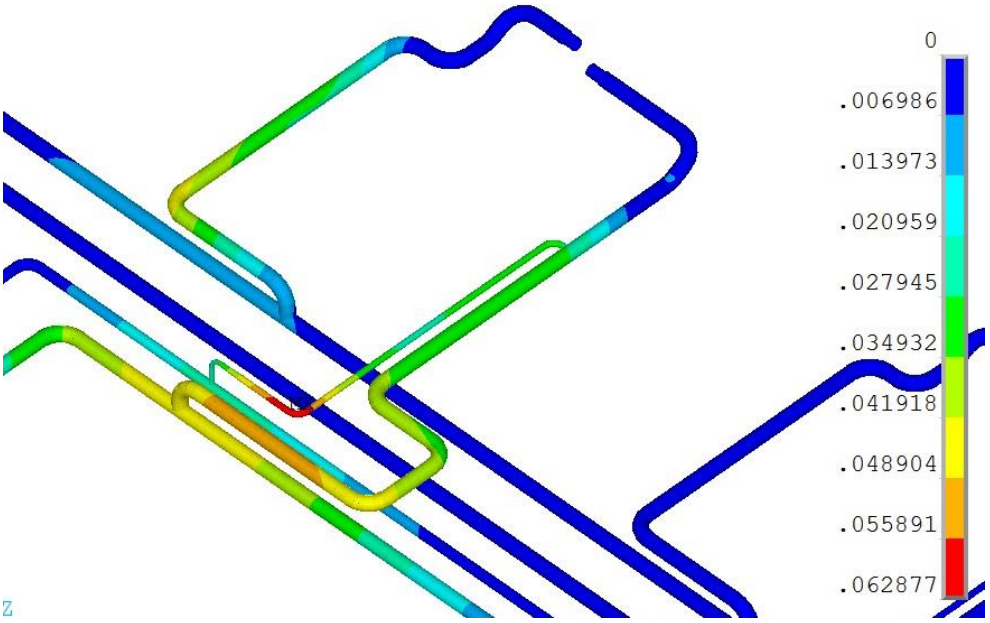


Рисунок 3.14 – Суммарные перемещения моделируемого участка обвязки ГПА №1, м

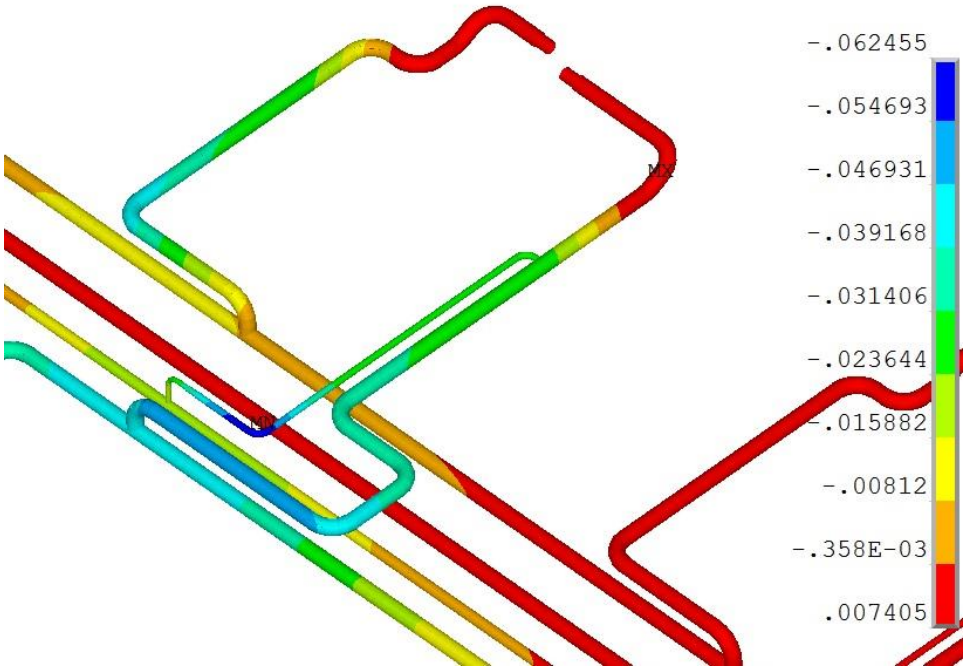


Рисунок 3.15 – Вертикальные перемещения моделируемого участка обвязки ГПА №1, м

Как видно на модели (Рисунок 3.16), максимальная интенсивность деформации наблюдается на выходном коллекторе ГПА в трубе ДУ 1000 и составляет 0,000254.

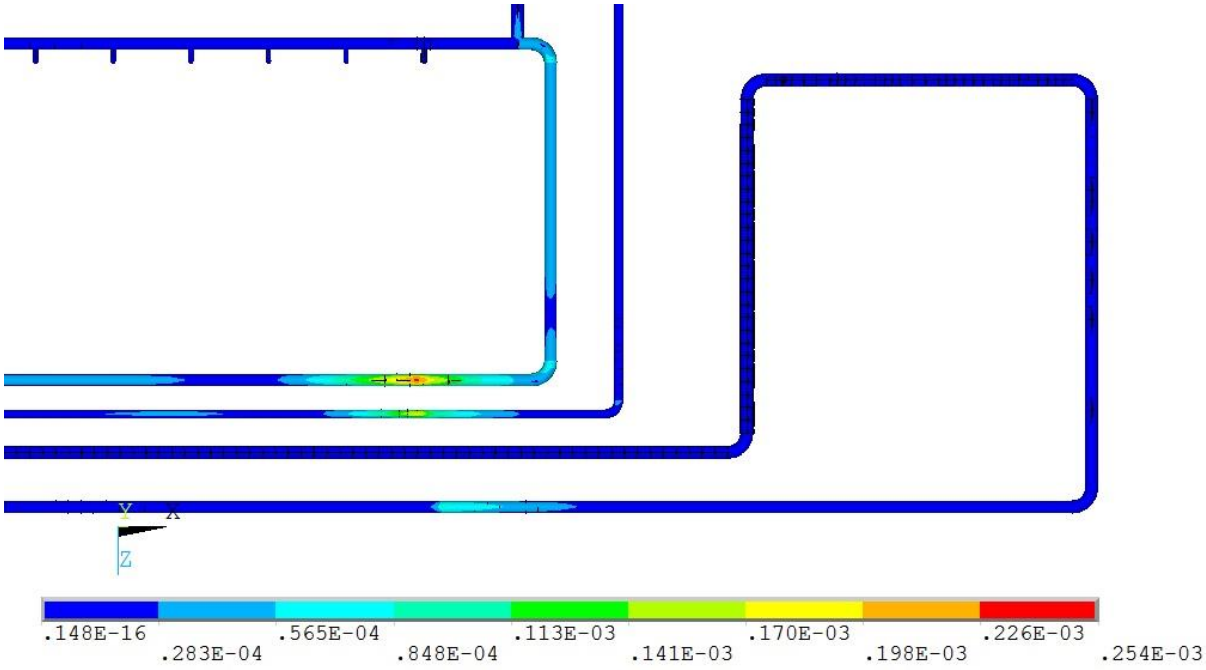


Рисунок 3.16 – Интенсивность деформации на моделируемом участке обвязки ГПА №1, м

Выполненное моделирование с применением МКЭ позволяет обнаружить точки, в которых необходим контроль перемещений и деформации. Для рассматриваемого оборудования КЦ «Прогресс» КС «Арская» были выбраны следующие точки для осуществления мониторинга с применением метода лазерной дальнометрии:

– в обвязке газоперекачивающего агрегата (Рисунок 3.17) 14 контрольных точек;

– на оборудовании аппаратов воздушного охлаждения (Рисунок 3.18) 16 контрольных точек;

– в обвязке пылеуловителя (Рисунок 3.19) 3 контрольные точки.

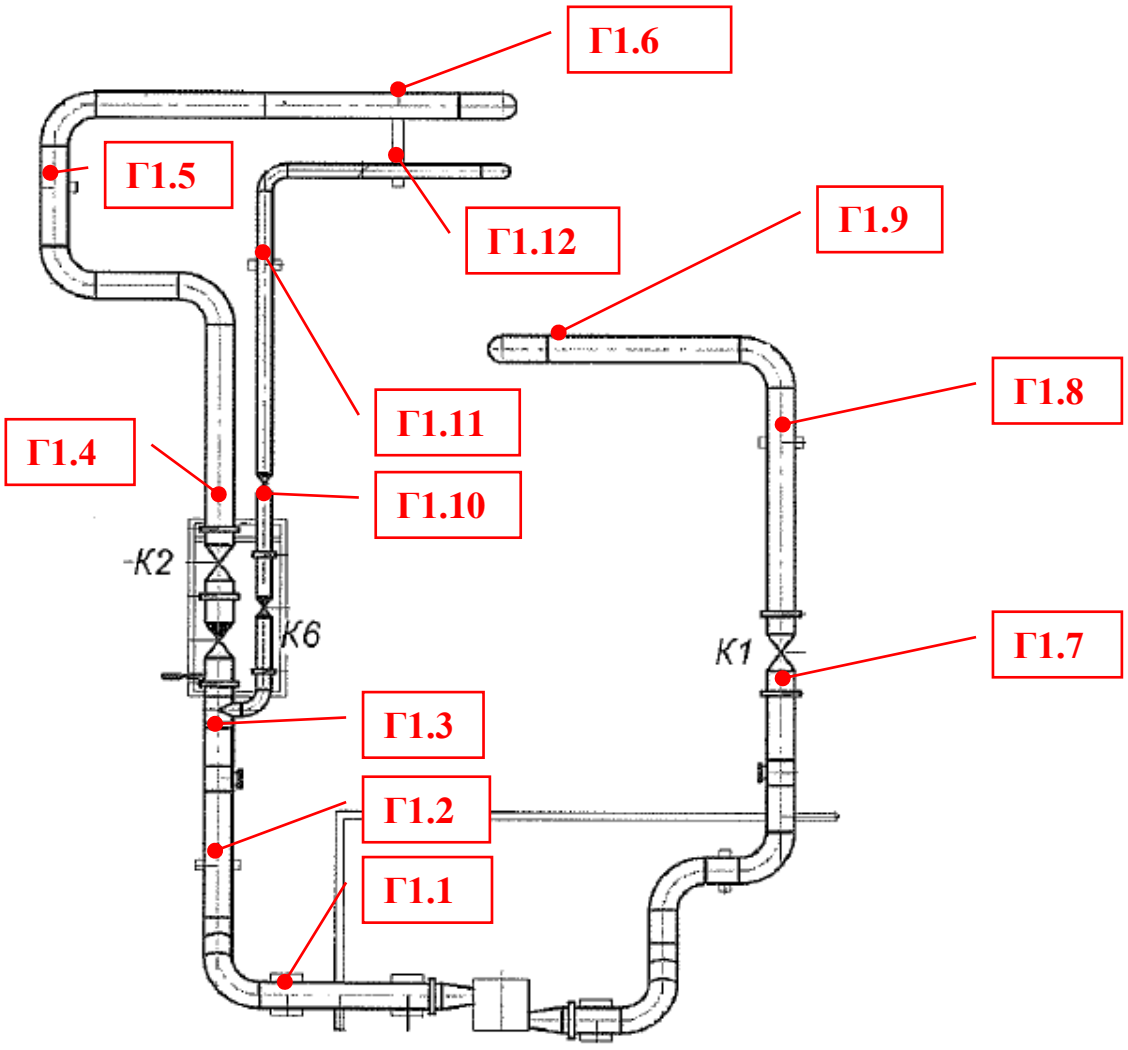


Рисунок 3.17 – Точки контроля перемещений Г1.1–Г1.12
в обвязке ГПА КЦ «Прогресс»

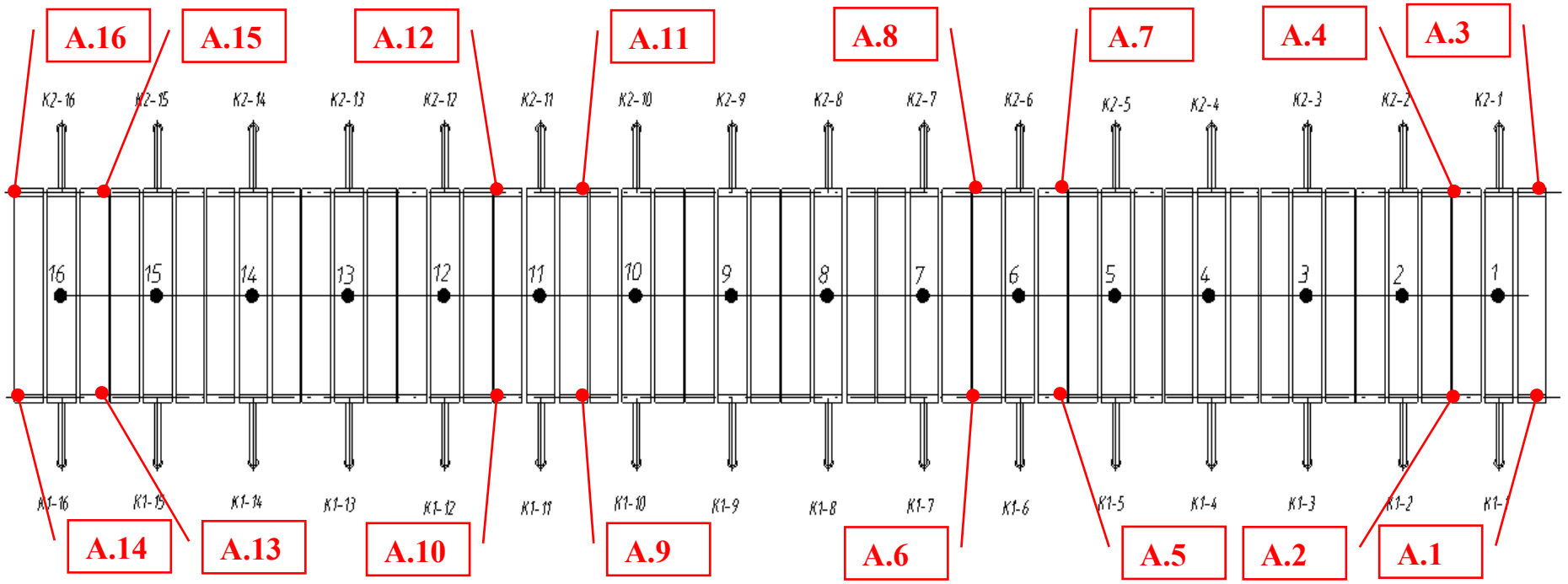


Рисунок 3.18 – Точки контроля перемещений на оборудовании АВО КЦ «Прогресс»

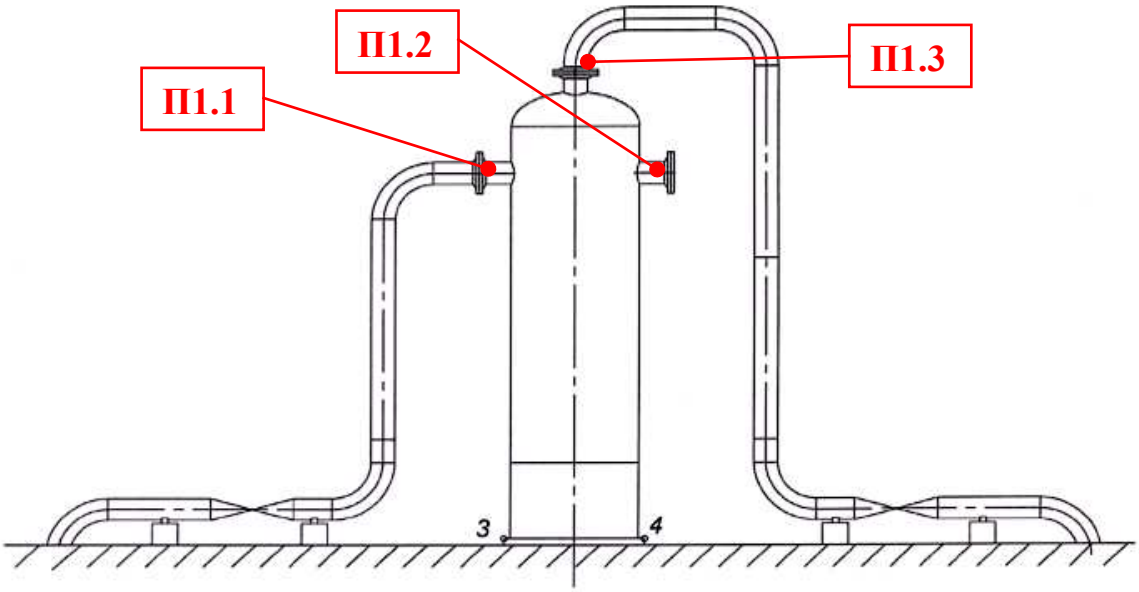


Рисунок 3.19 – Точки контроля перемещений П1.1 – П1.3 в обвязке ПУ КЦ «Прогресс»

Таким образом, моделирование просадки фундаментов позволило оценить вертикальные и суммарные перемещения, интенсивности деформаций и, как следствие, достигнуть требуемой сходимости расчетной модели и реального положения объекта мониторинга.

3.3. Экспериментальные исследования эффективности применения средств определения положения трубопроводов

В рамках данной работы проводились натурные экспериментальные исследования возможности применения перспективных методов оценки планово-высотного положения реперных точек конструкции для задач мониторинга.

Экспериментальные исследования осуществлялись на площадке КС «Арская» с целью оценки возможности применения методов экспериментального определения планово-высотного положения конструкций для мониторинга технического состояния зданий, сооружений и трубопроводов площадных объектов магистральных газопроводов.

Проведение измерений осуществлялось с применением

роботизированного тахеометра Leica Viva TS16 и комплекта приемников EFT M2 GNSS Российского производства.

С учетом результатов теоретических исследований (Глава 2, Глава 3) предлагается проведение двух серий однофакторных экспериментов. В качестве варьируемых факторов $\boldsymbol{X_1}$ и $\boldsymbol{X_1'}$ была принята высота реперных точек конструкции, определенная при геодезических исследованиях во время геотехнического мониторинга (Таблица 3.4, Таблица 3.5, Рисунок 3.20), функцией отклика $\boldsymbol{Y}$ выбраны показания средств оценки планово-высотного положения (на первом этапе – роботизированного тахеометра, на втором – комплекса GNSS Российского производства).

Таблица 3.4 – Значения истинных координат реперных точек, соответствующие выбранным уровням фактора $\boldsymbol{X_1}$

Точка	**Уровень фактора X_1**	**Высота реперной точки x_i, м**
PU1	-1	5,792
GPA1	0	7,142
AVO1	1	10,439

Таблица 3.5 – Значения истинных координат реперных точек, соответствующие выбранным уровням фактора $\boldsymbol{X_1'}$

Точка	**Уровень фактора X_1'**	**Высота реперной точки x_i, м**
AVO2	-1	10,334
GPA2	0	7,111
GPA3	1	7,265

Измерения выполнялись в строгом соответствии с инструкцией к приборным средствам.

Результаты представлены далее (Таблица 3.6 – Таблица 3.9, Рисунок 3.21 – Рисунок 3.22).

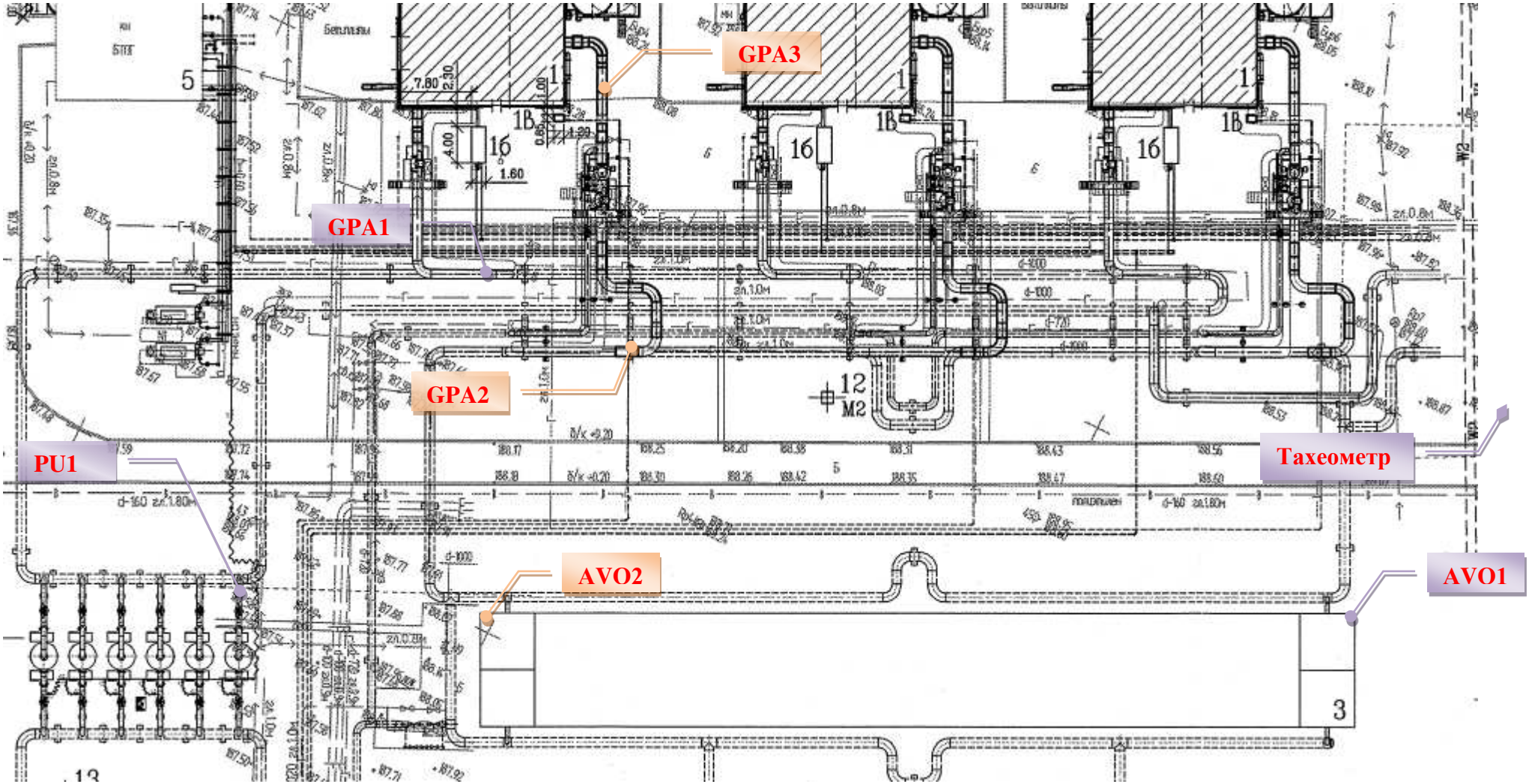


Рисунок 3.20 – Тестовые точки измерения координат (1 этап AVO1, GPA1, PU1; 2 этап AVO2, GPA2, GPA3)

Количество опытов при одном уровне факторов X_1 и X_1' принималось равным 5. Уровни варьирования принимались в соответствии со значениями высот реперных точек, доступных для закрепления призм/ровера. Испытания проводились в сухую погоду, температура окружающей среды составляла 17,5 ^{0}C, ветер северо-западный 5 м/с.

