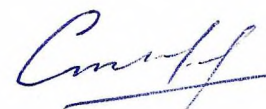


МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

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

На правах рукописи



**Строгонов Андрей Юрьевич**

**МОДЕЛИ И АЛГОРИТМЫ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ  
ГАЗСИГНАЛИЗАТОРОВ В АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ  
ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРЕДПОЖАРНЫХ И ВЗРЫВООПАСНЫХ  
РЕЖИМОВ**

Специальность: 2.3.3 – Автоматизация и управление  
технологическими процессами и производствами (технические науки)

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
доктор технических наук, доцент  
Самарин Илья Вадимович

Москва – 2025

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	5
<b>ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗСИГНАЛИЗАТОРОВ В АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРЕДПОЖАРНЫХ И ВЗРЫВООПАСНЫХ РЕЖИМОВ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ</b> .....	16
1.1 Особенности применения газосигнализаторов на объектах нефтеперерабатывающих заводов.....	21
1.1.1 Анализ классификации, типов, общих особенностей применения и предложения на рынке газосигнализаторов.....	21
1.1.2 Анализ структурных особенностей газосигнализаторов и их подключения .....	33
1.1.3 Особенности технического обслуживания и калибровки датчиков в газосигнализаторах .....	37
1.1.4 Методы размещения датчиков на наружных технологических установках нефтеперерабатывающих заводов .....	43
1.2 Опасные события на наружных технологических установках .....	48
1.2.1 Виды, характеристики и причины опасных событий на объектах нефтеперерабатывающих заводов и их предупреждение с помощью газосигнализаторов .....	48
1.2.2 Специфика технологических процессов, протекающих на наружных технологических установках.....	53
Выводы по первой главе.....	56
<b>ГЛАВА 2 МОДЕЛИРОВАНИЕ ВАРИАНТОВ ДИСЦИПЛИНЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ СТАЦИОНАРНЫХ ТЕРМОХИМИЧЕСКИХ ГАЗСИГНАЛИЗАТОРОВ, УСТАНОВЛЕННЫХ ВОКРУГ НАРУЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК НА ОБЪЕКТАХ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА</b> .....	58
2.1 Расчет регламентированного количества выносных датчиков газосигнализаторов для наружных технологических установок.....	64
2.1.1 Расчет регламентированного количества выносных датчиков газосигнализаторов для наружных технологических установок прямоугольной формы .....	65
2.1.2 Расчет регламентированного количества выносных датчиков газосигнализаторов для наружных технологических установок в форме произвольного многоугольника .....	68

2.1.3	Расчет регламентированного количества выносных датчиков газосигнализаторов для наружных технологических установок в виде замкнутой кривой произвольной формы.....	74
2.2	Расчет регламентированного времени технического обслуживания выносных датчиков газосигнализаторов для наружных технологических установок.....	79
2.2.1	Расчет регламентированного количества мероприятий по калибровке всех термохимических датчиков.....	79
2.2.2	Алгоритм расчета регламентированного времени диагностирования газосигнализаторов и количественного состава бригады для его проведения в установленный срок.....	85
2.3	Модель оценки готовности термохимических датчиков, установленных вокруг наружных технологических установок.....	92
	Выводы по второй главе.....	111

### **ГЛАВА 3 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИЗМЕНЕНИЯМ В ДИСЦИПЛИНЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И КОНТРОЛЮ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗСИГНАЛИЗАТОРОВ В АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРЕДПОЖАРНЫХ И ВЗРЫВООПАСНЫХ РЕЖИМОВ.....**

3.1	Оценка регламентированного времени проведения мероприятий технического обслуживания выносных датчиков газосигнализаторов	114
3.1.1	Оценка минимально возможного регламентированного количества выносных датчиков газосигнализаторов.....	114
3.1.2	Оценка величины периметров наружных технологических установок объектов нефтеперерабатывающих заводов.....	117
3.1.3	Оценка числа и времени мероприятий технического обслуживания выносных датчиков газосигнализаторов.....	120
3.1.4	Оценка стоимости обслуживания газосигнализаторов для наружных технологических установок.....	132
3.2	Обоснование выбора вида нейронной сети для моделирования процессов технического обслуживания выносных датчиков.....	134
3.3	Моделирование процессов технического обслуживания выносных датчиков с помощью нейронной сети.....	137
3.3.1	Архитектура нейронной сети по моделированию технического обслуживания газосигнализаторов для наружных установок объектов нефтеперерабатывающих заводов.....	138
3.3.2	Определение категорий входных данных нейронной сети.....	141
3.3.3	Работа нейронной сети на втором, третьем, четвертом и пятом уровнях.....	155

3.3.4 Обучение и выходные данные нейронной сети.....	158
3.4 Применение выходных данных нейронной сети в управлении диагностическими мероприятиями для подтверждения готовности газосигнализаторов.....	159
Выводы по третьей главе.....	161
<b>ГЛАВА 4 ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ РАЗРАБОТАННЫХ МОДЕЛЕЙ И АЛГОРИТМОВ .....</b>	<b>163</b>
4.1 Программы, созданные с помощью разработанных моделей .....	163
4.1.1 Программа расчета регламентированного числа газосигнализаторов, устанавливаемых в пожаровзрывоопасных зонах наружных технологических установок в форме произвольного многоугольника.....	163
4.1.2 Программа расчета регламентированного числа газосигнализаторов, устанавливаемых в пожаровзрывоопасных зонах наружных технологических установок произвольной формы.....	167
4.1.3 Программа расчета регламентированного числа газосигнализаторов, устанавливаемых в пожаровзрывоопасных зонах наружных технологических установок прямоугольной формы...	169
4.1.4 Программа для оценки готовности, регламентированного времени работы, численности работников при техническом обслуживании газосигнализаторов.....	171
4.2 Моделирование регламентированного числа и состава бригад при техническом обслуживании газосигнализаторов на реальном объекте нефтеперерабатывающего завода .....	173
4.3 Тестирование работы модели сверточной нейронной сети для оценки готовности газосигнализаторов.....	177
Выводы по четвертой главе .....	185
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>186</b>
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ .....</b>	<b>189</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....</b>	<b>190</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное). Свидетельства о государственной регистрации баз данных и программы для электронно-вычислительных машин .....</b>	<b>204</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б (обязательное). Акты внедрения результатов диссертационной работы .....</b>	<b>213</b>

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования.** Составной частью отечественной промышленности являются объекты топливно-энергетического комплекса (ТЭК), состояние пожарной безопасности (ПБ) которых является наиболее важной целью их защиты.

Приоритетные направления государственной политики и мероприятия в области пожарной безопасности определены Указом Президента Российской Федерации от 1 января 2018 г. № 2 «Об утверждении Основ государственной политики Российской Федерации в области пожарной безопасности на период до 2030 года». Одним из них является разработка и внедрение инновационных технологий обнаружения пожаров в начальной фазе их развития. В связи с этим создание новых средств и технологий предотвращения и обнаружения пожаров представляется актуальной задачей.

Одним из стратегически важных объектов ТЭК является нефтеперерабатывающий завод (НПЗ), на котором в процессе разных технологических цепочек хранится и используется масса пожаровзрывоопасных продуктов и сырья, что, в свою очередь, создает существенную опасность возникновения крупных техногенных аварий. При этом важно непрерывно обеспечивать сохранность находящихся на данных объектах защиты материальных средств и совершенствовать методы предотвращения опасных ситуаций на протяжении всего технологического цикла на НПЗ.

Наиболее значимыми для предотвращения пожаров мерами являются задачи по информированию дежурной смены объектов о состоянии среды в зоне их ответственности с помощью автоматизированной системы предотвращения предпожарных и взрывоопасных режимов (АСППВР). Как правило, большую часть сведений передают газосигнализаторы, датчики которых устанавливаются во всех критически важных с точки зрения возникновения пожаров местах.

Принятая сегодня периодичность работ по их обслуживанию основана на использовании нормативов организации и утвержденных ею графиков

технического обслуживания (ТО), что не всегда учитывает реальный расход технического ресурса. Таким образом, в определенный момент времени на участке наружной технологической установки (НТУ) допустимый пожарный риск может быть превышен вследствие недостоверности мониторинга фактического нижнего концентрационного предела распространения пламени (НКПР) из-за необратимого снижения чувствительности термохимических датчиков (ТХД), обусловленного, в свою очередь, физическим износом, воздействием окружающей среды, отравлением (дезактивацией) катализатора чувствительных элементов (ЧЭ) датчика при химическом взаимодействии с инертными газами, а также с кремнийорганическими, галогенсодержащими, фосфорорганическими соединениями, соединениями серы.

Проблема исследования заключается в снижении вероятности срабатывания термохимического датчика газосигнализатора при фактическом превышении объемной доли горючего газа или пара в воздушной среде.

Таким образом, актуальность исследования определяется необходимостью описания нового подхода к планированию сроков выполнения работ по ТО датчиков газосигнализаторов, установленных вокруг наружных технологических установок, в зависимости от скорости расходования технического ресурса. Данный подход заключается в разработке моделей и алгоритма диагностирования газосигнализаторов в целях улучшения качества принятия решений по обеспечению ПБ на объектах НПЗ.