Программа работ включала следующие основные этапы:

1. Испытание аппаратно-технического комплекса (тахеометр и отражатели):

– выбор места установки тахеометра обеспечивающего наилучшую видимость точек мониторинга;

– выполнение обратной засечки;

– выбор тестовых точек для измерения координат (по 1 точке на обвязках ГПА, АВО, ПУ);

– пятикратное измерение координат тестовых точек с автоматической записью результатов в базу данных;

– обработка результатов эксперимента.

2. Испытание GNSS оборудования EFT M2:

– установка базовой станции, привязка к глобальной либо локальной системе координат;

– выбор тестовых точек измерения координат комплексом GNSS (1 точка на обвязке АВО, 2 точки на обвязках ГПА);

– поочередное пятикратное измерение координат каждой из тестовых точек с записью результатов в цифровом виде;

– обработка результатов эксперимента.

Этап №1

Для тестирования роботизированного тахеометра на первом этапе были выбраны три тестовые точки измерений координат (Рисунок 3.20,Таблица 3.4).

Для оценки проведенных экспериментов рассчитывалось математическое ожидание (среднее значение выборки) МО $\overline{y_i}$, дисперсия воспроизводимости

$s^2\{y_i\}$, среднеквадратичное отклонение СКО $s\{y_i\}$ и коэффициент вариации c_v по формулам [130]:

$$\overline{y}_i = \frac{1}{k_i}\sum_{n=1}^{k_i} y_{i,n}; \tag{3.1}$$

$$s^2\{y_i\} = \frac{1}{k_i - 1}\sum_{n=1}^{k_i}\left(y_{i,n} - \overline{y}_i\right)^2; \tag{3.2}$$

$$s\{y_i\} = \sqrt{s^2\{y_i\}} \tag{3.3}$$

$$c_v = \frac{s\{y_i\}}{\overline{y}_i}, \tag{3.4}$$

где k_i – количество повторений в каждом из N различных опытов $\left(k_i = 5\right)$;

$i = 1,2...,N$ – количество различных опытов $\left(N = 3\right)$;

$y_{i,n}$ – наблюдаемое значение отклика при *n*-м повторении *i*-го опыта.

Таблица 3.6 и Таблица 3.7 содержат значения параметров на середине области определения фактора $\boldsymbol{X_1}$, и на всей области определения фактора $\boldsymbol{X_1}$ соответственно.

Таблица 3.6 – Результаты экспериментальных исследований на срединном значении уровня $\boldsymbol{X_1}$

Высота точки x_i, м ($\boldsymbol{X_1}$)	Функция отклика y_i, м, ($\boldsymbol{Y}$)	МО, $\overline{y}_i$	СКО, $s\{y_i\}$	Коэффициент вариации, c_v
7,142	7,144	7,1418	0,0016432	0,0002301
7,142	7,143			
7,142	7,14			
7,142	7,141			
7,142	7,141			

Таблица 3.7 – Результаты экспериментальных исследований на всей области определения фактора

X_1	Высота точки x_i, м (X_1)	Функция отклика y_i, м, (Y)	МО, $\overline{y}_i$	СКО, $s\{y_i\}$	Коэффициент вариации, c_v
-1	5,792	5,79	5,7916	0,0008944	0,0001544
-1	5,792	5,792			
-1	5,792	5,792			
-1	5,792	5,792			
-1	5,792	5,792			
0	7,142	7,144	7,1418	0,0016432	0,0002301
0	7,142	7,143			
0	7,142	7,14			
0	7,142	7,141			
0	7,142	7,141			
1	10,439	10,439	10,439	0	0
1	10,439	10,439			
1	10,439	10,439			
1	10,439	10,439			
1	10,439	10,439			

Методом наименьших квадратов (МНК) определено уравнение регрессии для аппроксимации экспериментальных данных по следующим соотношениям [130]:

$$\hat{y} = b_0 + b_1 X_1, \tag{3.5}$$

где $b_0 = \dfrac{\sum_{i=1}^{n} y_i - b_1 \sum_{i=1}^{n} x_i}{n}$; $b_1 = \dfrac{n\sum_{i=1}^{n} x_i y_i - \sum_{i=1}^{n} x_i \cdot \sum_{i=1}^{n} y_i}{n\sum_{i=1}^{n} x_i^2 - \left(\sum_{i=1}^{n} x_i\right)^2}$;

$n = N \cdot k_i$ – суммарное количество повторений.

Для рассматриваемого эксперимента было посчитано $b_0 = -0{,}000833;\ b_1 = 1{,}000081$. Тогда уравнение (3.5) принимает вид (Рисунок 3.21)

$$\hat{y} = 1{,}000081 \cdot X_1 - 0{,}000833. \qquad (3.6)$$

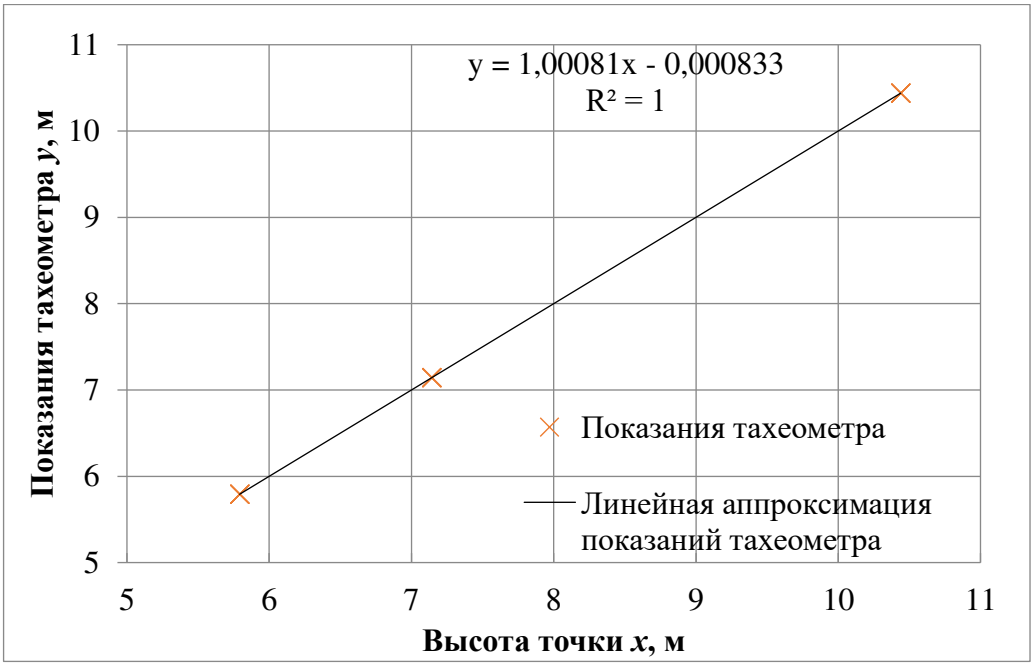


Рисунок 3.21 – Результаты экспериментального исследования и аппроксимация выявленной зависимости показаний роботизированного тахеометра от высот реперных точек

После определения по результатам эксперимента коэффициентов эмпирического уравнения регрессии b_0 и b_1 проверим соответствие полученного уравнения (3.6) данным эксперимента. Адекватность принятой математической модели будем оценивать по критерию Фишера:

$$\begin{cases} F_{\text{расч}} = \dfrac{s^2\{y\}}{s^2_{\text{ад}}} < F_{\text{табл}} = F_{\alpha; f_{\text{воспр}}; f_{\text{ад}}}, & \text{если } s^2\{y\} > s^2_{\text{ад}} \\ F_{\text{расч}} = \dfrac{s^2_{\text{ад}}}{s^2\{y\}} < F_{\text{табл}} = F_{\alpha; f_{\text{ад}}; f_{\text{воспр}}}, & \text{если } s^2\{y\} < s^2_{\text{ад}} \end{cases}, \qquad (3.7)$$

где $s^2\{y\} = \frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} s^2\{y_i\}$ – дисперсия воспроизводимости (для равномерного дублирования опытов $k_i = k = 5$);

$f_{\text{воспр}} = N(k-1)$ – число степеней свободы дисперсии воспроизводимости;

$s^2_{\text{ад}} = \frac{1}{N-d}\sum_{i=1}^{N} k_i \cdot (\hat{y}_i - \overline{y}_i)^2$ – дисперсия адекватности;

$f_{\text{ад}} = N - d$ — число степеней свободы дисперсии адекватности;

d – число коэффициентов проверяемого уравнения регрессии, которые определялись по результатам эксперимента ($d = 2$);

$\alpha = 0{,}05$ – заданный уровень значимости (примем вероятность, что найденная в выборке связь между переменными является случайной и характерной только для данной выборки, равной 5%).

Для проведенного эксперимента (3.7):

$$s^2\{y\} = 1{,}17 \cdot 10^{-6}; \qquad f_{\text{воспр}} = 12;$$

$$s^2_{\text{ад}} = 2{,}21 \cdot 10^{-8}; \qquad f_{\text{ад}} = 1;$$

$$F_{\text{расч}} = \frac{1{,}17 \cdot 10^{-6}}{2{,}21 \cdot 10^{-8}} = 52{,}76; \qquad F_{\text{табл}} = F_{0{,}05;12;1} = 244;$$

$$F_{\text{расч}} < F_{\text{табл}}.$$

Таким образом, анализ принятой математической модели по критерию Фишера подтверждает возможность линейной аппроксимации показаний роботизированного тахеометра.

Этап №2

Для тестирования GNSS-комплекса на втором этапе были выбраны три тестовые точки измерений координат (Таблица 3.5, Рисунок 3.20).

Таблица 3.8 и Таблица 3.9 отражают результаты эксперимента на середине области определения фактора $\boldsymbol{X}_1'$ и на всей области фактора $\boldsymbol{X}_1'$.

Таблица 3.8 – Результаты экспериментальных исследований на срединном значении уровня $\boldsymbol{X}_1'$

Высота точки x_i, м ($\boldsymbol{X}_1'$)	Функция отклика y_i, м, ($\boldsymbol{Y}_1'$)	МО, $\overline{y}_i$	СКО, $s\{y_i\}$	Коэффициент вариации, c_v
7,111	7,1103	7,1132	0,0091435	0,0012854
7,111	7,1112			
7,111	7,1291			
7,111	7,1058			
7,111	7,1094			

Таблица 3.9 – Измерение GNSS-координат тестовых точек комплексом EFT M2

$\boldsymbol{X}_1'$	Высота точки x_i, м ($\boldsymbol{X}_1'$)	Функция отклика y_i, м, ($\boldsymbol{Y}_1'$)	МО, $\overline{y}_i$	СКО, $s\{y_i\}$	Коэффициент вариации, c_v
-1	10,334	10,3392	10,338	0,0057674	0,0005579
-1	10,334	10,34			
-1	10,334	10,3455			
-1	10,334	10,3356			
-1	10,334	10,3299			
0	7,111	7,1103	7,1132	0,0091435	0,0012854
0	7,111	7,1112			
0	7,111	7,1291			
0	7,111	7,1058			
0	7,111	7,1094			
1	7,265	7,2578	7,262	0,0152550	0,0021007
1	7,265	7,2773			
1	7,265	7,2385			
1	7,265	7,2632			
1	7,265	7,2732			

Уравнение регрессии для аппроксимации экспериментальных данных (3.5) примет вид (Рисунок 3.22):

$$b_0 = -0{,}010094;\ b_1 = 1{,}001355;$$

$$\hat{y} = 1{,}001355 \cdot X_1' - 0{,}010094.$$

Оценим адекватность выбранной математической модели для данного эксперимента:

$$s^2\{y\} = 1{,}17 \cdot 10^{-4}; \qquad f_{\text{воспр}} = 12;$$

$$s^2_{\text{ад}} = 7{,}22 \cdot 10^{-5}; \qquad f_{\text{ад}} = 1;$$

$$F_{\text{расч}} = \frac{1{,}17 \cdot 10^{-4}}{7{,}22 \cdot 10^{-5}} = 1{,}61; \qquad F_{\text{табл}} = F_{0{,}05;12;1} = 244;$$

$$F_{\text{расч}} < F_{\text{табл}}.$$

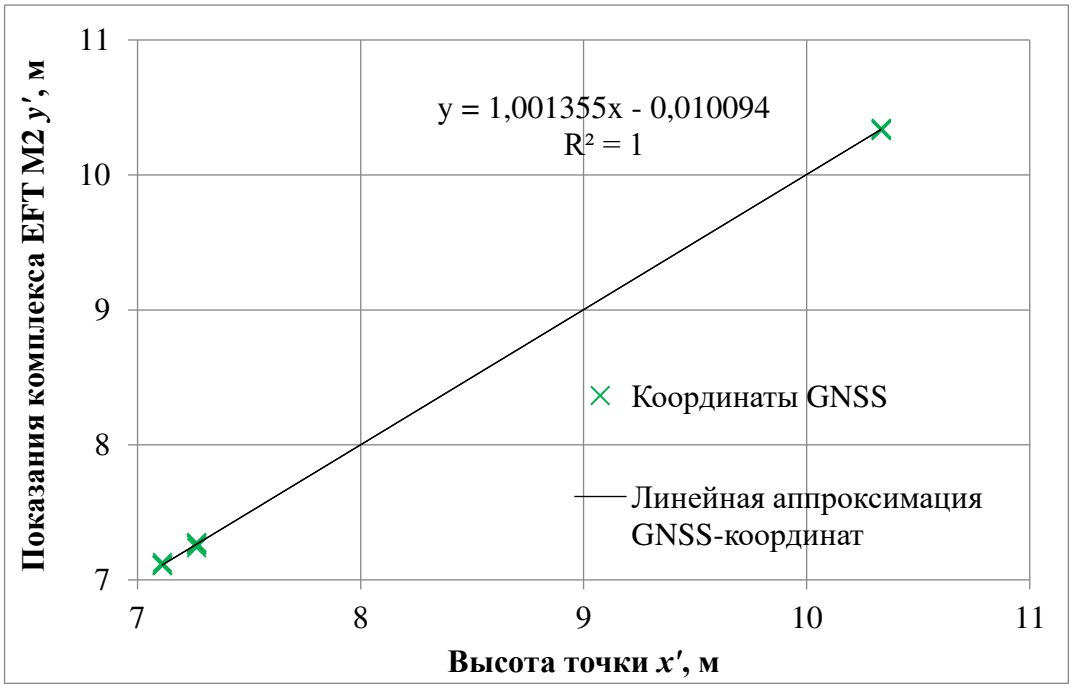


Рисунок 3.22 – Результаты экспериментального исследования и аппроксимация выявленной зависимости показаний GNSS-комплекса от высот реперных точек

Анализ принятой математической модели для описания координат, полученных с помощью GNSS-технологий, по критерию Фишера подтвердил возможность линейной аппроксимации показаний комплекса EFT M2.

Таким образом, результаты проведенных натурных экспериментальных исследований показали:

– наличие линейной аппроксимации координат, полученных с помощью роботизированного тахеометра Leica Viva TS16;

– наличие линейной аппроксимации GNSS-координат, полученных с помощью оборудования EFT M2 Российского производства;

– возможность применения данных средств изменения планово-высотного положения для нужд непрерывного автоматизированного мониторинга ввиду хорошей сходимости результатов экспериментов и их математических моделей, что подтверждено проверкой на адекватность по критерию Фишера.

Проведенные испытания показали, что комплекс технических средств в составе роботизированного тахеометра и GNSS-комплекса с достаточной точностью дает значения координат для отслеживания сезонных перемещений объектов мониторинга и учета их влияния на общее напряженно-деформированное состояние, а также выявления различных долгосрочных трендов, связанных с подвижками опор и фундаментов.

ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ПРИМЕНЕНИЮ СИСТЕМ КОМПЛЕКСНОГО МОНИТОРИНГА ПЛОЩАДНЫХ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

4.1. Разработка методики оценки целесообразности установки систем комплексного мониторинга технического состояния на площадных объектах магистральных газопроводов

Результаты изложенных в настоящей работе теоретических и экспериментальных исследований однозначно подтверждают актуальность внедрения систем автоматизированного непрерывного мониторинга в больших масштабах, чем это реализуется в настоящее время.

Расширение возможностей автоматизированного непрерывного контроля невозможно без формирования методологической базы, определяющей формирование комплексных систем мониторинга.

С учетом характеристик и факторов, определяющих работу системы мониторинга (описаны в Разделе 2.2), на базе предложенного интегрального критерия оценки системы мониторинга $K_{см}$ представляется возможным формирование методики оценки необходимости и целесообразности установки систем комплексного мониторинга технического состояния на площадных объектах магистральных газопроводов, алгоритм которой может быть представлен в виде блок-схемы (Рисунок 4.1) [133].

На первом, подготовительном этапе, необходимо провести всесторонний анализ информации, имеющейся о потенциальном объекте мониторинга в проектной, исполнительной, эксплуатационной документации на площадном объекте. В частности, рассмотрения требуют

– паспорта технического состояния оборудования, зданий и сооружений;

– отчеты о проводимых ранее диагностических обследованиях, экспертизах промышленной безопасности;

– информация о сроках эксплуатации, режимах работы, ремонтах.



Рисунок 4.1 – Алгоритм методики оценки необходимости и целесообразности внедрения систем мониторинга

Далее все собранные материалы должны быть оценены на предмет полноты и достоверности с целью получения информации о техническом состоянии объекта контроля. В случае, если данных недостаточно или информация устарела, дальнейшее внедрение автоматизированной системы мониторинга невозможно без выполнения дополнительных диагностических обследований с целью корректной оценки технического состояния объекта.

Если информация о состоянии объекта достаточна, то необходимо перейти к следующему этапу – анализу рисков эксплуатации и опасных факторов, влияющих на техническое состояние объекта, его работоспособность и контролепригодность.

Здесь необходимо учитывать как опыт и условия эксплуатации непосредственно элементов мониторинга, так и аналогичных им элементов на других площадных объектах. Результатом этапа является определение характерных предельных состояний и их вероятностей возникновения.

Далее выбираются наиболее подходящие объекту контроля методы и средства диагностирования, а также формируется верхний расчетный модуль системы мониторинга.

При этом выбор измерительных и аналитических подсистем должен учитывать:

– ранжирование опасных факторов (наиболее вероятные предельные состояния, скорость их развития);

– перспективы развития техники и технологии, современные методы обработки данных (машинное обучение, big data, искусственный интеллект, нейронные сети и пр.);

– необходимость заблаговременной фиксации предаварийного состояния и ненулевую возможность его предупреждения;

– потенциал работы системы мониторинга в режиме прогнозирования технического состояния объекта;

– возможность интеграции с другими стационарными автоматическими и автоматизированными системами площадного объекта (например, АСУ ТП).

После формирования структуры системы мониторинга в первом приближении появляется возможность оценить стоимость ее жизненного цикла. Здесь важно рассмотреть варианты эксплуатации объекта в случае реализации автоматизированного контроля и без него, поскольку внедрение системы мониторинга на фоне уже действующей системы периодического диагностического обслуживания, с одной стороны, увеличивает операционные затраты за счет необходимости обслуживания дополнительных технических систем, а с другой, снижает их из-за сокращения расходов на периодическое диагностирование (уменьшение числа специалистов, увеличение периодичности выполнения обследований и пр.).