**Степень разработанности темы исследования.** Проблемы функционирования автоматизированных систем и технических средств раннего обнаружения пожара на высокорисковых объектах исследовали многие ученые:

1) вопросы диагностики и технического обслуживания АСППВР – Н.Г. Топольский, А.А. Абросимов, А.В. Фёдоров, Н.П. Блудчий, А.Н. Членов, Л.Т. Танклевский, Т.А. Буцынская, А.В. Семериков, Е.Н. Ломаев, Ф.И. Шаровар, Д.М. Арутюнян;

2) вопросы повышения информативности технических и программных средств в составе АСППВР – А.А. Лукьянченко, Ю.В. Прус, А.П. Сатин,

А.А. Порошин, М.И. Лебедева, Praveen Sekhar, Wang Bowen, Tomasz Adrikowski, L. Spinelle, M. Aleixandre, M. Gerboles.

Н.Г. Топольский сформировал научную школу по автоматизированным системам и средствам предотвращения и ликвидации пожаров и чрезвычайных ситуаций на высокорисковых объектах [1]. Совместно с Н.Г. Топольским такие ученые, как А.А. Абросимов, А.В. Фёдоров, Н.П. Блудчий, исследовали проблемы диагностики функционирования технических средств АСППВР, формирования сигналов об отклонениях параметров технологического оборудования от уставок (информационная подсистема АСППВР), а также информирования оператора подсистемы и персонала АСУТП о неисправностях технических средств (управляющая подсистема АСППВР) [2]. Совместно с Н.П. Блудчим были опубликованы работы, посвященные основам обеспечения интегральной безопасности высокорисковых объектов [3], а также опасности массового поражения при крупных техногенных авариях [4].

Ф.И. Шаровар, Д.М. Арутюнян ввели термин «пожаропредупредительная автоматика», характеризующий технологию раннего обнаружения очага загорания [5; 6]. В развитие данного направления А.Н. Членов ввел термин «пожарно-предупредительная сигнализация» для определения интегрированной системы, объединяющей пожарную сигнализацию и подсистему газового анализа [7], выполнил оценку влияния подсистемы обнаружения пожара на эффективность автоматизированной системы противопожарной защиты [8], разработал новые методы, обеспечивающие сокращение времени обнаружения пожара и оповещения о пожаре [9; 10]. Системы и технические средства раннего обнаружения пожара совместно с А.Н. Членовым исследовали Т.А. Буцынская, А.В. Фёдоров [11; 12]. Кроме того, А.В. Фёдоров и Т.А. Буцынская уделяли большое внимание вопросам развития автоматических пожарных извещателей [13; 14]. А.В. Фёдоров совместно с Е.Н. Ломаевым, А.А. Лукьянченко и А.В. Семериковым рассматривали процесс технического обслуживания «по состоянию» с точки зрения возможности снижения воздействия человеческого фактора на функционирование устройств [15]. Л.Т. Танклевский исследовал такой недостаток систем противопожарной

защиты, как ограниченная надежность [16], что обосновывает необходимость регулярного технического обслуживания данных систем для поддержания их готовности к применению.

А.А. Лукьянченко совместно с А.В. Фёдоровым и Е.Н. Ломаевым провели анализ моделей и методов по определению параметров полей концентраций пожаровзрывоопасных веществ в атмосфере открытых технологических установок [17]. М.И. Лебедева предложила новое программное и информационное обеспечение АСУ противопожарной защиты технологических процессов переработки нефти [18; 19]. Ю.В. Прус и А.П. Сатин в своих работах [20; 21] рассматривали необходимость разработки и совершенствования автоматизированных систем поддержки принятия решений, связанных с определением оптимальных алгоритмов очередности обслуживания и ремонта, требуемого количества ремонтных бригад в целях прогнозирования уровня готовности техники. А.А. Порошиным были предложены решения по снижению влияния начальных климатических условий на реакции срабатывания пожарных извещателей [22].

Wang Bowen работал над проблемой снижения чувствительности каталитических датчиков с течением времени из-за воздействия факторов окружающей среды и писал о необходимости их регулярной калибровки [23]. Praveen Sekhar уделял внимание разработке новых электрохимических датчиков для интеллектуальных систем с учетом проблем существующих датчиков [24]. Новый метод компенсации «нулевого дрейфа» электрохимического датчика предложил Tomasz Adrikowski [25]. L. Spinelle, M. Aleixandre и M. Gerboles исследовали влияние температуры, влажности на проблему «нулевого дрейфа» электрохимического датчика, а также новые подходы к калибровке данных датчиков [26].

Однако в проанализированных работах не представлены математические оценки корректировки времени ТО с учетом расходования технического ресурса. Мало упоминается и математически не формализовано влияние условий внешней среды, связанных с изменением климата, производственными выбросами, топологией. Опубликованы работы, анализирующие проблемы использования

газовых пожарных извещателей, а не газосигнализаторов. Невелико количество работ, посвященных применению термохимических газосигнализаторов, которые довольно часто устанавливаются на современных производственных объектах сегодня. Не в полной мере исследована проблема расхода ресурса датчика и ее связь с действующими подходами к техническому обслуживанию.

**Объектом исследования** является вспомогательный технологический процесс технического обслуживания автоматизированной системы предотвращения предпожарных и взрывоопасных режимов.

**Предметом исследования** являются модели и алгоритмы, оказывающие управляющее воздействие на процесс диагностирования газосигнализаторов в автоматизированной системе предотвращения предпожарных и взрывоопасных режимов.

**Целью исследования** является совершенствование технического обслуживания автоматизированной системы предотвращения предпожарных и взрывоопасных режимов на основе моделей и алгоритмов диагностирования газосигнализаторов.

Поставленная в исследовании цель достигается путем решения следующих **научных задач**:

1. Провести анализ текущего состояния управляемых процессов диагностики газосигнализаторов в АСППВР на объектах НПЗ, особенностей их технического обслуживания, методов размещения, опасных событий и их связи с газосигнализаторами.

2. Разработать группу моделей для оценки числа датчиков вокруг наружных технологических установок разной формы, числа мероприятий по их калибровке, готовности к применению газосигнализаторов в АСППВР.

3. Разработать алгоритм расчета регламентированного времени диагностирования газосигнализаторов и количественного состава бригады для его проведения в установленный срок.

4. Разработать алгоритм управления диагностическими мероприятиями для подтверждения готовности газосигнализаторов к использованию в АСППВР на наружных технологических установках НПЗ с применением нейронной сети (НС).

**Методология и методы исследования.** Для решения поставленных в исследовании задач применялись методы системного анализа (при подготовке результатов анализа использования на объектах нефтепереработки газосигнализаторов), методы теории вероятностей и математической статистики (при расчете числа состояний совокупности датчиков, при сборе и анализе статистических данных для первой главы), методы теории случайных процессов (при построении марковской модели оценки готовности газосигнализаторов), методы теории графов (при описании переходов совокупности датчиков между состояниями «готов» и «не готов»).

**Научная новизна** диссертационной работы заключается в развитии методов моделирования процессов планирования технического обслуживания оборудования нижнего уровня информирования АСУТП. При этом впервые получены следующие научные результаты:

1. Комплекс математических моделей для способа оценки регламентированного времени мероприятий по ТО газосигнализаторов. Модели позволяют последовательно определить число датчиков, установленных вокруг наружных технологических установок объекта переработки нефти, количество мероприятий по их обслуживанию в зависимости от условий внешней среды. На основе модели оценки количества датчиков газосигнализаторов для различных типов наружных технологических установок рассчитаны периметры, что позволило оценить минимально возможное количество устанавливаемых вокруг них газосигнализаторов в соответствии с действующими нормативными документами. Модель для определения количества необходимых мероприятий по ТО отражает связь данного числа с изменением коэффициентов преобразования, выраженным через функцию зависимости от состояния агрессивности среды.

2. Модель оценки готовности к применению газосигнализаторов в АСППВР. Для нее выполнен расчет динамики переходов состояний совокупности

датчиков термохимических газосигнализаторов на объекте НПЗ с учетом проводимых диагностических мероприятий. Расчеты с использованием данной модели могут дополнить информационную подсистему АСППВР.

3. Алгоритм планирования диагностических мероприятий для подтверждения готовности газосигнализаторов к применению в АСППВР на НТУ НПЗ, учитывающий рекомендации по времени ТО газосигнализаторов по итогам расчета выхода сверточной нейронной сети (СНС). Его внедрение в АСППВР для объектов НПЗ позволит лицу, принимающему решение (ЛПР), дежурной смены всегда иметь оперативную информацию по каждому датчику и необходимым срокам его обслуживания. Предлагается проводить анализ данных на основе разработанной архитектуры СНС. Обучение и тестирование модели, настройку в ней параметров, оценку адекватности можно провести после настройки СНС с использованием большого объема входных данных.

**Теоретическая значимость** полученных научных результатов заключается в развитии научных представлений об использовании функционирующих сегодня датчиков и газосигнализаторов в реальных условиях обстановки на объектах НПЗ с учетом накопленного опыта их эксплуатации.

**Практическая значимость** исследования определяется возможностью использования разработанных моделей и алгоритма в системах принятия решений при оценке ЛПР реальной обстановки на объекте. Полученные результаты позволяют предоставлять ЛПР более точную информацию о состоянии и готовности газосигнализаторов к применению с учетом предотвращения перехода их в предаварийные режимы, вызванные влиянием внешних факторов, что позволит ЛПР оперативно принимать решения, направленные на приведение их в готовность.