Далее требуется сопоставить величину снижения техногенного риска и затраты на систему мониторинга с объемом измерительных инструментов, выбранным на предыдущем этапе. Если снижение риска превышает величину дополнительных затрат, то можно принимать решение о внедрении сформированной автоматизированной системы контроля, поскольку установка ее будет целесообразна.

Если же дополнительные затраты превышают возможный эффект сокращения совокупного риска, то необходимо вернуться назад и пересчитать стоимость жизненного цикла системы мониторинга после оптимизации измерительных и/или расчетных модулей.

В случае, когда оптимизация датчиков невозможна, принимается решение о нецелесообразности внедрения дополнительных автоматизированных средств с целью контроля технического состояния предполагаемого объекта мониторинга.

4.2. Разработка методики обоснования количества и расположения точек мониторинга технологических трубопроводов площадного объекта

Построение комплексной системы автоматизированного контроля невозможно без формирования корректного объема ее измерительных модулей. Рассмотрим методику формирования измерительной подсистемы на

примере алгоритма обоснования количества и расположения измерительных датчиков для осуществления автоматизированного контроля технологических трубопроводов площадных объектов (Рисунок 4.2) [133].

Как и в случае методики определения эффективности и целесообразности мониторинга обоснование количества и местоположения измерительных средств начинается, прежде всего, с анализа проектной, исполнительной и эксплуатационной документации.

Всесторонний анализ информации об элементах контроля и смежных с ним элементов необходим, в первую очередь, для построения моделей зданий, сооружений и устройств. Как правило, моделирование осуществляется с применением МКЭ, поскольку его возможности обеспечивают формирование полноценной картины объекта мониторинга.

Для идентификации наиболее уязвимых мест нужно провести моделирование наиболее неблагоприятных условий эксплуатации элементов. Если по результатам моделирования наличие рисков не выявлено, то сформированная модель неадекватно отражает условия функционирования элемента и требует уточнения.

В случае обнаружения опасных локальных зон (концентраторов напряжений) на модели осуществляется расстановка максимально возможного с технической точки зрения количества измерительных средств.

После этого сформированный набор датчиков проверяется на условие фиксации всех возможных (рассматриваемых) опасностей.

Если регистрация критических значений осуществляется совместно несколькими датчиками, то нужно произвести удаление дублирующих средств контроля. Если после удаления очередного случайного датчика система перестала фиксировать все возможные (рассматриваемые) опасности, то следует вернуться к предыдущей схеме расстановки датчика до удаления крайнего. Если же удаление измерительного средства не сказывается на способности подсистемы регистрировать опасные состояния в худших моделируемых условиях работы, то удаление повторяется.



Рисунок 4.2 – Алгоритм методики обоснования количества и расположения измерительных датчиков

Оптимизация системы прекращается в том случае, когда найдено минимально возможное количество средств измерения, которые гарантируют идентификацию любых опасностей, независимо от условий эксплуатации элемента мониторинга и местоположения датчиков.

4.3. Технические решения построения комплексных систем автоматизированного мониторинга площадных объектов

Результаты проведенного исследования были внедрены на КЦ «Прогресс» КС «Арская» в рамках реализации пилотного образца автоматизированной системы контроля – интеллектуальной системы мониторинга состояния фундаментов, строительных конструкций и трубопроводов компрессорных цехов (ИСМ КЦ) [61, 125, 130, 131].

ИСМ позволяет осуществлять периодический контроль и оценку технического состояния при эксплуатации технологических трубопроводов основного назначения, оборудования компрессорного цеха (КЦ), зданий и сооружений.

Ниже представлена структура ИСМ (Рисунок 4.3).

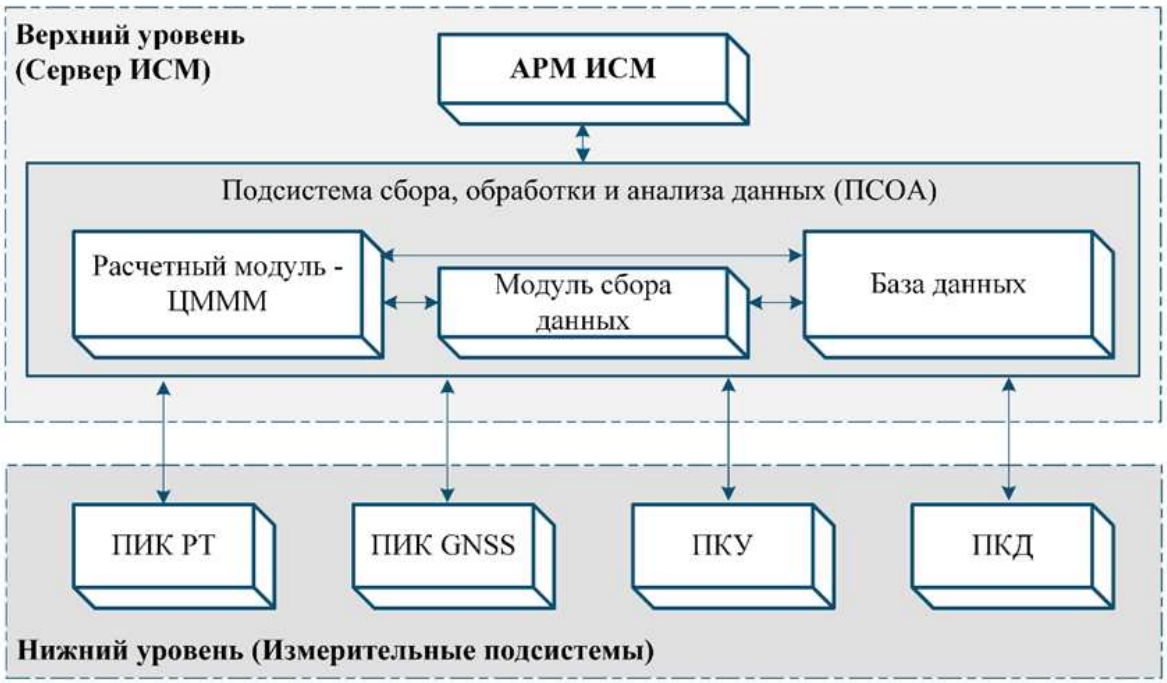


Рисунок 4.3 – Структура интеллектуальной системы мониторинга

Как видно из рисунка, система является двухуровневой.

Комплекс измерительных модулей нижнего уровня состоит из:

- подсистемы лазерной дальнометрии для измерения координат трубопроводной обвязки оборудования КЦ и несущих конструкций укрытий агрегатов, состоящей из роботизированного тахеометра (РТ) и отражающих элементов (ПИК РТ) в точках контроля;
- спутниковой навигационной системы (ПИК GNSS): полуавтоматизированного модуля для определения абсолютных координат точек контроля, расположенных на поверхностных элементах трубопроводной обвязки оборудования КЦ, который дублирует работу подсистемы лазерного сканирования;
- модуль измерения углов наклона несущих конструкций укрытий ГПА оптоволоконными инклинометрами (ПКУ);
- подсистему измерения деформации подземных участков трубопроводной обвязки агрегатов и оборудования компрессорного цеха с применением точечных ВОДД на решетках Брэгга (ПКД).

Верхний уровень ИСМ включает в себя:

- подсистему сбора, обработки и анализа данных (ПСОА);
- автоматизированное рабочее место оператора (АРМ ИСМ).

Основным элементом ПИК РТ является роботизированный тахеометр, который по заданному графику опроса измеряет координаты точек мониторинга, на которые устанавливаются специальные отражающие элементы. ПИК РТ охватывает все надземные трубопроводные обвязки оборудования и строительные конструкции. С целью обеспечения требования безопасности и надежности роботизированный тахеометр устанавливается во взрывозащищенном климатическом шкафу.

ПИК GNSS состоит из базовой станции, переносной антенны и контроллера и используется в качестве дублирующего для ПИК РТ средства измерения координат точек надземной ТПО. Используется не более 1 раза в месяц для перекрёстного анализа (с ПИК РТ), и в случае выхода из строя

отдельных точек (отражающих элементов) ПИК РТ.

Основными элементами ПКУ являются инклинометры, измеряющие углы наклона колонн здания укрытия ГПА, и опросное устройство на основе анализатора сигналов (интергейтера), осуществляющее опрос инклинометров. ПКД охватывает подземные технологические трубопроводы. Измерительными элементами ПКД являются волоконно-оптические датчики деформации, которые опрашиваются интергейтером.

Таким образом, совокупность измерительных подсистем позволяет охватить весь комплекс объектов мониторинга.

Одним из основных этапов создания ИСМ являлась разработка центральной многопараметрической математической модели (ЦМММ), позволяющей по показаниям, полученным датчиками подсистем нижнего уровня, определить напряженно-деформированное состояние строительных конструкций, трубопроводной обвязки и оборудования КС.

Основой алгоритма расчета НДС для ЦМММ стал метод конечных элементов. Программно-аппаратный комплекс, реализующий МКЭ, адаптирован для решения задач с использованием балочных конечных элементов. Данные, полученные от измерительных подсистем, задаются в виде соответствующих граничных условий, что позволяет определить в результате расчета реальные значения НДС объектов контроля. В качестве нагрузок алгоритм учитывает рабочее давление, перепад температур, перемещение опор, собственный вес.

Представленное решение на основании опыта эксплуатации может быть рекомендовано в качестве типового.

4.4. Обработка данных комплексных систем автоматизированного мониторинга

По результатам предварительного анализа динамики возможного изменения параметров мониторинга и характеристик измерительных средств был сформирован график измерения:

1. ПИК РТ – 1 измерение в час;

2. ПКУ – 1 измерение в 3 часа;

3. ПКД – 1 измерение в минуту.

Анализ данных мониторинга осуществлялся за годовой период эксплуатации.

Важно отметить, что на рассматриваемом периоде эксплуатации комплексной системы мониторинга работа компрессорного цеха осуществлялась в штатном режиме по указаниям производственно-диспетчерских служб, аварийных отказов оборудования компрессорной станции или программного обеспечения системы мониторинга зафиксировано не было. Это обеспечило условия для непрерывного мониторинга измеряемых параметров технического состояния в выбранных точках контроля рассматриваемого объекта, что гарантировало накопление значительного объема первичной информации для дальнейшей ее обработки и анализа.

а) Подсистема контроля деформации подземных трубопроводов.

В период опытно-промышленной эксплуатации ПКД и оценки ее работоспособности все компоненты деформации в выбранных местах установки датчиков не превышали допустимых значений согласно проектным требованиям к нагрузкам на трубопроводы.

В качестве критерия для проверки достоверности получаемой первичной информации о НДС выбрано значение кольцевых напряжений в металле трубопровода (Рисунок 4.4, Рисунок 4.5).

Сравнивались величины напряжений, полученных по показаниям деформации в местах установки точечных волоконно-оптических сенсоров и рассчитанных в зависимости от внутреннего давления p, МПА, и характеристик трубопровода (внутреннего диаметра D, м; толщины стенки трубы δ, м) [131, 134]:

$$\sigma_{кц} = \frac{pD}{2\delta}. \qquad (4.1)$$



Рисунок 4.4 – Расчетный и измеренный графики изменения кольцевых напряжений в период с 24.06 по 28.06.2019

Расхождения анализируемых значений кольцевых напряжений в точках мониторинга (Рисунок 4.4) во время непрерывной работы подсистемы контроля не более 5%. Это говорит о стабильной и качественной фиксации первичных диагностических параметров датчиками деформации.

Можно также сделать вывод о том, что подсистема чувствительна к незначительным колебаниям кольцевых и продольных напряжений с малой амплитудой и способна оперативно фиксировать резкие изменения диагностических параметров, например, при остановке газоперекачивающего агрегата (Рисунок 4.5).

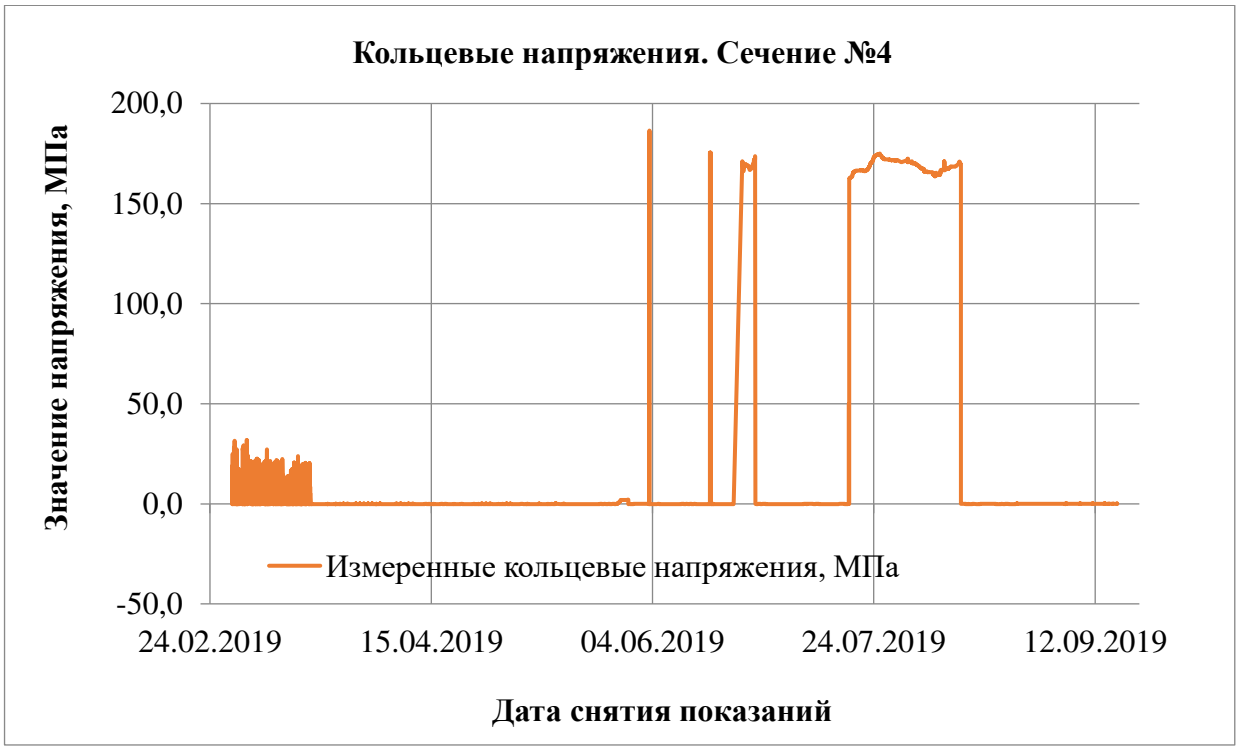


Рисунок 4.5 – График изменения кольцевых напряжений по показаниям системы мониторинга в период с 01.03 по 16.09.2019

б) Подсистема измерения координат надземных трубопроводов, оборудования зданий и сооружений.

Роботизированный тахеометр, осуществляющий съемку местоположения точек контроля, где установлены отражающие элементы, расположен в климатическом шкафу, который обеспечивает защиту РТ и снижает погрешность измерения из-за условий окружающей среды.

За рассматриваемый период эксплуатации данной подсистемы колебания точек контроля надземных трубопроводов, оборудования зданий и сооружений не превышали величин, установленных в ходе предварительного численного моделирования для каждого из элементов мониторинга.

Проверка и анализ работоспособности данной подсистемы проводились по показаниям тахеометра для одного отражающего элемента, закрепленного на участке надземной трубопроводной обвязки газоперекачивающего агрегата в точке Г1.1 (Рисунок 4.6).

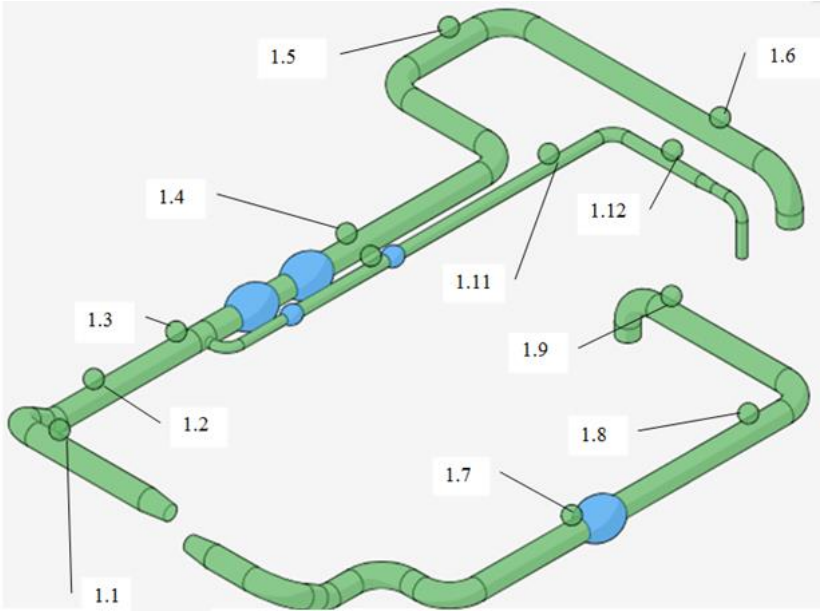


Рисунок 4.6 – Схема расположения точек мониторинга

Из графиков компонентов перемещений u_x, u_y, u_z выбранной точки контроля на продолжительном интервале наблюдения можно сделать следующие выводы (Рисунок 4.7 – Рисунок 4.10):

– все компоненты перемещений переменны, амплитуда их колебаний находится в диапазоне до 30 см (Рисунок 4.7);

– температурное расширение трубопроводов и сезонные подвижки грунтов определяют направление перемещения точки (Рисунок 4.8);

– проведение вскрышных работ на площадке КС вблизи точки контроля влияет на стабильность ее положения (Рисунок 4.8);

– суточные изменения температуры окружающей среды приводят к циклическим колебаниям перемещений (Рисунок 4.9 – Рисунок 4.10).

в) ПКУ на несущих конструкциях укрытий ГПА.

Рисунок 4.11 иллюстрирует график изменения углов наклона, по показаниям одного из инклинометров на колонне укрытия ГПА длиной 13 м.

Согласно требованиям нормативных документов отклонение для данной колонны не более 0,052°. Выявленные отклонения не превышают допускаемых. Это означает, что колонна укрытия ГПА-2 не испытывает предельных нагрузок на рассматриваемом промежутке мониторинга.

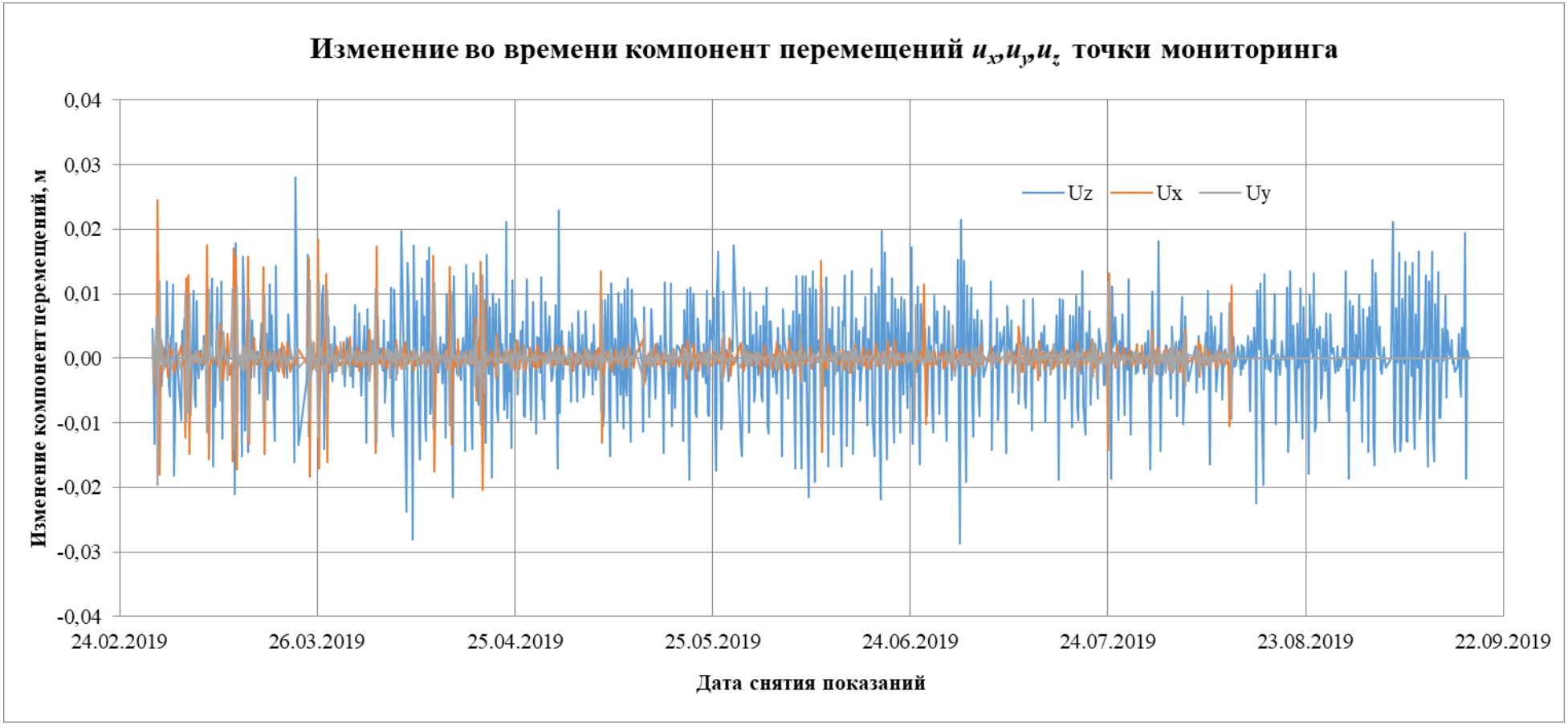


Рисунок 4.7 – Изменение во времени компонент перемещений по осям x, y, z для выбранной точки мониторинга 1.1 за полугодовалый период работы подсистемы контроля с помощью роботизированного тахеометра

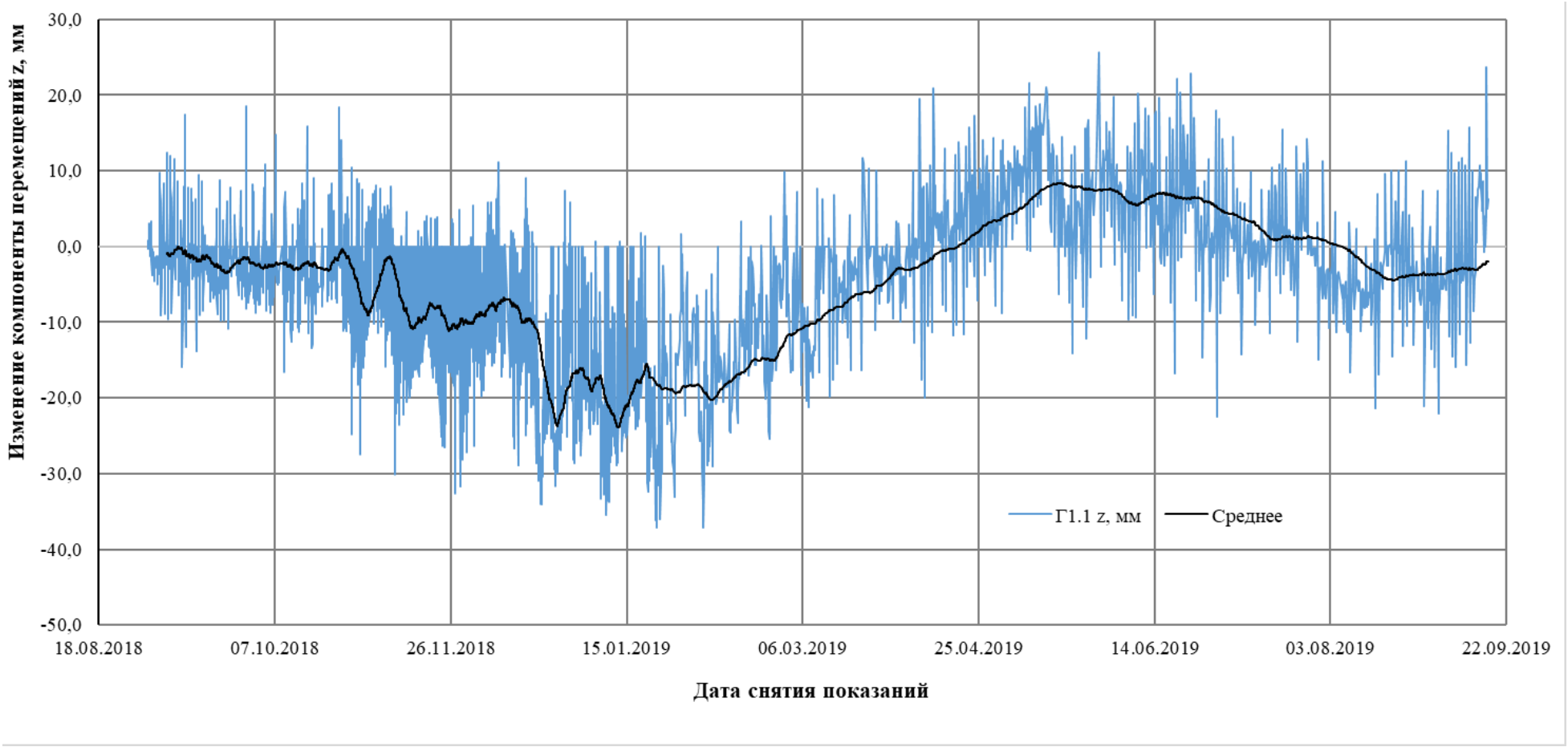


Рисунок 4.8 – Вертикальная компонента перемещения выбранной точки мониторинга 1.1 на обвязке ГПА и результат аппроксимации показаний подсистемы контроля на годовом интервале наблюдений



Рисунок 4.9 – Вертикальные перемещения точки мониторинга 1.1 за пятидневный интервал в сентябре 2018 г.



Рисунок 4.10 – Вертикальные перемещения точки мониторинга 1.1 за пятидневный интервал в сентябре 2019 г.

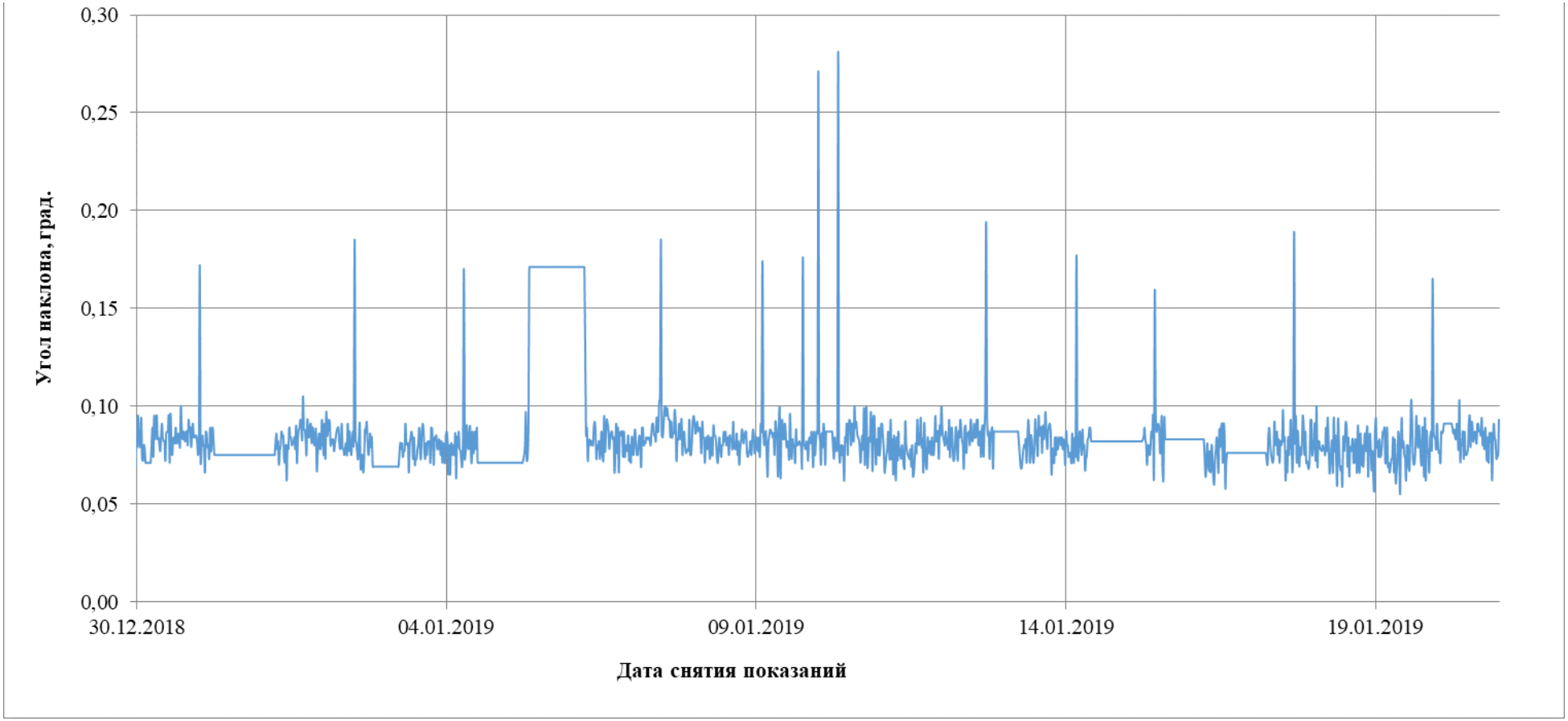


Рисунок 4.11 – График значений углов наклона, измеренных одним из инклинометров, установленном на укрытии ГПА-2 за трехнедельный интервал наблюдений

Для формирования алгоритма анализа данных мониторинга технологических трубопроводов рассмотрим надземную обвязку аппарата воздушного охлаждения (АВО). Расположение анализируемых точек представлено на схеме ниже (Рисунок 4.12). Данные были получены путем определения координаты точки во времени с помощью роботизированного тахеометра.

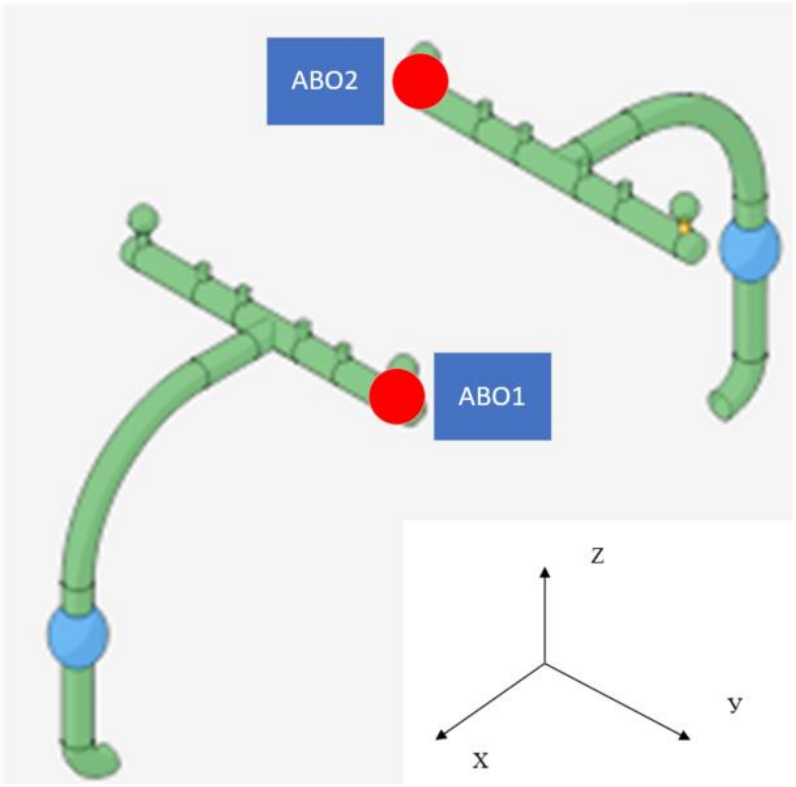


Рисунок 4.12 – Расположение анализируемых точек на трубопроводной обвязке

Преимущества использования автономной системы в том, что она позволяет накапливать данные на почти неограниченном периоде времени (проблемы заключаются в работоспособности оборудования и его целостности, а также мест хранения данных).

Накопленная информация может храниться годами, что позволяет проводить анализ многолетней истории для выявления изменений. Текущий общепринятый подход к обследованиям, реализуемый с использованием геодезических бригад, ограничен во времени. Сам процесс работы занимает

продолжительное время. При этом возникает возможность образования системных, измерительных ошибок из-за ручного сбора данных. Разные бригады могут использовать различные технологии измерения.

Первичный набор накопленных данных можно анализировать на суточных изменениях точки «ABO1» и «ABO2» – для примера выбраны сутки 27.11.2017 (Рисунок 4.13, Рисунок 4.14).

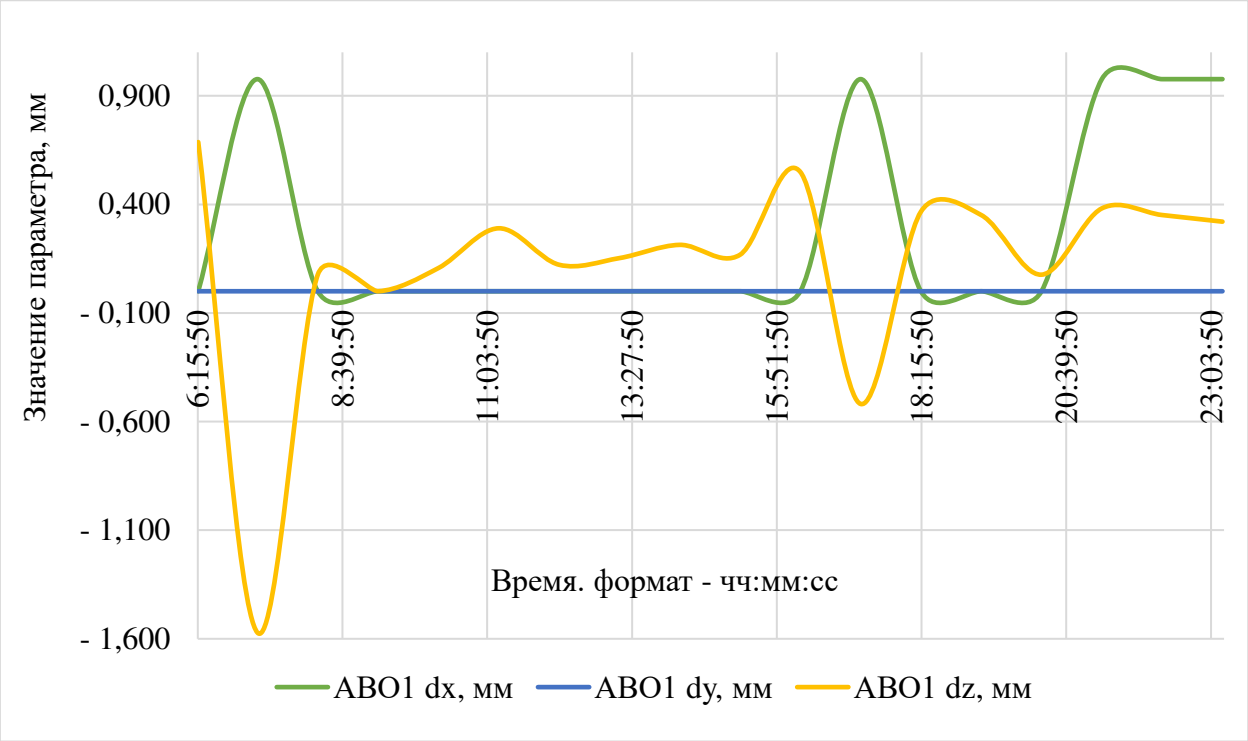


Рисунок 4.13 – График зависимости изменения положения точки «ABO1»

В результате изучения суточных данных для точки «ABO1» (Рисунок 4.13) делается вывод, что произошли незначительные колебания точки около спокойного положения до 1,6 мм для координаты *z* и координаты *x* до 0,9 мм. Изменение положения точки относительно координаты *y* не наблюдалось.

Результатом анализа данных по точке «ABO2» (Рисунок 4.14) за 27.11.2017 стало наблюдение за незначительными отклонениями координаты *y* до 0,9 мм и координаты *z* до 1 мм. Наблюдалось одновременное отклонение координаты *y* и *z* на величину 0,97 мм и 0,68 мм соответственно. Изменение положения точки относительно координаты *x* не наблюдалось.

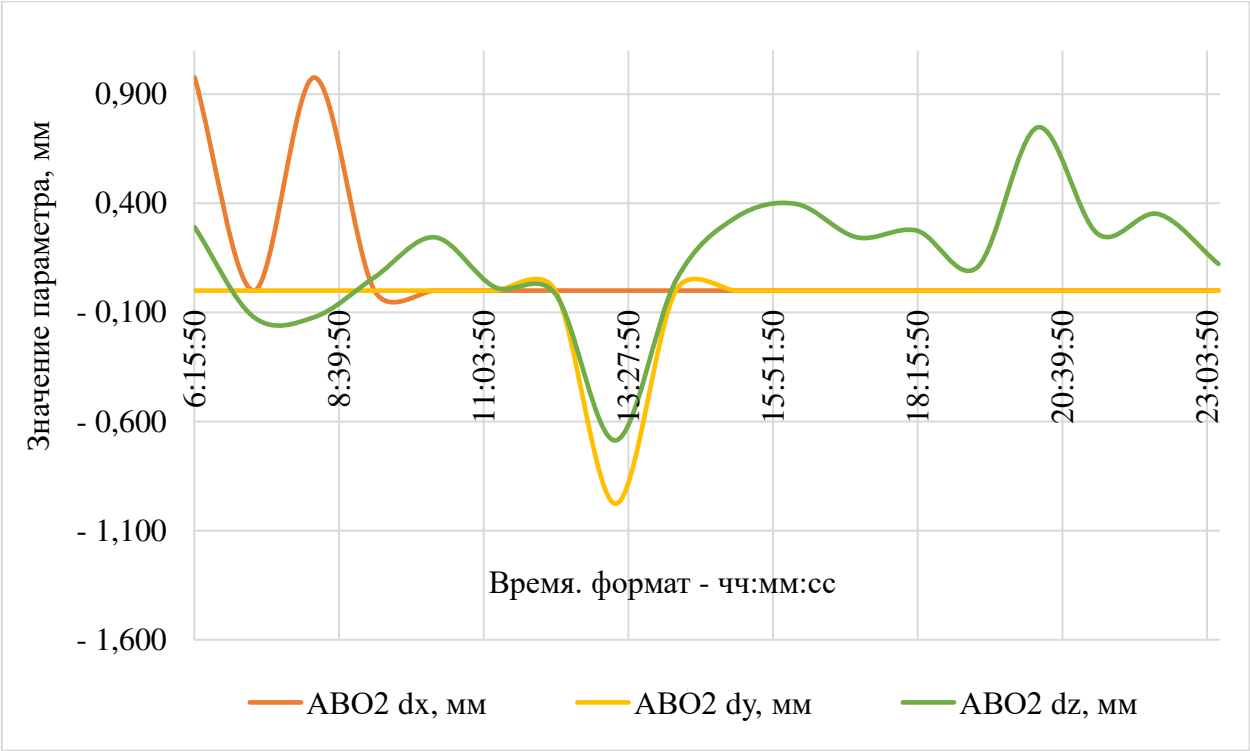


Рисунок 4.14 – График зависимости изменения положения точки «ABO2»

Для проведения углубленного анализа необходимо провести фильтрацию показаний датчиков для получения окончательной оценки измеряемого параметра (например, координаты планово-высотного положения). Известно, что при измерениях неизбежно возникает погрешность, влияющая на результат. Именно поэтому графическое представление показаний подсистем измерения представляет собой пульсирующую кривую (Рисунок 4.7, Рисунок 4.8, Рисунок 4.11).

В большинстве случаев для избавления от скачков используют простое сглаживание (например, метод наименьших квадратов, описанный в Разделе 3.3). При этом главным недостатком такого сглаживания видится отсутствие связи между текущим показанием датчика и предыдущим.

Найти максимально приближенное к реальному значение выходного параметра и избавиться от шумов позволяет фильтр Калмана [135]. Этот инструмент позволяет в режиме реального времени объединить информацию от различных датчиков, чтобы получить окончательную оценку неизвестного

состояния, принимая во внимание неопределенность в движении (местоположении) и в измерениях.

Фильтр Калмана очень похож на линейный рекурсивный фильтр наименьших квадратов. Но в то время, как рекурсивный МНК обновляет оценку статичного параметра, фильтр Калмана способен обновлять и оценивать меняющийся параметр состояния. При этом наиболее актуально его применение для медленно меняющихся процессов, для которых резкое изменение является ненормальным режимом работы.

Учитывая, что объем данных, получаемых от подсистемы измерения, достаточно велик, можно применить линейный фильтр Калмана для сглаживания:

$$x_{k+1}^{opt} = K \cdot z_{k+1} + \left(1 - K\right) \cdot x_k^{opt}, \qquad (4.2)$$

где x_k^{opt} и x_{k+1}^{opt} – отфильтрованное значение параметра, полученного с сенсора, соответственно на *k*-м шаге и (*k+1*)-м;

z_{k+1} – показания датчика на (*k+1*)-м шаге;

K – коэффициент Калмана (в общем случае зависит от шага итерации, но всегда стабилизируется к определенному значению коэффициента стабилизации K_{stab}).

Проанализируем применение выбранного способа фильтрации на выбранной точке «АВО1» (Рисунок 4.12). Графики показаний тахеометра в течение недели представлены далее (Рисунок 4.15 – Рисунок 4.17). Для получения сглаженных данных использовалась линейная фильтрация, $K_{stab} = 0,2$).

Анализ недельных колебаний показывает, что для точки «АВО1» характерны существенные отклонения координаты *x*. В меньшей степени аналогичную закономерность можно наблюдать для координаты *z*. Самой стабильной направлением в перемещении точки можно считать координату *y* - изменения не превышают 1 мм.