**Степень достоверности полученных результатов** основана на корректности постановки задач, использовании апробированного математического аппарата, четкости и ясности выявляемых эффектов, в том числе на статистике технических параметров процесса диагностирования газосигнализаторов, а также на апробации результатов диссертационного исследования на научно-технических конференциях,

публикации результатов работы в печати, сравнении результатов с выводами исследований по аналогичным направлениям.

**На защиту выносятся:**

1. Результаты анализа использования на объектах нефтепереработки приборов нижнего уровня информирования АСУТП по классификации в соответствии с физическими методами анализа и конструктивным исполнением.

2. Группа математических моделей для способа оценки регламентированного времени проведения мероприятий по ТО газосигнализаторов в зависимости от влияния нескольких групп параметров (параметров модели чувствительного элемента датчика, климатических факторов и топологии местности, параметров работы персонала).

3. Алгоритм расчета регламентированного времени диагностирования газосигнализаторов и количественного состава бригады для его проведения в установленный срок.

4. Модель оценки готовности газосигнализаторов к применению в АСППВР, позволяющая оценить динамику переходов состояний совокупности датчиков термохимических газосигнализаторов на объекте НПЗ.

5. Алгоритм планирования диагностических мероприятий для подтверждения готовности газосигнализаторов в АСППВР на НТУ НПЗ, учитывающий выводы сверточной нейронной сети.

**Апробация работы.** Основные теоретические и практические результаты, представленные в диссертации, докладывались и обсуждались на научных, научно-технических, научно-практических конференциях: XII Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика)» (Москва, 24–27 октября 2017 г.); XII Научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России» (Москва, 12–14 февраля 2018 г.); 72-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2018» (Москва, 23–26 апреля 2018 г.); 73-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2019» (Москва, 22–25 апреля 2019 г.); XIII Всероссийской конференции молодых

ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика) (Москва, 22–25 октября 2019 г.); IX Научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Проблемы техносферной безопасности – 2020» (Москва, 7 апреля 2020 г.); 74-я Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2020» (Москва, 2020 г.); 75-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2021» (Москва, 26–29 апреля 2021 г.); XIV Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика) (Москва, 14–18 ноября 2022 г.); XII Международной научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Проблемы техносферной безопасности – 2023» (Москва, 25 апреля 2023 г.); VII региональной научно-технической конференции, посвященной 100-летию В.Л. Березина «Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России» (Москва, 19–21 сентября 2023 г.); XV Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика) (23–25 октября 2023 г.); XIII Международной научно-практической конференции молодых ученых и специалистов «Проблемы техносферной безопасности – 2024» (Москва, 16 апреля 2024 г.)

**Публикации.** По теме диссертационного исследования опубликовано 18 работ в рецензируемых изданиях, включенных в перечень ВАК России (включая 3 работы, индексируемые в международных базах данных), 13 докладов и тезисов – в сборниках научных трудов и материалах международных, всероссийских конференций. Получено 8 свидетельств Роспатента о государственной регистрации программы для ЭВМ.

**Личный вклад автора.** Все выносимые на защиту научные положения разработаны автором лично. Все публикации, в том числе подготовленные в соавторстве, в которых отражено основное содержание диссертационной работы, были инициированы и спланированы автором. В работах, написанных в соавторстве, автору принадлежат разработанные модели, алгоритмы и методы решения

поставленных в исследовании задач. Расчеты, представленные в диссертации, получены автором лично на основе применения разработанных моделей и программ.

**Внедрение результатов работы.** Результаты, представленные в диссертационной работе автора, использованы и внедрены (Приложение Б):

- при обновлении одного из модулей корпоративной системы принятия решений при оценке ответственным лицом реальной обстановки на объектах нефтеперерабатывающего завода ООО «Первый Завод», которое заключается в появлении возможности передачи более точной информации оператору о состоянии и готовности газосигнализаторов к применению с учетом предотвращения перехода их в предаварийные режимы, вызванные влиянием внешних факторов;

- в качестве основы для расширения спектра деятельности компании ООО «Аверс» (оказывающей услуги в области инженерных изысканий, инженерно-технического проектирования, экспертизы промышленной безопасности) при внесении корректировок в годовой график проведения технического обслуживания и ремонта измерительных приборов для определения предельно допустимых концентраций (ПДК) и дозрывных концентраций (ДВК), а также при внесении изменений в технологические карты отдельных моделей газосигнализаторов;

- при практическом применении разработанного программного модуля «Информационно-аналитическая система диагностирования газосигнализаторов» в деятельности компании ООО «СТД – Системы технической диагностики» в целях автоматизации и оптимизации процессов диагностики технического состояния объектов магистральных и распределительных газопроводов, а также повышения качества экспертизы промышленной безопасности;

- в целях увеличения объема услуг, оказываемых ООО «Центр мониторинга новых технологий» в области мониторинга, анализа и внедрения новых технологий, в виде комплекса рекомендаций при разработке и утверждении плановых графиков технического обслуживания газосигнализаторов, а также при мониторинге функционирования метеорологических комплексов на станциях контроля загрязнения воздуха;

– в научной работе, посвященной разработке и внедрению инновационных средств активной защиты от пожаров зданий и сооружений топливно-энергетического комплекса, расположенных в холодных климатических районах и арктической зоне Российской Федерации (распоряжением Правительства Российской Федерации от 28 октября 2024 года № 3026-р присуждена (в составе коллектива) премия Правительства Российской Федерации в области науки и техники);

– при изучении дисциплин кафедры пожарной автоматики Академии ГПС МЧС России «Производственная и пожарная автоматика» и «Основы производственной и пожарной автоматики», дисциплины кафедры информационных технологий УНК АСИТ Академии ГПС МЧС России «Системы поддержки принятия решений»;

– для развития методологии проектирования автоматизированных информационных систем поддержки принятия управленческих решений в области предотвращения и ликвидации пожаров и ЧС, являющейся одним из направлений научно-технической деятельности кафедры информационных технологий УНК АСИТ Академии ГПС МЧС России;

– в учебной деятельности РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина при разработке рабочих программ дисциплин «Технические средства автоматизации и управления», «Технологические измерения и приборы» в виде описания порядка расчета динамики переходов внутри совокупности термохимических датчиков с учетом теоретически описанной модели оценки готовности датчиков, а также в виде учебно-методических указаний к нескольким лабораторным работам.

**Структура и объем работы.** Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения, списка используемых сокращений, списка литературы из 175 наименований и 2 приложений на 19 листах. Общий объем работы составляет 222 страницы текста, 23 таблицы и 45 рисунков.

## **ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗСИГНАЛИЗАТОРОВ В АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРЕДПОЖАРНЫХ И ВЗРЫВООПАСНЫХ РЕЖИМОВ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ**

Пожары для объектов НПЗ являются наиболее разрушительным бедствием, приводящим к большим материальным и человеческим потерям.

Согласно данным Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору за 2021 г. [27] на опасных объектах нефтехимических и нефтегазоперерабатывающих производств, а также на объектах нефтепродуктообеспечения основными видами аварий являются взрывы (60 % от общего числа) и пожары (20 % от общего числа). В документе [27] также отражены характерные нарушения требований промышленной безопасности в 2021 г. Среди них отдельно стоит отметить: отсутствие систем управления технологическими процессами и противоаварийной автоматической защиты; неудовлетворительную организацию и проведение работ по техническому обслуживанию и ремонту технологического оборудования. На объектах нефтегазодобычи аварии, связанные с пожарами и взрывами, составили за 2021 г. 43 % [27]. Одной из причин аварий на данных объектах стало отсутствие средств контроля загазованности в месте производства работ, а также средств сигнализации и блокировки при возникновении опасной концентрации взрывоопасной смеси. Основными причинами возникновения аварий стали ошибки персонала эксплуатирующих и сервисных организаций, связанные с несоблюдением требований законодательства в области промышленной безопасности при техническом обслуживании и ремонте основного технологического и вспомогательного оборудования [27]. В Таблице 1.1 приведены статистические данные по динамике количества пожаров и взрывов за период с 2008 по 2022 гг. на объектах нефтехимических и нефтегазоперерабатывающих производств. Линия тренда на Рисунке 1.1 для распределения взрывов имеет нисходящий характер, для распределения пожаров – восходящий. В целом на графике (см. Рисунок 1.1) видим, что за 14 лет динамика слабо меняется и количество пожаров и взрывов на опасных производственных объектах остается

примерно на одном уровне. И это при том, что за данный период технические средства предупреждения пожаров и взрывов претерпели усовершенствования, их количество увеличилось, а качество повысилось. Кроме того, следует обратить внимание на следующий факт. В октябре 2019 г. произошел прорыв дамбы в Красноярском крае, в результате чего 17 человек погибли, 27 пострадали. Эту катастрофу Ростехнадзор в статистике не стал учитывать, так как данное гидротехническое сооружение не было зарегистрировано в установленном порядке и проверки его не проводились [28]. Данные Таблицы 1.1, вероятно, могут существенно отличаться от реального состояния рассматриваемых объектов, особенно если принимать во внимание, что некоторые аварии могли быть без жертв и сопровождаться минимальными потерями, поэтому предприятия могли не представить данные по этим авариям в территориальные органы Ростехнадзора.

Согласно статистическим данным ФГБУ ВНИИПО МЧС России за период с 2006 по 2022 гг. [29–45] в РФ произошло свыше 3,8 млн пожаров (Рисунок 1.2).