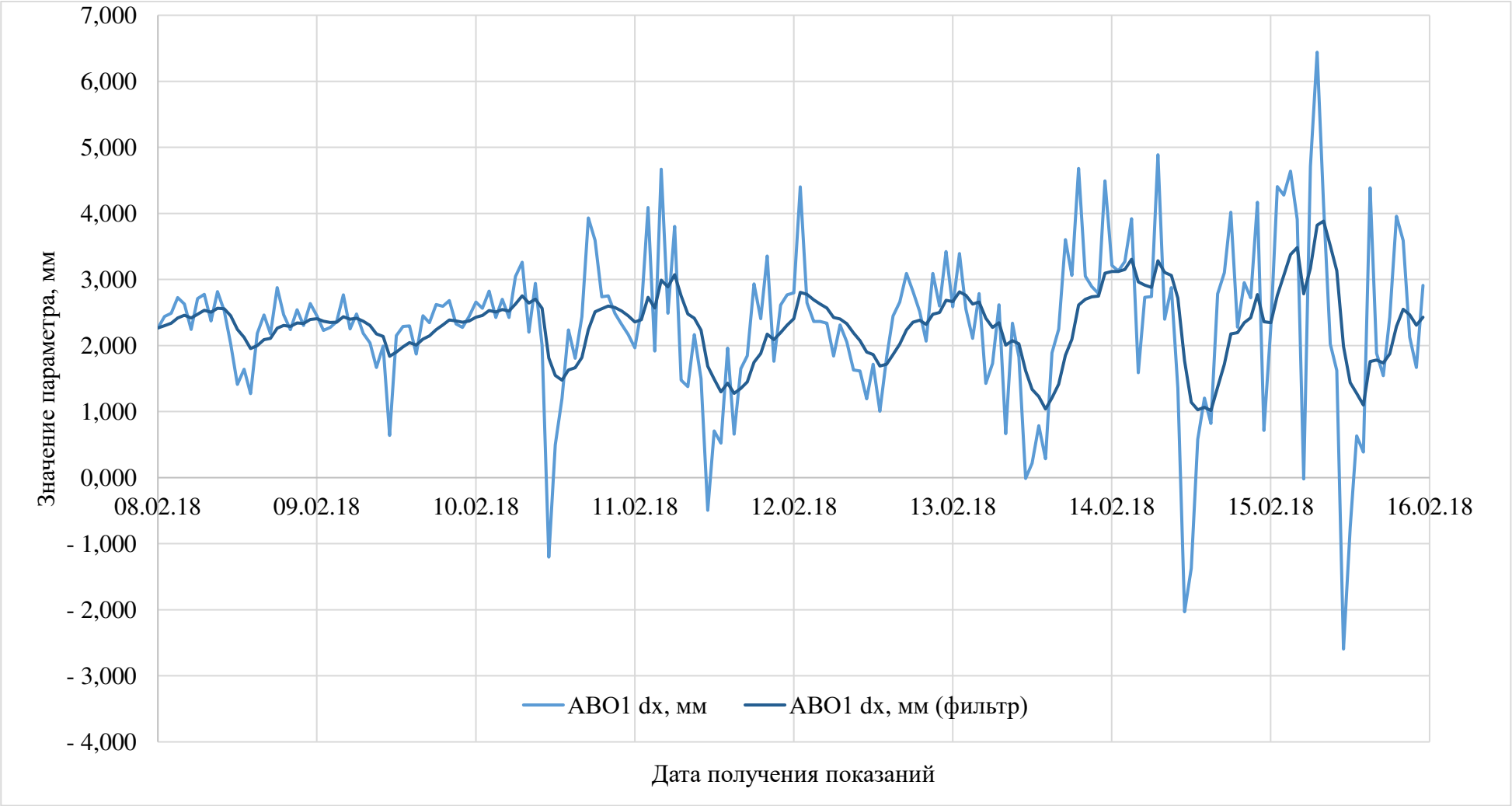


Рисунок 4.15 – График положения координаты *dx* точки «ABO1» за период недели без фильтрации и с применением линейной фильтрации Калмана

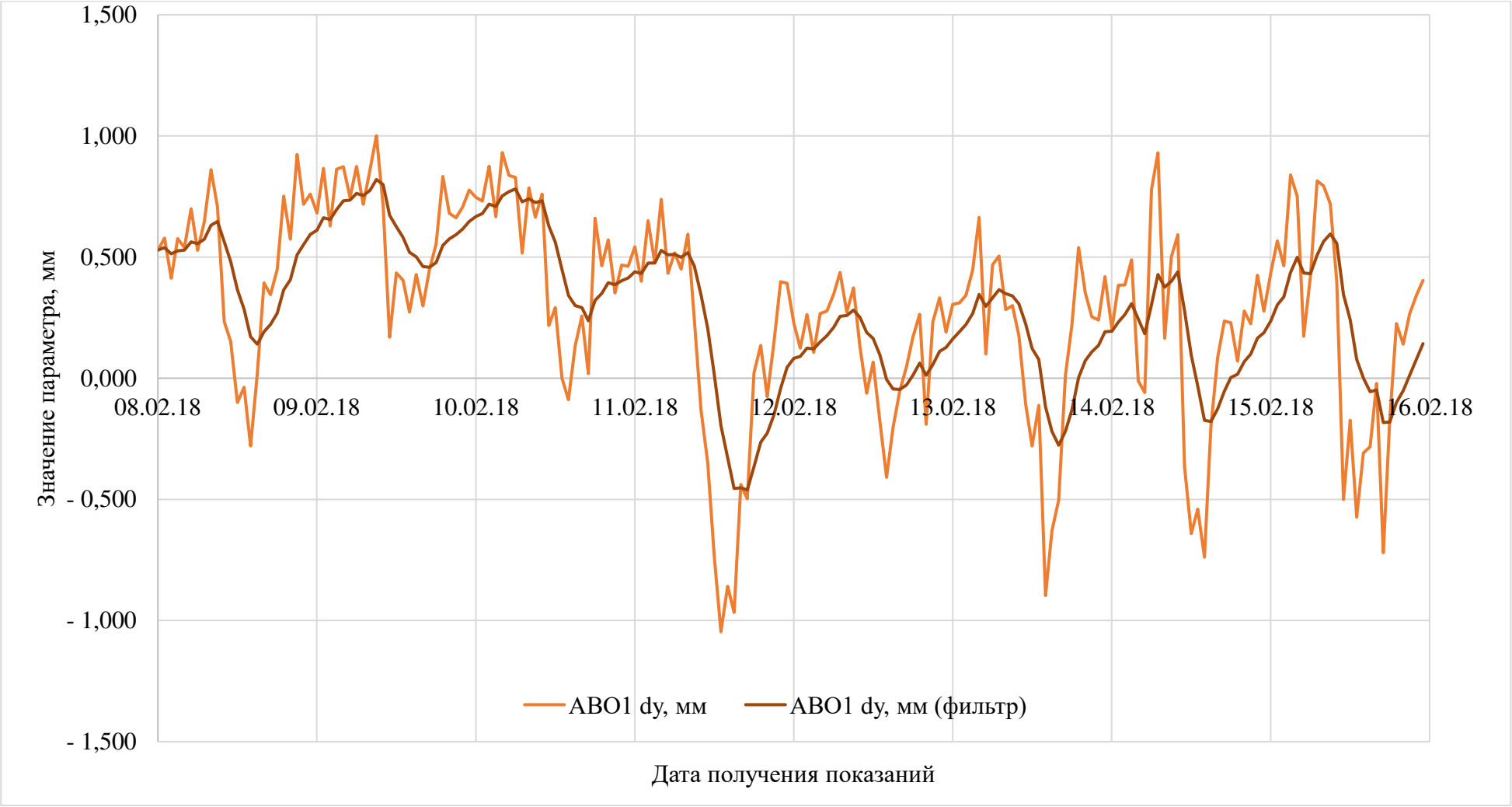


Рисунок 4.16 – График положения координаты *dy* точки «ABO1» за период недели без фильтрации и с применением линейной фильтрации Калмана

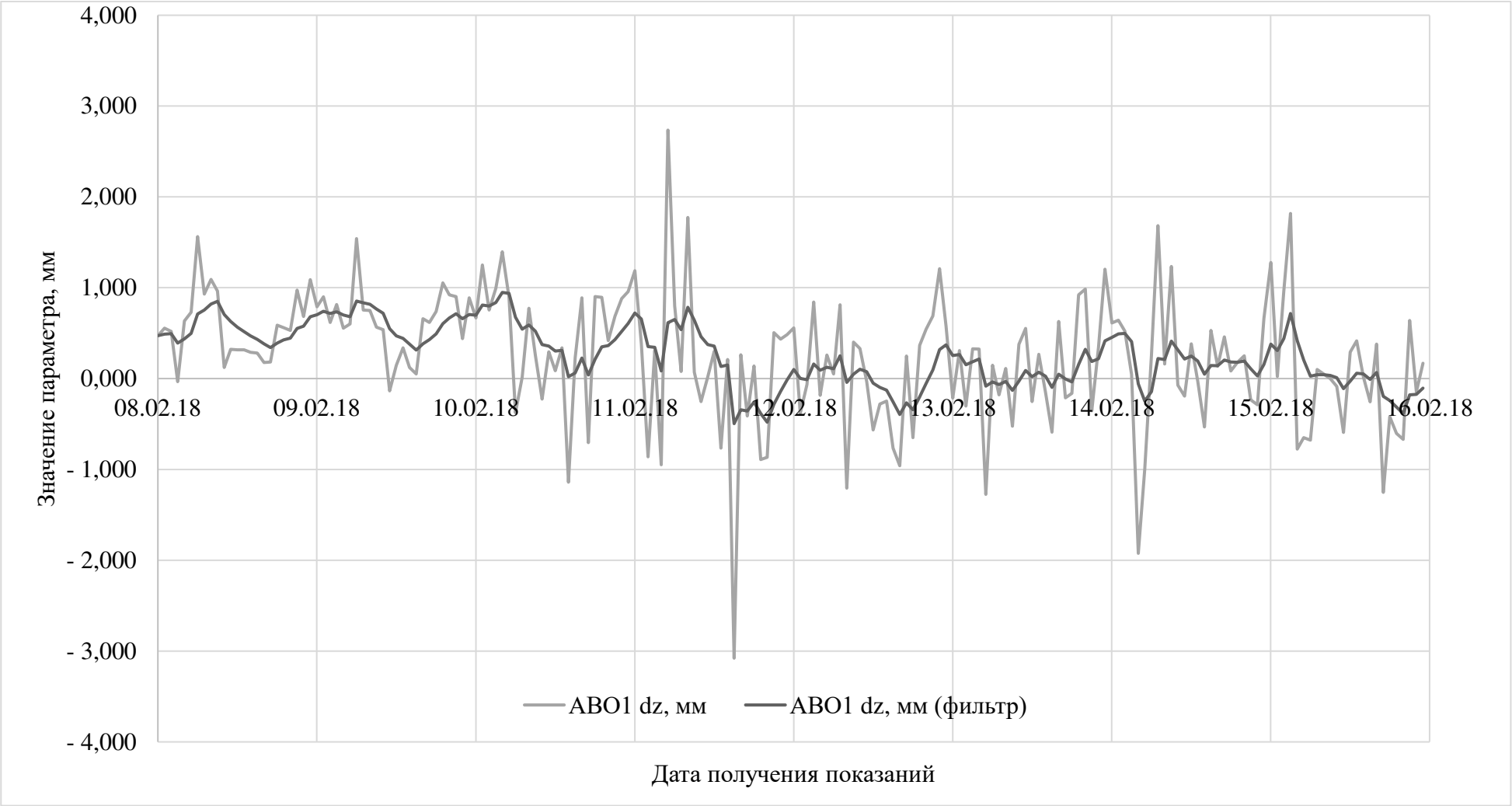


Рисунок 4.17 – График положения координаты *dz* точки «ABO1» за период недели без фильтрации и с применением линейной фильтрации Калмана

Заданная значительная частота измерений (и, соответственно, объем информации) дает возможность для показаний измерительных подсистем системы мониторинга провести спектральный анализ данных, используемый в вибродиагностике [136] – быстрое преобразование Фурье, использование которого позволяет представить показания датчика как сумму отдельных синусоид с различными амплитудами, частотами, начальными фазами и построить совокупную амплитудно-частотную характеристику.

В рамках приложения Microsoft Excel проведем анализ данных с использования функционала «Быстрые преобразования Фурье», который позволяет определять гармоники, где постоянная составляющая – нулевая гармоника и находить значения в полярной системе координат – модуль и угол начальной фазы гармоники.

Для осуществления быстрого преобразования Фурье выберем 128 показаний датчиков (выборка должна быть кратна 2^n), при этом количество гармоник (по теореме Котельникова) без постоянной составляющей не должно превышать половину выборки.

Спектральный анализ осуществим для исходных показаний и с учетом линейной фильтрации, чтобы визуально оценить уровень проведенной фильтрации (Рисунок 4.18 – Рисунок 4.20).

Спектральный анализ (Рисунок 4.18 – Рисунок 4.20) показал скачки амплитуды колебаний каждый час и каждые 5-6 часов, что может быть связано с температурными колебаниями в течение суток.

Из совмещенной диаграммы (Рисунок 4.21) видно, что имеется закономерность перемещения точек во времени совместно – при перемещении одной координаты, она тянет за собой другую.

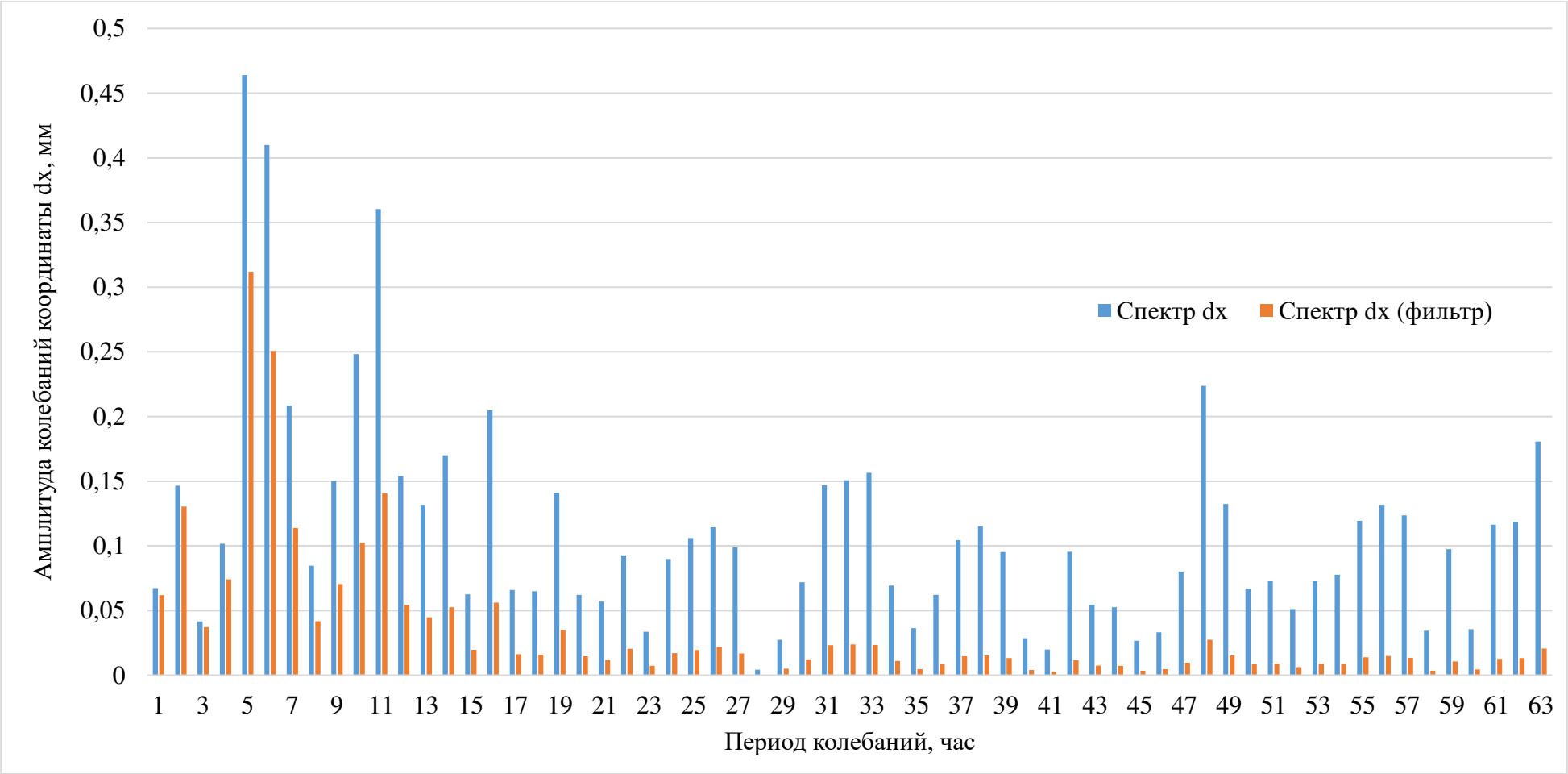


Рисунок 4.18 – Спектральный анализ координаты *dx* точки «АВО1» за период недели без фильтрации и с применением линейной фильтрации Калмана

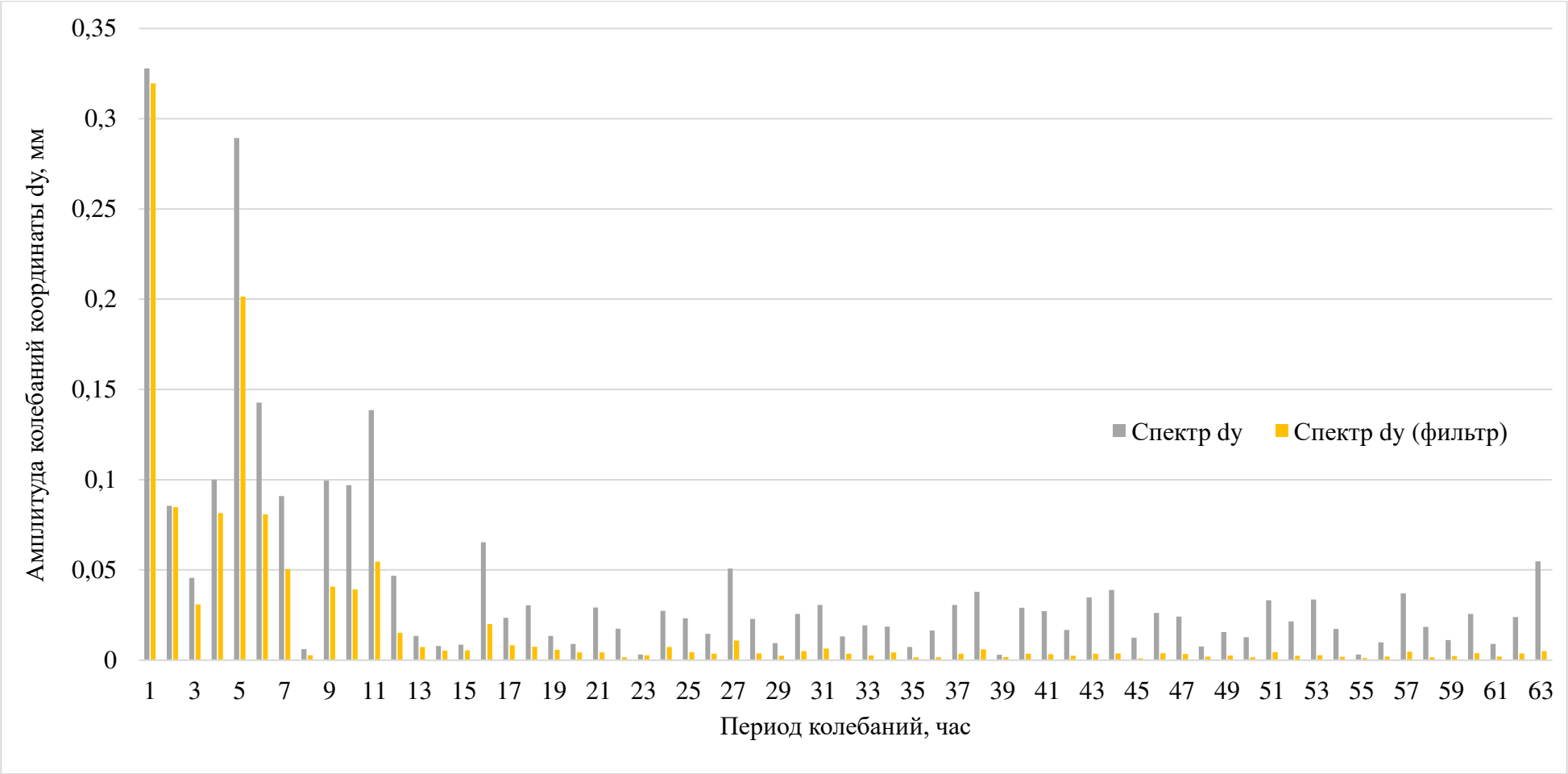


Рисунок 4.19 – Спектральный анализ координаты *dy* точки «АВО1» за период недели без фильтрации и с применением линейной фильтрации Калмана