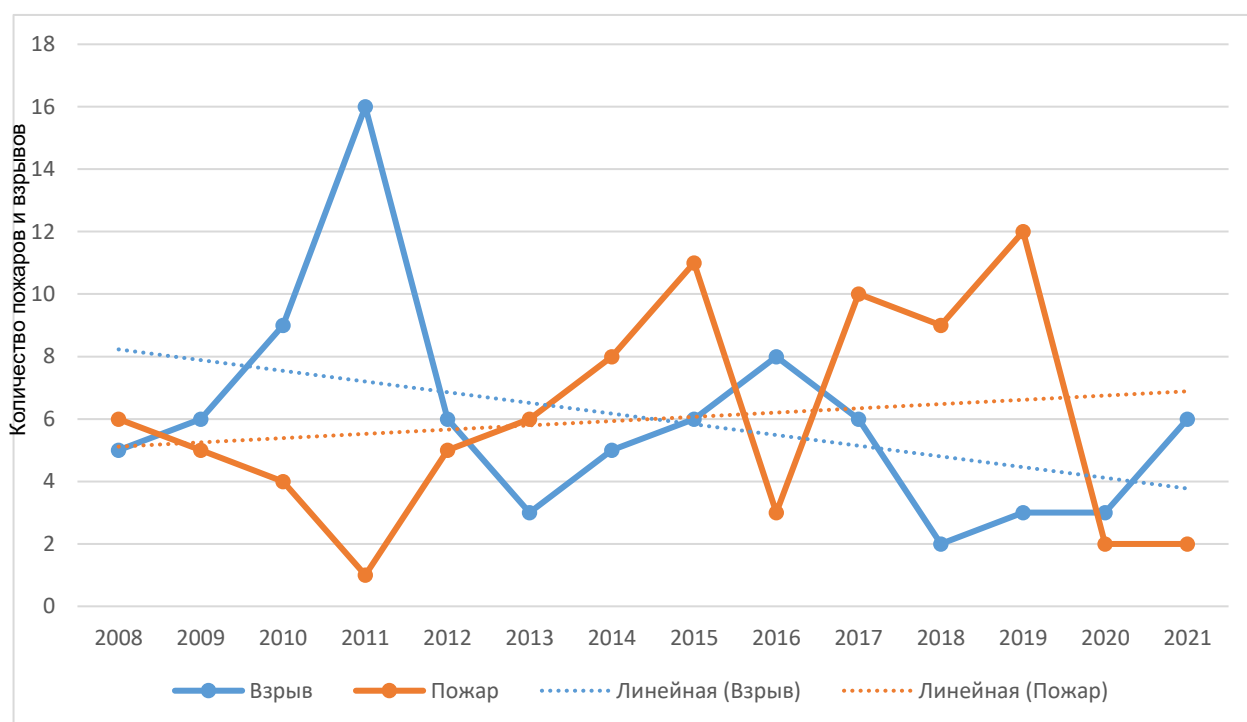


Рисунок 1.1 – Распределение взрывов и пожаров на опасных производственных объектах нефтехимической и нефтегазоперерабатывающей промышленности за 2008–2021 гг.

Таблица 1.1 – Статистика количества пожаров и взрывов за 2008–2022 гг. на объектах нефтехимических и нефтегазоперерабатывающих производств

Вид ЧС	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Взрыв	5	6	9	16	6	3	5	6	8	6	2	3	3	6	11
Пожар	6	5	4	1	5	6	8	11	3	10	9	12	2	2	