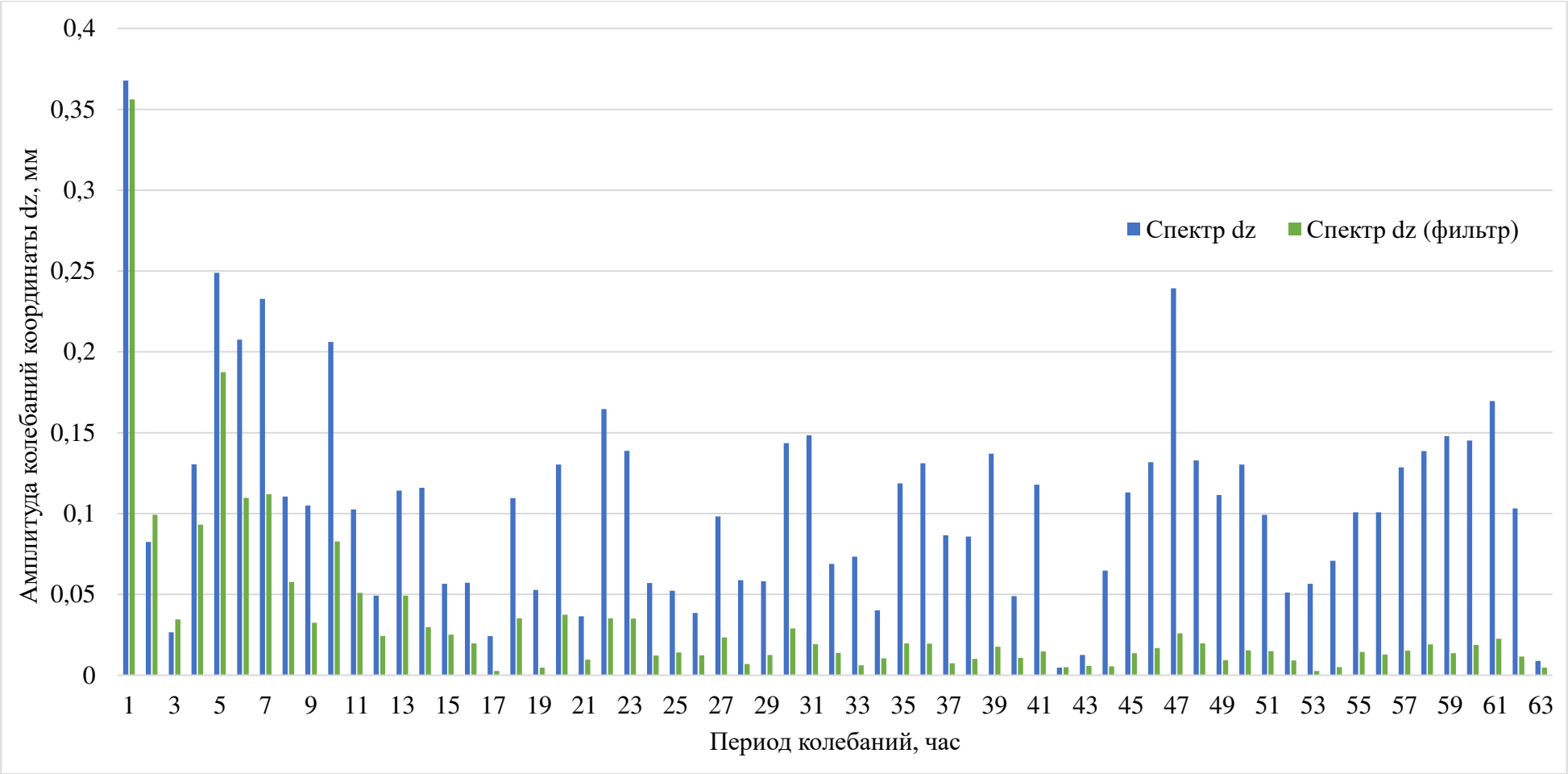


Рисунок 4.20 – Спектральный анализ координаты *dz* точки «АВО1» за период недели без фильтрации и с применением линейной фильтрации Калмана

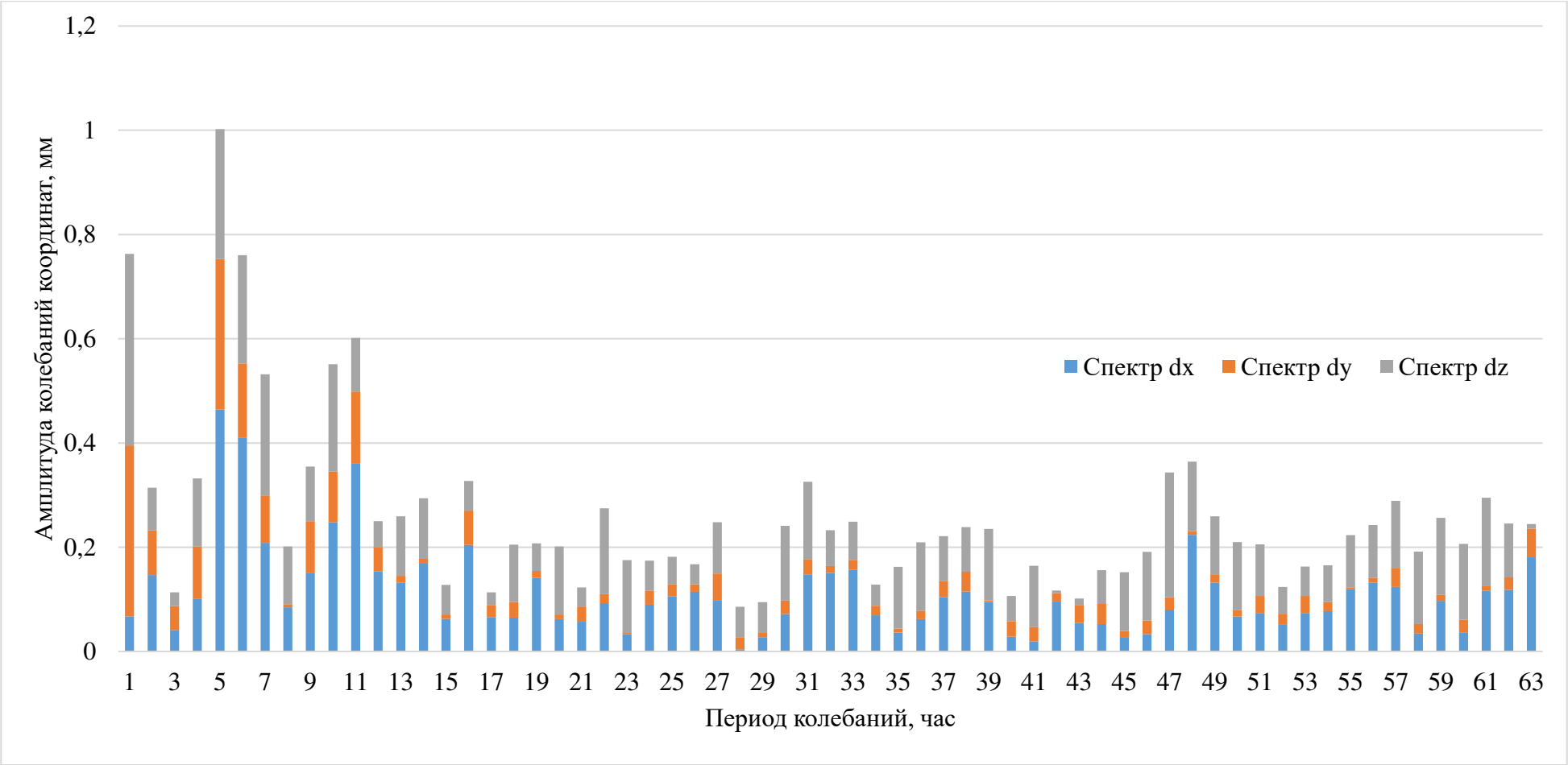


Рисунок 4.21 – Совокупный спектральный анализ точки «ABO1» за период недели

Проведем трендовый анализ перемещения точек за весь период наблюдений. Рисунок 4.22 иллюстрирует график зависимости координат для точки «АВО1», а Рисунок 4.23 иллюстрирует график для точки «АВО2».

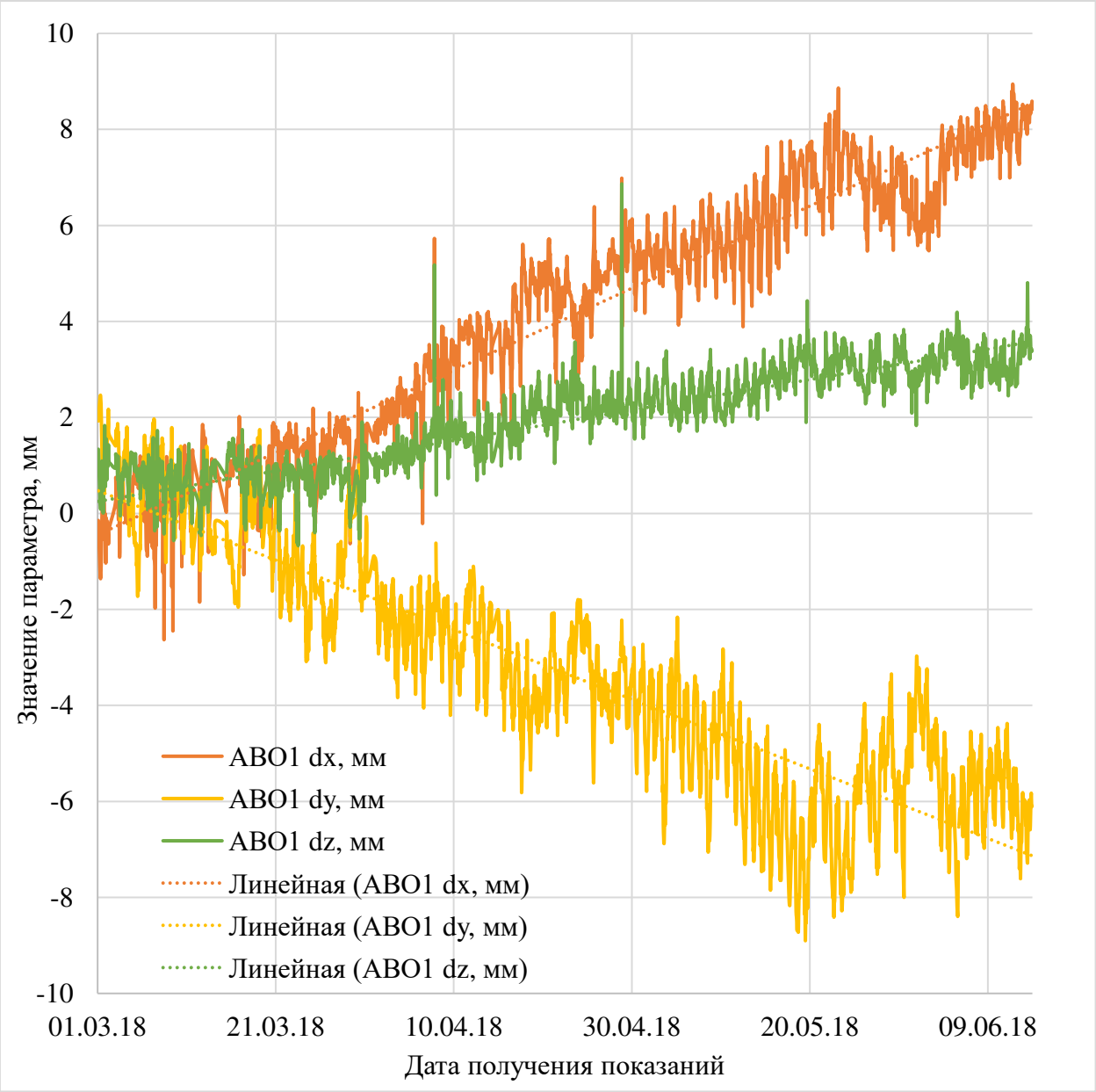


Рисунок 4.22 – Перемещение точки «АВО1» за весь период наблюдений

Трендовый анализ показывает, что за период наблюдений произошло полное перемещение точек от своего исходного положение в среднем на 4- 5 мм для «АВО1» (Рисунок 4.22) и порядка 10 мм для «АВО2» (Рисунок 4.23). Потенциально, в точке «АВО2» могут развиваться напряжения.

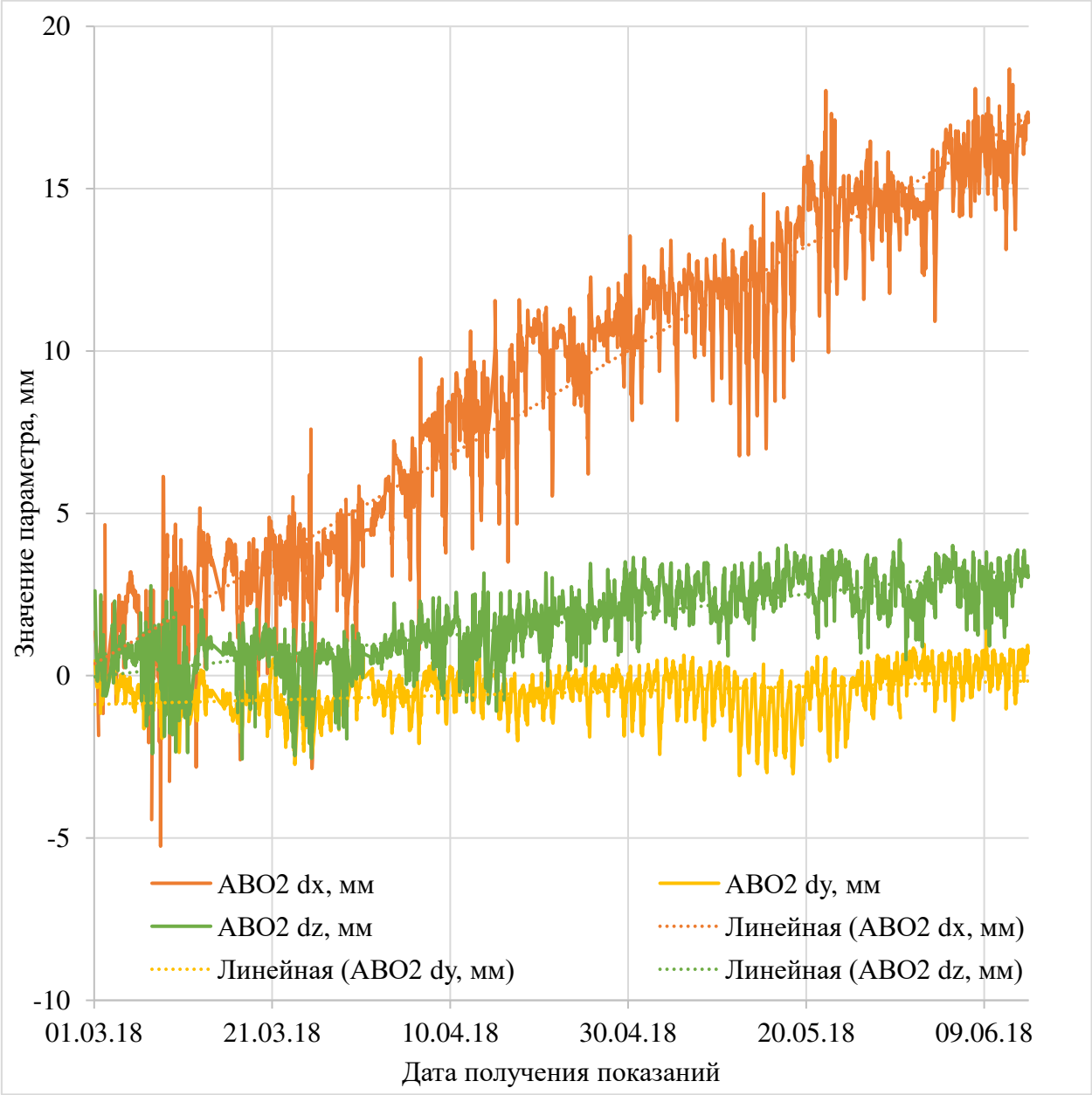


Рисунок 4.23 – Перемещение точки «ABO2» за весь период наблюдений

Использование данной информации позволяет оперативно определять места образования дефекта до аварийных ситуаций.

Таким образом, промышленная эксплуатация опытного образца интеллектуальной комплексной системы мониторинга технического состояния трубопроводов и оборудования площадных объектов магистральных газопроводов показала, что:

– предлагаемая ИСМ способна осуществлять контроль параметров состояния элементов мониторинга в формате реального времени, а также выполнять их оценку несколькими способами (детерминистическими моделями, с использованием вероятностных и статистических методов и т.д.).

– реализованный в основе ИСМ алгоритм обработки информации является ее преимуществом в сравнении с автоматизированными системами контроля предыдущего поколения, поскольку базируется на использовании фактической информации о состоянии объекта мониторинга в виде граничных условий для построения его модели и дальнейшей оценки и анализа параметров его технического состояния.

– значительный объем первичной диагностической информации, накапливаемый в ходе непрерывной работы системы мониторинга, требует применения современных методов и алгоритмов интеллектуального анализа данных (Data mining), что в перспективе расширяет возможности прогнозирования технического состояния и предупреждения инцидентов и аварийных отказов в работе оборудования.

Вместе с тем фактическая вероятность переходов к предельным состояниям слишком мала для корректного практического обучения моделей, как показывают результаты анализа полученных данных на данном этапе эксплуатации ИСМ. Решить техническую задачу по обучению можно с помощью моделирования и создания цифрового двойника [137].

Также в ходе мониторинга было выявлено наличие нестационарных процессов, потенциально влияющих на техническое состояние зданий, сооружений и технических устройств, что требует проведения дальнейших исследований.

При этом разработанные методы анализа данных могут быть предложены в качестве типовых при оценке технического состояния объектов с применением автоматизированных систем мониторинга.

4.5. Технико-экономическая оценка предлагаемых технических решений

Рассмотрим возможность применения предложенных решений на примере катастрофы, случившейся 29 мая 2020 года на опасном производственном объекте «Топливное хозяйство ТЭЦ-3» АО «НТЭК» ПАО «ГМК «Норильский никель» [22]. В резервуарном парке произошло разрушение вертикального цилиндрического стального резервуара (РВС-30000) для хранения нефтепродуктов с последующим истечением дизельного топлива.

На сегодняшний день эту аварию оценивают как крупнейший разлив нефтепродуктов в российской Арктике, создающий угрозу для всей экосистемы Северного Ледовитого океана. Более 21 тысячи тонн дизельного топлива попало в грунт и реки. Потери для флоры и фауны региона невосполнимы. Исследования и работы по восстановлению окружающей среды продолжаются до сих пор.

Основной причиной произошедшего названы ошибки при проектировании (в 1981 г.) и строительстве (в 1984 г.) резервуара, в результате которых из-за чрезмерной нагрузки разрушились 33 железобетонные сваи, а затем и само основание, просевшее под днищем резервуара на глубину до 1,5 м [22, 138].

Из отчета о расследовании причин случившейся аварии ПАО «ГМК «Норильский никель» [138], где опубликован резюмирующий анализ корневых причин произошедшей аварии (Рисунок 4.24), видно, что установка системы мониторинга на данном резервуаре гарантированно позволила бы избежать катастрофы. Поэтому целесообразным видится проверка предложенной методики именно на этом примере.



Рисунок 4.24 – Резюме анализа корневых причин разрушения резервуара на ТЭЦ-3 АО «НТЭК» [138]

Предположим, что установка автоматизированной системы мониторинга могла быть реализована на этапе строительства резервуара. По нормативным данным срок эксплуатации резервуара может составлять от 30 до 100 лет, на момент аварии объект находился в эксплуатации 35 лет. Уровень риска с учетом специфики эксплуатации и рекомендаций нормативных документов составит 10^{-5} в год [139]. На долю осадки (можем рассматривать как причину и вероятность перехода в характерное предельное состояние) по разным исследованиями приходится от 2 до 46% от общего количества аварий [140]. Поскольку процесс разрушения по причине просадки из-за ошибок в проектировании характеризуется достаточно низкой скоростью, то условную вероятность фиксации события можно принять на уровне 95%. Возможность предотвращения аварии зависит от многих причин, среди которых

человеческий фактор, поэтому целесообразно рассмотреть три варианта, когда величина условной вероятности корректирующего воздействия составляет 30, 50 или 70%. В качестве ущерба от последствий аварии для ПАО «ГМК «Норильский никель» будем учитывать экономический ущерб (прямой и затраты на локализацию и ликвидацию аварии) 4702,171 млн рублей [22] и штраф за нарушение норм промышленной безопасности для возмещения ущерба окружающей среде 146,2 млрд рублей [138], что в совокупности составило 150,9 млрд рублей.

В данном случае, при рассмотрении одного предельного состояния, совокупное снижение риска при установке системы мониторинга по формуле (2.8) можно определить следующим образом:

$$\Delta R = P(A) \cdot P(\text{ПС}_1 | A) \cdot P(B_1 | \text{ПС}_1) \cdot P(C_1 | B_1) \cdot \text{У}_1. \qquad (4.3)$$

В Таблице Б.1 Приложения Б представлены результаты расчета сценариев, характеризующих девять возможных вариантов снижения уровня риска ΔR для оценки необходимой стоимости системы мониторинга.

Максимальные затраты на установку системы непрерывного мониторинга, гарантирующие эффективность и целесообразность ее внедрения, равны величине снижения техногенного риска, а критериальный коэффициент (2.9) в таком случае равен единице $K_{\text{см}}$=1.

Из Таблицы Б.1 Приложения Б видно, что в худшем случае (сценарий 1), когда минимальна вероятность корректирующего воздействия, будет оправдана установка системы мониторинга стоимостью до 300 тысяч рублей. В случае же, когда эта вероятность максимальна при значительной вероятности разрушения (сценарий 9), минимальные допустимые затраты на мониторинг могут достигать 16 миллионов рублей. На основании этих значений при дальнейшем углубленном анализе есть возможность отрегулировать точность и чувствительность работы СМ, подобрать подходящее по характеристикам и стоимости измерительное оборудование,

что позволит подстроить ее технические характеристики под конкретные условия эксплуатации.

Из представленного оценочного технико-экономического расчета можно сделать вывод, что предлагаемая методика и критерий оценки целесообразности и эффективности внедрения систем автоматизированного мониторинга технического состояния позволяют учесть особенности объекта (характер, условия и срок эксплуатации) и оценить необходимость внедрения непрерывного контроля с целью снижения совокупного техногенного риска и предотвращения возникновения дефектов, аварийных отказов, аварий и катастроф.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Применение систем мониторинга технического состояния площадных объектов магистральных газопроводов позволяет увеличить глубину и достоверность диагностирования, повысить вероятность выявления и предотвращения аварийных отказов. Показано, что для повышения эффективности внедрения таких систем необходимо обеспечение единых методических подходов к их разработке и эксплуатации.

2. Разработаны критерий и методика оценки технико-экономической эффективности установки систем мониторинга технического состояния площадных объектов магистральных газопроводов на базе вероятностно-статистических методов.

3. Предложена методика определения необходимого состава и количества измерительных средств для мониторинга различных параметров технического состояния площадных объектов, использованная при разработке опытного образца комплексной системы мониторинга эксплуатируемого компрессорного цеха Единой системы газоснабжения Российской Федерации.

4. Обоснована необходимость мониторинга напряженно-деформированного состояния технологических комплексов при оценке состояния площадных объектов магистральных газопроводов. На основе теоретико-экспериментальных исследований подтверждена возможность применения методов тензометрии, лазерной дальнометрии и средств глобальной навигационной спутниковой системы для оценки НДС трубопроводов при мониторинге их технического состояния.

5. Предложена методика анализа данных мониторинга, базирующаяся на применении алгоритмов фильтрации, спектрального анализа, трендового контроля. Указанная методика может также применяться для оценки работоспособности измерительных подсистем на основании обработки получаемой информации.

6. Разработаны технические решения по построению систем мониторинга, подтвердившие свою эффективность в процессе опытно-промышленной и промышленной эксплуатации. Показана потенциальная возможность расширения применения этих решений на других критически важных объектах нефтегазовой отрасли

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Зарицкий, С.П. Диагностика газоперекачивающих агрегатов. Часть I. / С.П. Зарицкий, А.С. Лопатин. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2003. – С. 177.

2. Биргер, И.А. Техническая диагностика / И.А. Биргер. – М. : Машиностроение, 1978. – 239 с.

3. Мозгалевский, А.В. Техническая диагностика / А.В. Мозгалевский, Д.В. Гаскаров. – М. : Высшая школа, 1975. – 208 с.

4. Клюев, В.В. Неразрушающий контроль и диагностика: Справочник / В.В. Клюев, Ф.Р. Соснин, В.Н. Филинов [и др.] ; под ред. В.В. Клюева. – М. : Машиностроение, 1995. – 488 с.

5. Основы технической диагностики / В.В. Карибский, П.П. Пархоменко, Е.С. Согомонян [и др.] ; под ред. П.П. Пархоменко. – М. : Энергия, 1976. – 463 с.

6. Харионовский, В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов / В.В. Харионовский. – М. : Недра, 2000. – 408 с.

7. Махутов, Н.А. Ресурс безопасной эксплуатации сосудов и трубопроводов : монография / Н.А. Махутов, В.Н. Пермяков. – Новосибирск : Наука, 2005. – 515 с.

8. Алешин, Н.П. Физические методы неразрушающего контроля сварных соединений : учебник для вузов / Н.П. Алешин – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Инновационное машиностроение, 2019. – 574 с.

9. Будзуляк, Б.В. Методология повышения эффективности эксплуатации системы трубопроводного транспорта газа на стадии развития и реконструкции / Б.В. Будзуляк. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 171 с.

10. Ежегодные отчеты о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору [Электронный

ресурс]. – Режим доступа: http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/ – Заглавие с экрана. – (Дата обращения 06.06.2021).

11. Вертепов, А. Г. Энергосбережение на компрессорных станциях за счет использования методов параметрической диагностики газоперекачивающих агрегатов : специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Вертепов Андрей Григорьевич. – Москва, 2013. – 357 с.

12. Иванцов, О.М. Надежность магистральных трубопроводов / О.М. Иванцов, В.И. Харитонов. – М. : Недра, 1978. – 166 с.

13. Махутов, Н.А. Конструкционная прочность, ресурс и техногенная безопасность : в 2-х ч. / Н. А. Махутов. – Новосибирск : Наука, 2005. – Ч. 2: Обоснование ресурса и безопасности. – 610 с.

14. Алешин, Н. П. Безопасность сложных технических объектов и оценка их остаточного ресурса / Н.П. Алешин, А.К. Вощанов, А.С. Куркин [и др.]. – М. : Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2007. – 69 с.

15. Поршаков, Б.П. Повышение эффективности эксплуатации энергопривода компрессорных станций / Б.П. Поршаков, А.С. Лопатин, А.М. Назарьина [и др.]. – М. : Недра, 1992. – 207 с.

16. Лопатин, А.С. Оценка параметров надежности магистральных газопроводов, испытывающих воздействие непроектных нагрузок / А.С. Лопатин, С.И. Егоров, А.П. Завьялов, К.Б. Гусейнов. – М. : РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – 95 с.

17. Якубович, В.А. Вибрационная диагностика трубопроводов компрессорных станций / В.А. Якубович. – М. :ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 334 с.

18. Александров, А.Б. Анализ аварий и несчастных случаев на трубопроводном транспорте России / А. Б. Александров, С. А. Александров, В. Ф. Мартынюк [и др.] ; под ред. Е.Е. Прусенко, В.Ф. Мартынюка. – М. : ООО «Анализ опасностей», 2003. – 341 с.

19. Власова, Л. В. Влияние природных факторов на устойчивость функционирования Единой системы газоснабжения России / Л. В. Власова, Г. С. Ракитина, С. И. Долгов. – М. : ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2009. – 183 с. – ISBN 978-5-89754-059-4.

20. Власова, Л. В. Природные факторы при аварийности газопроводов / Л. В. Власова // Геоэкология. Инженерная геология, гидрогеология, геокриология. – 2009. – № 3. – С. 264-270.

21. Власова, Л. В. Анализ и оценка природных рисков для объектов ЕСГ с использованием перспективных направлений геоинформационных технологий / Л. В. Власова, Г. С. Ракитина, С. И. Долгов // Газовая промышленность. – 2013. – № 4(689). – С. 54-58.

22. Уроки, извлеченные из аварий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.gosnadzor.ru/industrial/oil/lessons/ – Заглавие с экрана. – (Дата обращения 06.06.2021).

23. Ангалев, А. М. Анализ аварий и инцидентов на опасных производственных объектах / А. М. Ангалев // Науч.-техн. сб. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина «Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт». – 2020. – №2. – С. 8-13.

24. Лукъянчиков, М. И. О методологии прогнозирования возможного типа (природы) аварии на магистральных трубопроводах / М.И. Лукъянчиков, А.Б. Докутович, Ю.В. Немчин [и др.] // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2021. – № 1(302). – С. 90-103.

25. Комардинкин, В.П. Анализ отказов оборудования «высокой стороны» компрессорных цехов северных регионов / В.П. Комардинкин, В.А. Якубович // Диагностика-99. Диагностика энергомеханического оборудования и надежность компрессорных станций: сб. тр. науч.-практич. конф. – М.: ООО «ИРЦ Газпром». – С. 3-17.

26. Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2020 год [Электронный ресурс].- Режим доступа: https://www.gazprom.ru/investors/disclosure/reports/2020/–

Заглавие с экрана. – (Дата обращения 06.06.2021).

27. Отчет о техническом состоянии оборудования и систем КС, КС ПХГ, СОГ по итогам программы ДООКС 2010 г. (на 01.12.2010 г.) : отчет о предоставлении инжиниринговых услуг (промежут.) / ИТЦ «Оргтехдиагностика» ; рук. Качулин А.В. ; исполн. Покатилов С.А., Калинина Н.В., Котов М.Г., Дегтярева Н.Г., Зарецкая Е.Н., Дяченко А.И. – М., 2010. – 194 с.

28. Ангалев, А.М. Анализ дефектов, выявленных при диагностическом сопровождении комплексного ремонта технологических трубопроводов компрессорных станций / А.М. Ангалев, Д.С. Бутусов, А.П. Завьялов, А.И. Мартынов // Газовая промышленность. – 2015. – № S1(720). – С. 88-90.

29. Ляпичев, Д. М. Оценка влияния напряженного состояния подземных газопроводов на их стойкость к коррозионному растрескиванию : специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Ляпичев Дмитрий Михайлович. – Москва, 2015. – 146 с.

30. Чучкалов, М. В. Разработка методов выявления, торможения и предотвращения коррозионного растрескивания под напряжением на магистральных газопроводах : специальность 25.00.19 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Чучкалов Михаил Владимирович. – Уфа, 2015. – 364 с.

31. Богданов, Р.И. Особенности проявления коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов на территории Российской Федерации / Р.И. Богданов, И.В. Ряховских, Т.С. Есиев [и др.] // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2016. – № 3(27). – С. 12-22.

32. Тухбатуллин, Ф.Г. О коррозионном растрескивании под напряжением продольного и поперечного направлений / Ф.Г. Тухбатуллин,

Р.М. Аскаров, А.А. Назарова // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2021. – № 2-3. – С. 10-17.

33. Ангалев, А.М. Комплексный подход к решению проблемы коррозионного растрескивания под напряжением на трубопроводах компрессорных станций ОАО «Газпром» / А.М. Ангалев, Д.С. Бутусов, А.В. Топилин // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. – № 4. – С. 52–60.

34. Бородин, В.И. Расчетно-экспериментальное обоснование эффективности применения систем мониторинга газопроводов для достоверной оценки их технического состояния / В.И. Бородин, Д.М. Ляпичев, Р.Е. Шепелев, Д.П. Никулина // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – №2 (110). – С. 28-33.

35. Ляпичев, Д.М. Мониторинг напряженного состояния газопроводов как средство предотвращения их коррозионного растрескивания / Д.М. Ляпичев, Д.П. Никулина, М.М. Адмакин // Науч.-техн. сб. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина «Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт». – 2018. – № 2. – С. 22-27.

36. Завьялов, А. П. Анализ современных тенденций развития систем ремонтно-технического и диагностического обслуживания нефтегазовых производств / А. П. Завьялов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 6. – С. 67-72.

37. Ляпичев, Д.М. Совершенствование системы диагностического обслуживания объектов газовой промышленности России / Д.М. Ляпичев, И.С. Степанчук, А. И. Мартынов, А. П. Завьялов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – № 2(110). – С. 14-18.

38. Ляпичев, Д.М. Применение систем мониторинга напряженно-деформированного состояния газопроводов для предупреждения их коррозионного растрескивания / Д.М. Ляпичев, М.М. Адмакин, Д.П. Никулина // Науч.-техн. сб. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина «Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование,

строительство, эксплуатация, ремонт». – 2018. – № 1. – С. 60-65.

39. Будзуляк, Б.В. Оценка надежности технологических трубопроводов в рамках системы управления техническим состоянием и целостностью технологических трубопроводов и оборудования площадных объектов / Б.В. Будзуляк, А.П. Завьялов, Р.М. Имансакипов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2018. – № 3. – С. 45-48.

40. О промышленной безопасности опасных производственных объектов [Электронный ресурс]: [федеральный закон: от 21.07.1997 № 116-ФЗ, в ред. от 01.07.2021 г.]. – Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/ – (Дата обращения 06.06.2021).

41. Салюков, В.В. Магистральные газопроводы. Диагностика и управление техническим состоянием / В.В. Салюков, В.В. Харионовский. – М. : Недра, 2016. – 213 с.

42. Ангалев, А.М. Диагностическое обслуживание магистральных газопроводов / А.М. Ангалев, Б.Н. Антипов, С.П. Зарицкий, А.С. Лопатин. – М. : МАКС Пресс, 2009.– 112 с.

43. Ангалев, А.М. Методы и средства неразрушающего контроля оборудования и трубопроводов компрессорных станций / А.М. Ангалев, А.С. Лопатин, С.И. Егоров, Д.М. Ляпичев.– М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015.– 92 с.

44. Лопатин, А.С. Методы и средства диагностики линейной части магистральных газопроводов / А.С. Лопатин, А.А. Филатов, Н.Х. Халлыев [и др.] ; под ред. А.С. Лопатина. – М. : Изд. Центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012.– 185 с.

45. Целевая комплексная программа по созданию отраслевой системы диагностического обслуживания газотранспортного оборудования компрессорных станций РАО Газпром (до 2000г.) (часть 1) / В.В. Ремизов, С.П. Зарицкий, А.С. Лопатин и др. – М. :ИРЦ Газпром, 1997. – 15 с.

46. Целевая комплексная программа по созданию отраслевой системы диагностического обслуживания газотранспортного оборудования

компрессорных станций РАО Газпром (до 2000 г.) (часть 2) / В.В. Ремизов, С.П. Зарицкий, А.С. Лопатин и др. – М. : ИРЦ Газпром, 1997. – 37 с.

47. Целевая комплексная программа по созданию отраслевой системы диагностического обслуживания газотранспортного оборудования компрессорных станций РАО Газпром (до 2000 г.). Перечень работ, часть 3 / В.В. Ремизов, С.П. Зарицкий, А.С. Лопатин и др. – М. : ИРЦ Газпром, 1997. – 92 с.

48. Лопатин, А.С. Научные основы создания системы диагностического обслуживания газотранспортного оборудования компрессорных станций : специальность 05.15.13 «Строительство и эксплуатация нефтегазопроводов, баз и хранилищ» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Лопатин Алексей Сергеевич. – Москва, 1998. – 308 с.

49. Антипов, Б.Н. Информационно-аналитическое обеспечение системы контроля технического состояния магистральных газопроводов / Б.Н. Антипов. – М. : МАКС Пресс, 2009. – 152 с.

50. Ангалев, А.М. Стратегические направления развития диагностического обслуживания технологического оборудования и трубопроводов КС ОАО «Газпром» / А.М. Ангалев, Д.С. Бутусов, А.А. Филатов // Газовая промышленность. – 2011. – №9. – С. 18–22.

51. Ангалев, А.М. Развитие системы диагностического обслуживания оборудования компрессорных станций / А.М. Ангалев, С.И. Егоров, А.С. Лопатин // Науч.-техн. сб. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина «Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт». – 2011. – №1. – С. 9-18.

52. СТО Газпром 2-3.5-1035-2016 Диагностическое обслуживание технологического оборудования и трубопроводов компрессорных станций, дожимных компрессорных станций, компрессорных станций подземных хранилищ газа и станций охлаждения газа ПАО «Газпром». Основные положения. – М., 2016. – 93 с.

53. Ляпичев, Д.М. Совершенствование методов обеспечения промышленной безопасности компрессорных станций / Д.М. Ляпичев, Д.П. Никулина // Науч.-техн. сб. РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина «Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт». – 2017. – № 1. – С. 49-53.

54. Харионовский, В. В. Магистральные газопроводы: развитие диагностических работ / В. В. Харионовский // Газовая промышленность. – 2018. – № 2(764). – С. 56-60.

55. Шипилов, А.В. Обеспечение безопасной эксплуатации трубопроводных обвязок компрессорных станций с применением отечественных внутритрубных диагностических комплексов / А.В. Шипилов, Д.А. Гурин, А.Н. Пошелюзный [и др.] // Газовая промышленность. – 2016. – №737. – С. 47–53.

56. Середенок, В.А. Стратегия планирования технического диагностирования и капитального ремонта технологических трубопроводов компрессорных станций ПАО «Газпром» / В.А. Середенок, М.Е. Сидорочев, О.В. Бурутин [и др.] // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015.– № 10. – С. 22–27.

57. Бурутин, О.В. Современное состояние и направления развития средств внутритрубного диагностирования трубопроводов компрессорных станций ПАО «Газпром» / О.В. Бурутин, А.В. Шипилов, И.Л. Вялых [и др.] // Газовая промышленность. – 2016. – №739. – С. 76–80.

58. Завьялов, А.П. Анализ современных тенденций развития систем ремонтно-технического и диагностического обслуживания нефтегазовых производств / А.П. Завьялов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2018. – № 6. – С. 67-72.

59. Толстихин, Ю.Ю. Разработка и внедрение комплексного мониторинга технического состояния зданий и сооружений в ООО «Газпром трансгаз Москва» / Ю.Ю. Толстихин, П.И. Анищенко, Ф.В. Блинов, Д.В. Егудкин, А.А. Савицын // Газовая промышленность. – 2018. – №8 (772). – С. 106-110.

60. Тихвинский, А.Н. Особенности построения вибродиагностических алгоритмов автоматизированных систем диагностики для ГПА, находящихся в эксплуатации на КС магистральных газопроводов / А.Н. Тихвинский, Л.И. Соколинский // Международная конференция Энергодиагностика и condition monitoring: Сборник трудов, Москва, 12–16 октября 1998 года. – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 1999. – С. 51-60.

61. Никулина, Д.П. Автоматизированный мониторинг и диагностика компрессорных станций / Д.П. Никулина // Науч.-техн. сб. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина «Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт». – 2019. – № 1. – С. 70-78.

62. Ляпичев, Д.М. Мониторинг технического состояния газопроводов : Учебное пособие / Д.М. Ляпичев, А.С. Лопатин. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. – 216 с.

63. Св-во об утверждении типа СИ №53970-13. Системы автоматизированного диагностического обслуживания / Изготовитель ООО «Турбоконтроль». – № 143968 ; 08.05.2018.

64. Сивоконь, В.Н. Опыт эксплуатации системы диагностики компрессорного оборудования / В.Н. Сивоконь, Н Н. Тишечкин, М.В. Бабенов [и др.] // Газовая промышленность. – 2010. – № 6(647). – С. 36-37.

65. Андреев, С.Н. Опыт эксплуатации подсистемы трибодиагностики системы АСДО на КС-18А Московo / С.Н. Андреев, В.И. Акимов, С.В. Купцов, В.Г. Нечаев // Газовая промышленность. – 2015. – № S1(720). – С. 103-106.

66. Антропов, П.Г. Использование интеллектуальных систем для диагностики неисправностей газоперекачивающих агрегатов / П.Г. Антропов, О.Н. Долинина, А.К. Кузьмин, А.Ю. Шварц // Современные проблемы науки и образования. – 2013. – № 6. – С. 115.

67. Ляпичев, Д.М. Синтез систем мониторинга технического состояния технологического оборудования и трубопроводов нефтегазовых

объектов / Д.М. Ляпичев // Газовая промышленность. – 2020. – № 10 (807). – С. 26-31.

68. Сенцов, С.И. Оценка напряженно-деформируемого состояния подземного трубопровода в зонах активных тектонических разломов / С.И. Сенцов, Э.Н. Фигаров // Газовая промышленность. – 2013. – № 10(697). – С. 62-64.

69. Гусейнов, К.Б. Выбор методов диагностики для участков магистральных газопроводов, проложенных в особых климатических условиях / К.Б. Гусейнов, А.П. Завьялов, А.С. Лопатин // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2014. – № 2. – С. 25-26.

70. Гусейнов, К.Б. Анализ факторов, влияющих на надежность эксплуатации линейной части магистральных газопроводов, испытывающей непроектное нагружение / К.Б. Гусейнов, С.И. Егоров, А.П. Завьялов, А.С. Лопатин // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2015. – № 3. – С. 8-11.

71. Будзуляк, Б.В. Автоматизированная система мониторинга напряженно-деформированного состояния критических участков трубопроводных систем / Б.В. Будзуляк, И.А. Гольдзон, А.П. Завьялов, А.С. Лопатин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2018. – № 10. – С. 12-16.

72. Будзуляк, Б.В. Техническое диагностирование оборудования и трубопроводов объектов нефтегазового комплекса с применением инновационных технологий / Б.В. Будзуляк, А.С. Лопатин, Д.М. Ляпичев // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – № 11(556). – С. 21-26.

73. Ляпичев, Д.М. Оценка напряженно-деформированного состояния трубопровода с применением средств мониторинга: учебное пособие / Д.М. Ляпичев, Д.П. Никулина. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020. – 40 с.

74. Ткаченко, И.Г. Разработка и внедрение системы мониторинга

участков магистральных газопроводов / И.Г. Ткаченко, С.П. Сусликов, А.А. Шатохин [и др.] // Газовая промышленность. – 2016. – №737. – С. 46–47.

75. Bukovansky M., Major G. Twenty years of monitoring pipelines in landslides // Landslides – European conference: proceedings of the first European conference on landslides, 2002, Prague. – Lisse, Exton (PA): A.A. Balkema, 2002. Pp. 507–516.

76. Dewar D., Tong A., McClarty E., Van Boven G., Asme. Technical and opera-tional guidelines when using strain gauges to monitor pipelines in slow moving landslides // Proceedings of the 11th International Pipeline Conference, 2016, Vol 3. – 2017. – 12 p.

77. Mendez, A. FBG Optical Sensing for Pipeline Structural Health Monitoring / Alexis Mendez, Alan Turner, Daniele Costantini // 8th Pipeline Technology Conference 2013 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.pipeline-conference.com/abstracts/fbg-optical-sensing-pipeline-structural-health-monitoring. – (Дата обращения 06.12.2021).

78. 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 (125). – С. 14–17.

79. Задериголова, М.М. Обеспечение геодинамической безопасности газотранспортных систем радиоволновыми методами / М.М. Задериголова. – М. : Науч. мир, 2009. – 397 с.

80. Задериголова, М.М. Применение радиоволнового метода контроля для обеспечения безопасности газотранспортных систем: учебное пособие / М.М. Задериголова, А.С. Лопатин. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2014. – 72 с.

81. Середенок, В.А. Повышение безопасности эксплуатации линейной части магистральных газопроводов в зонах природно-техногенных рисков / В.А. Середенок, А.Н. Колотовский, М.М. Задериголова // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2016. – №10. – С. 48–52.

82. Задериголова, М.М. Автоматизированная система мониторинга геодинамической безопасности линейной части магистральных газопроводов в зонах природно-техногенных рисков / М.М. Задериголова, А.С. Лопатин, О.Г. Подуков // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – № 3(548). – С. 26-30.

83. Будзуляк, Б.В. Геодинамическая безопасность магистральных газопроводов / Б.В. Будзуляк, А.А. Апостолов, А.С. Лопатин, М.М Задериголова // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2018. – № 4(68). – С. 50-54.

84. Гольдзон, И.А. О перспективах использования систем автоматизированного контроля технического состояния оборудования объектов ТЭК с использованием беспилотных технологий / И.А. Гольдзон, А.П. Завьялов, А.С. Лопатин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – № 6(551). – С. 25-30.

85. Васильев, Г.Г. Деформационный мониторинг строительных конструкций площадочных объектов нефтегазового комплекса на многолетнемерзлых грунтах / Г.Г. Васильев, А.А. Джалябов, И.А. Леонович // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2020. – № 5-6. – С. 34-39.

86. Ангалев, А.М. Комплексный подход к решению проблемы коррозионного растрескивания под напряжением на трубопроводах компрессорных станций ОАО «Газпром» / А.М. Ангалев, Д.С. Бутусов, А.В. Топилин // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2015. – № 4. – С. 52–60.

87. Перов, С.Л. Технические решения по повышению надежности технологических трубопроводов УПГТ / С.Л. Перов, А.В. Сорокин // Газовая промышленность. – 2017. – № 1(747). – С. 68-73.

88. Венгринович, В.Л. Мониторинг сложных объектов по техническому состоянию / В.Л. Венгринович // Современные методы и приборы контроля качества и диагностики состояния объектов : сб. статей 6-й Междунар. научн.-техн. конф., Могилев, 19–20 сентября 2017 года. – Могилев:

Белорусско-Российский университет, 2017. – С. 9-22.

89. Завьялов, А.П. Технико-экономический анализ мониторинга технического состояния технологического оборудования / А.П. Завьялов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2020. – № 4(118). – С. 83-87

90. Указ Президента РФ от 06.05.2018 №198 «Об Основах государственной политики Российской Федерации в области промышленной безопасности на период до 2025 года и дальнейшую перспективу» // Собрание законодательства РФ. – 14.05.2018. – №20. – ст. 2815.

91. Васильев, Г.Г. О методологии риск-ориентированного нормирования параметров безопасности при проектировании и сооружении газонефтепроводов / Г.Г. Васильев, И.А. Леонович, К.А. Латифов // Безопасность труда в промышленности. – 2019. – № 2. – С. 84-90.

92. Завьялов, А.П. Диагностическое обслуживание оборудования и трубопроводов нефтегазовых производств при риск-ориентированном подходе к эксплуатации / А.П. Завьялов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2020. – № 3(117). – С. 79-81.

93. ГОСТ Р ИСО 31000-2019 Менеджмент риска. Принципы и руководство (Переиздание). – Официальное издание. – М. : Стандартинформ, 2021. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://docs.cntd.ru/document/1200170125?section=text. – (Дата обращения 06.12.2021).

94. ГОСТ Р 51898-2002 Аспекты безопасности. Правила включения в стандарты. – М. : Стандартинформ, 2018. – 8 с.

95. ГОСТ Р 51901.1 – 2002 Менеджмент риска. Анализ риска технологических систем (с Поправкой). – М. : ИПК Издательство стандартов, 2002. – 24 с.

96. Леонович, И.А. Разработка методики прогнозирования возникновения аварийных ситуаций на компрессорных станциях магистральных газопроводов : специальность 05.26.02 «Безопасность в

чрезвычайных ситуациях (по отраслям)» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Леонович Игорь Александрович. – Москва, 2016. – 181 с.

97. Алексеев, И.Н. Обзор и анализ методов оценки профессионального и техногенного рисков в отечественной и международной практике нефтегазовой отрасли / И.Н. Алексеев, А.Л. Терехов // Газовая промышленность. – 2018. – № 10(775). – С. 82-89.

98. СТО Газпром 2-2.3-351-2009 Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». –М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2009. – 387 с.

99. Бородин, В.И. Применение риск-ориентированного подхода к оценке необходимости и целесообразности установки систем мониторинга технического состояния газопроводов / В.И. Бородин, Р.Е. Шепелев, Д.М. Ляпичев, А.С. Лопатин, Д.П. Никулина // Газовая промышленность. – 2018. – № 1 (763). – С. 60-63.

100. Долгов, С.И. Риск-ориентированный подход к управлению техническим состоянием и безопасностью магистральных газопроводов / С.И. Долгов, С.В. Овчаров, Ю.Ю. Петрова, Ю.В. Гамера // В мире неразрушающего контроля. – 2019. – Т. 22. – № 2. – С. 18-22.

101. Свод правил СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* (с Изменениями N 1, 2, 3). – М. : Госстрой, ФАУ «ФЦС», 2012. – 97 с.

102. Ляпичев, Д.М. Современные подходы к организации мониторинга напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов компрессорных станций / Д.М. Ляпичев, Б.Л. Житомирский // Газовая промышленность. – 2016. – № 11(745). – С. 46-53.

103. Гмурман, В. Е. Теория вероятностей и математическая статистика : учеб. пособие для вузов / В. Е. Гмурман. – М. : Юрайт, 2012. – 479 с.

104. Махутов, Н.А. Научно-методические основы дефектоскопии, диагностики и мониторинга состояний материалов и технических систем / Н.А. Махутов, М.М. Гаденин, В.В. Иванов, П.В. Миодушевский // Заводская лаборатория. Диагностика материалов. – 2015. – Т. 81. – № 10. – С. 47-56.

105. СТО Газпром 2-2.3-184-2007 Методика по расчету и обоснованию коэффициентов запаса прочности и устойчивости магистральных газопроводов на стадии эксплуатации и технического обслуживания.– Введ. 2008-05-14. – М., 2008. – 21 с.

106. Ревазов, А.М. Анализ аварийности на компрессорных станциях магистральных газопроводов / А.М. Ревазов, И.А. Леонович // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2014. – № 2(275). – С. 26-33.

107. Ревазов, А.М. Разработка сценариев развития аварийных ситуаций на компрессорных станциях магистральных газопроводов / А.М. Ревазов, И.А. Леонович // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2015. – №4 (281). – С. 78 – 88.

108. Камерштейн, А.Г. Условия работы стальных трубопроводов и резервы их несущей способности / А.Г. Камерштейн – М.: Стройиздат, 1966. – 242 с.

109. Аронов, Р.И. Испытание сооружений / Р.И. Аронов. – М. : Высшая школа, 1974. – 188 с.

110. Жемочкин, Б.Н. Теория упругости / Б.Н. Жемочкин. – М. : Гостройиздат, 1957. — 257 с.

111. Пестриков, В.М. Механика разрушения. Курс лекций / В.М. Пестриков, Е.М. Морозов. – СПб : ЦОП «Профессия», 2012. – 552 с.

112. Пермяков, В.Н. Предельные состояния, прочность и ресурс сосудов и трубопроводов при штатных и аварийных ситуациях : специальность 01.02.06 «Динамика, прочность машин, приборов и аппаратуры» : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Пермяков Владимир Николаевич. – Красноярск, 2001. – 307 с.

113. Кинасошвили, Р.С. Сопротивление материалов /

Р.С. Кинасошвили. – М. : Гл. ред. физ.-мат. лит-ры изд-ва «Наука», 1975. – 384 с.

114. Гусейнов, К.Б. Оценка параметров надежности магистральных газопроводов, испытывающих воздействие непроектных нагрузок : учебное пособие / К.Б. Гусейнов, С.И. Егоров, А.П. Завьялов, А.С. Лопатин. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2015. – 95 с.

115. Работнов, Ю.Н. Механика деформируемого твердого тела / Ю.Н. Работнов. – М. : Наука, 1988. – 711 с.

116. Тензорезисторы [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.155la3.ru/tenzoresistors.htm (Дата обращения: 19.04.2021).

117. Автоматизированные системы мониторинга конструкций ООО «МОНСОЛ РУС» [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://monsol.ru/ (Дата обращения: 19.04.2021).

118. Ettouney, M.M. Infrastructure Health in Civil Engineering: Theory and Components / Mohammed M. Ettouney, Sreenivas Alampalli. – Boca Raton : CRC Press, 2012. – 624 p.

119. Hua-Peng Chen. Structural Health Monitoring of Large Civil Engineering Structures / Hua-Peng Chen, Yi-Qing Ni. – John Wiley & Sons Ltd, 2018. – 328 p.

120. Бородавкин, П.П. Сооружение магистральных трубопроводов / П.П. Бородавкин, В.Л. Березин. – М. : Издательство «Недра», 1987. – 471 с.

121. Meo, M. On the optimal sensor placement techniques for a bridge structure / Michele Meo, Giuseppe Zumpano // Engineering Structures. – 2005. – № 27(10). – p. 1488-1497.

122. Barthorpe, R.J. Sensor Placement Optimization / Robert J. Barthorpe, Keith Worden // Encyclopedia of Structural Health Monitoring. – John Wiley and Sons, 2009.

123. Каплун, А.Б. ANSYS в руках инженера : практическое руководство / А. Б. Каплун, Е. М. Морозов, М. А. Олферьева. – Изд. 3-е. – М. : ЛИБРОКОМ, 2009. – 269 с.

124. Селезнев, В.Е. Основы численного моделирования магистральных трубопроводов / В.Е. Селезнев, В.В. Алешин, С.Н. Прялов. – Москва-Берлин : Директ-Медиа, 2014. – 436 с.

125. Житомирский, Б.Л. Применение комплексного подхода к разработке автоматизированных систем мониторинга технического состояния трубопроводов и оборудования компрессорных станций / Б.Л. Житомирский, Д.М. Ляпичев, М.М. Адмакин, Д.П. Никулина, Ф.Ф. Денисов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2018. – № 12. – С. 30-33.

126. Ляпичев, Д.М. Опыт и тенденции развития в области автоматизации системы диагностического обслуживания компрессорных станций / Д.М. Ляпичев, Д.П. Никулина, М.М. Адмакин // Науч.-техн. сб. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина «Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт». – 2019. – № 2. – С. 38-43.

127. Адмакин, М.М. Разработка системы мониторинга фундаментов, строительных конструкций и трубопроводов компрессорных цехов ПАО «Газпром» / М.М. Адмакин, М.М. Полетаев, Д.М. Ляпичев, Д.П. Никулина, С.В. Романов // Науч.-техн. сб. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина «Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт». – 2017. – № 2. – С. 11-19.

128. Бородин, В.И. Расчетно-экспериментальное обоснование эффективности применения систем мониторинга газопроводов для достоверной оценки их технического состояния / В.И. Бородин, Д.М. Ляпичев, Р.Е. Шепелев, Д.П. Никулина // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – №2 (110). – С. 28-33.

129. Ревазов, А.М. Разработка сценариев развития аварийных ситуаций на компрессорных станциях магистральных газопроводов / А.М. Ревазов, И.А. Леонович // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2015. –

№ 4(281). – С. 78-88.

130. Ляпичев, Д.М. Разработка и внедрение системы мониторинга НДС конструкций компрессорных станций газопроводов / Д.М. Ляпичев, Б.Л. Житомирский, М.М. Адмакин, М.М. Полетаев, А.С. Томилов, Д.П. Никулина // CADFEM Review. – 2018. – № 5. – С. 14-18.

131. Адмакин М.М. Опыт эксплуатации комплексной системы мониторинга технического состояния компрессорной станции / М.М. Адмакин, М.Г. Полетаев, С.В. Романов [и др.] // Научно-технический сборник Вести газовой науки. – 2020. – № 2(44). – С. 15-21.

132. Зельдович, Я.Б. Элементы прикладной математики / Я.Б. Зельдович, А.Д. Мышкис. – М. : Наука, 1967. – 648 с.

133. Никулина, Д.П. Разработка технических предложений по применению систем комплексного мониторинга площадных объектов магистральных газопроводов / Д.П. Никулина // Науч.-техн. сб. РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина «Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт». – 2021. – № 1. – С. 20-26.

134. Ляпичев, Д.М. Анализ результатов опытно-промышленной эксплуатации системы мониторинга технического состояния зданий, сооружений, технологического оборудования и трубопроводов компрессорной станции / Д.М. Ляпичев, М.М. Адмакин, С.В. Романов [и др.] // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2019. – № 2(110). – С. 54-58.

135. Балакришнан, А.В. Теория фильтрации Калмана / А.В. Балакришнан. – М. : Книга по Требованию, 2021. – 164 с.

136. Соколинский, Л.И. Вибродиагностика технологических трубопроводов и машин газовой, нефтяной и нефтеперерабатывающей отраслей промышленности : Jбщие положения. Первичные преобразователи. Нормирование колебаний / Л.И. Соколинский. – М. : РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2020. – 122 с.

137. Житомирский, Б.Л. Перспективные направления развития системы диагностического обслуживания газотранспортного оборудования компрессорных станций / Б.Л. Житомирский, Д.М. Ляпичев // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2020. – № 1 (115). – С. 56-58.

138. Белая книга о ликвидации последствий аварии на ТЭЦ-3 АО «НТЭК» и мерах, принятых компанией ПАО «ГМК «Норильский никель» [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.nornickel.ru/files/ru/investors/white-paper-2020.pdf (Дата обращения: 19.10.2021).

139. Карпусь, Н.И. Анализ риска вертикальных стальных резервуаров / Н.И. Карпусь // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. – № 1. – С. 27-31.

140. Васильев, Г.Г. Анализ причин аварий вертикальных стальных резервуаров / Г.Г. Васильев, А.П. Сальников // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 2. – С. 106-108.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ПРИМЕР ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛОЩАДНЫХ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Таблица А.1 – Расчет стоимости жизненного цикла системы мониторинга за период эксплуатации 50 лет

Год экспл.	**0**	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
$И_i + Э_i$, тыс.₽	30 000	0,0	0,0	0,0	528,8	0,0	0,0	0,0	569,9	0,0	0,0	0,0	614,1
$\Delta ЗП_i$, тыс.₽	0	-1200,0	-1177,4	-1155,1	-1133,3	-1112,0	-1091,0	-1070,4	-1050,2	-1030,4	-1010,9	-991,9	-973,2
СЖЦ, тыс.₽	30 000	28800,0	27622,6	26467,5	25863,0	24751,0	23660,0	22589,6	22109,3	21078,9	20068,0	19076,1	18717,1
Год экспл.	**13**	**14**	**15**	**16**	**17**	**18**	**19**	**20**	**21**	**22**	**23**	**24**	**25**
$И_i + Э_i$, тыс.₽	0,0	0,0	0,0	661,8	0,0	0,0	0,0	713,2	0,0	0,0	0,0	768,6	0,0
$\Delta ЗП_i$, тыс.₽	-954,8	-936,8	-919,1	-901,8	-884,8	-868,1	-851,7	-835,6	-819,8	-804,4	-789,2	-774,3	-759,7
СЖЦ, тыс.₽	17762,3	16825,5	15906,4	15666,5	14781,7	13913,7	13062,0	12939,6	12119,7	11315,4	10526,2	10520,4	9760,7
Год экспл.	**26**	**27**	**28**	**29**	**30**	**31**	**32**	**33**	**34**	**35**	**36**	**37**	**38**
$И_i + Э_i$, тыс.₽	0,0	0,0	828,2	0,0	0,0	0,0	892,5	0,0	0,0	0,0	961,8	0,0	0,0
$\Delta ЗП_i$, тыс.₽	-745,4	-731,3	-717,5	-704,0	-690,7	-677,7	-664,9	-652,3	-640,0	-627,9	-616,1	-604,5	-593,1
СЖЦ, тыс.₽	9015,4	8284,1	8394,8	7690,8	7000,1	6322,5	6550,2	5897,8	5257,8	4629,9	4975,6	4371,2	3778,1
Год экспл.	**39**	**40**	**41**	**42**	**43**	**44**	**45**	**46**	**47**	**48**	**49**	**50**	
$И_i + Э_i$, тыс.₽	0,0	1036,5	0,0	0,0	0,0	1117,0	0,0	0,0	0,0	1203,7	0,0	0,0	
$\Delta ЗП_i$, тыс.₽	-581,9	-570,9	-560,1	-549,6	-539,2	-529,0	-519,0	-509,2	-499,6	-490,2	-481,0	-471,9	
СЖЦ, тыс.₽	3196,2	3661,8	3101,7	2552,2	2013,0	2600,9	2081,9	1572,7	1073,1	1786,5	1305,6	**833,7**	

Таблица А.2 – Оценка целесообразности внедрения системы мониторинга технического состояния на примере технологических трубопроводов КС

Предельное состояние (ПС)	**Условная вероятность перехода к ПС**	**Вероятность перехода к ПС**	**Условная вероятность устранения ПС**	**Вероятность устранения ПС**	**Ущерб от ПС, тыс. руб.**	**Снижение риска, тыс. руб.**
	$P\left(ПС_i \middle| A\right)$	$P_t\left(B_i\right) = P_t\left(ПС_i\right)$	$P\left(C_i \middle| B_i\right)$	$P_t\left(C_i\right)$	y_i	ΔR
ПС1	9%	$0{,}09 \cdot 10^{-4}$	81%	$0{,}073 \cdot 10^{-4}$	400 000	2,916
ПС2	23%	$0{,}23 \cdot 10^{-4}$	81%	$0{,}186 \cdot 10^{-4}$	250 000	4,658
ПС3	10%	$0{,}10 \cdot 10^{-4}$	81%	$0{,}081 \cdot 10^{-4}$	300 000	2,430
ПС4	30%	$0{,}30 \cdot 10^{-4}$	56%	$0{,}168 \cdot 10^{-4}$	350 000	5,880
ПС5	17%	$0{,}17 \cdot 10^{-4}$	25%	$0{,}043 \cdot 10^{-4}$	400 000	1,700
ПС6	11%	$0{,}11 \cdot 10^{-4}$	25%	$0{,}028 \cdot 10^{-4}$	250 000	0,688
Сумма	100%	$P\left(A\right) = 10^{-4}$	–	$\Delta P\left(A\right) = 0{,}578 \cdot 10^{-4}$		**18,271**
Суммарное снижение риска за рассматриваемый период эксплуатации (50 лет), тыс. руб.						**913,6**
Стоимость системы мониторинга, тыс. руб. (Таблица А.1)						**833,7**
Интегральный коэффициент целесообразности и эффективности системы мониторинга, $K_{см}$						**1,1**

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

РАСЧЕТ СНИЖЕНИЯ УРОВНЯ ТЕХНОГЕННОГО РИСКА ПРИ ВНЕДРЕНИИ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРА РВС-30000

Таблица Б.1 – Расчет снижения уровня техногенного риска при внедрении автоматизированного мониторинга технического состояния резервуара РВС-30000

Величина	**Сценарий**								
	1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**
Приемлемый риск, $P(A)$, 1/год	10^{-5}	10^{-5}	10^{-5}	10^{-5}	10^{-5}	10^{-5}	10^{-5}	10^{-5}	10^{-5}
Срок эксплуатации, τ, лет	35	35	35	35	35	35	35	35	35
Условная вероятность разрушения по причине осадки, $P(\text{ПС}_1 \mid A)$	2%	2%	2%	20%	20%	20%	46%	46%	46%
Условная вероятность заблаговременной фиксации дефекта, $P(B_1 \mid \text{ПС}_1)$	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%	95%
Условная вероятность предупреждения разрушения по данным СМ, $P(C_1 \mid B_1)$	30%	50%	70%	30%	50%	70%	30%	50%	70%
Ущерб от разрушения, $У_1$, млрд руб.	150,9	150,9	150,9	150,9	150,9	150,9	150,9	150,9	150,9
Совокупное снижение риска, ΔR, тыс. руб.	**301,0**	**501,7**	**702,4**	**3010,5**	**5017,5**	**7024,5**	**6924,1**	**11540,2**	**16156,3**