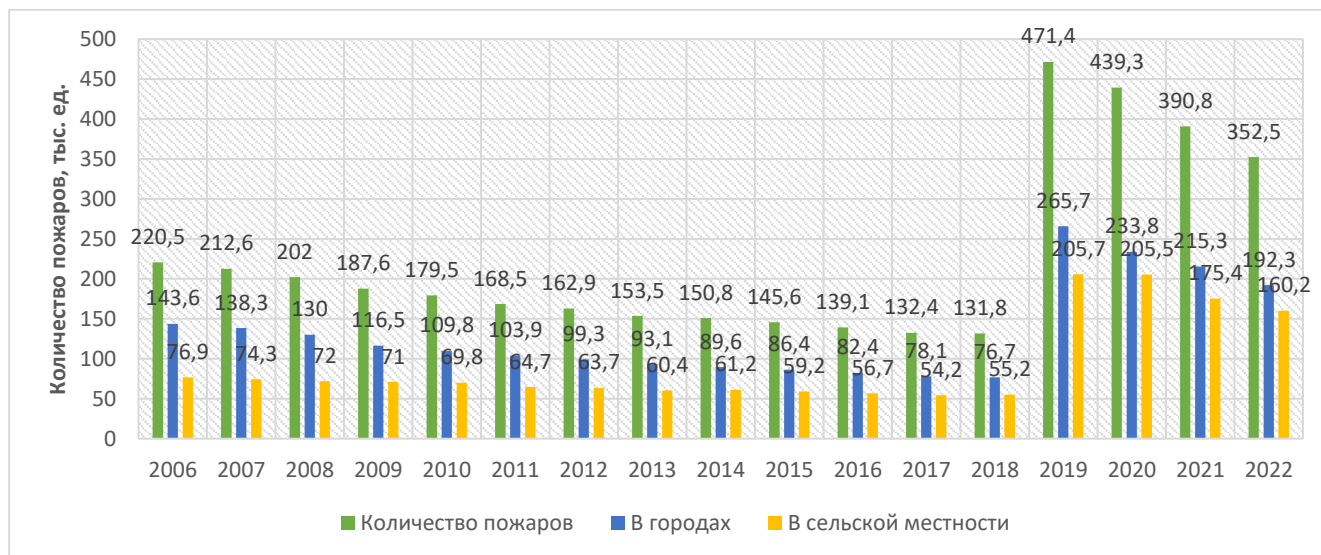


Рисунок 1.2 – Динамика числа пожаров в РФ с 2006 по 2022 гг. [29–45]

Прямой материальный ущерб от пожаров за этот же период времени превысил 261 млрд руб. [29–45] и, как видно на Рисунке 1.3, имеет стабильный восходящий тренд. В [46] отмечены существенные объемы материальных и людских потерь в результате аварий на опасных производствах из-за образования зон взрывоопасных концентраций, пожаров и взрывов.

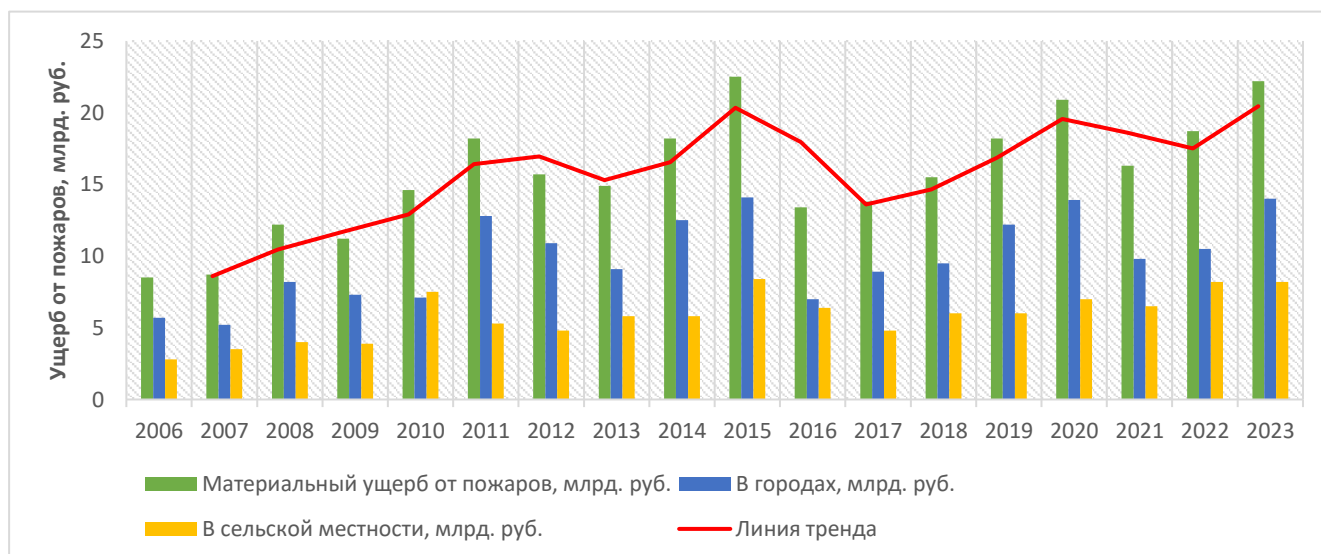


Рисунок 1.3 – Общий ущерб от пожаров по РФ с 2006 по 2023 гг.

Масштабные объемы ущерба свидетельствуют о том, что предотвращение пожаров и своевременное реагирование на них в начальной стадии их развития с помощью АСППВР есть одна из приоритетных задач обеспечения ПБ на объектах НПЗ. С учетом наличия внутри контролируемой зоны (КЗ) таких объектов большого числа разнородных источников образования горючей среды, а также различной природы их возможного возгорания оценка готовности газосигнализаторов к применению становится важной частью достижения указанной цели.

Газосигнализаторы представляют собой нижний уровень информирования в автоматизированных системах управления технологическими процессами (АСУТП). Для обеспечения ПБ в АСУТП используется автоматизированная система пожаровзрывобезопасности (АСПВБ) (Рисунок 1.4), составной частью которой является АСППВР [2]. Газосигнализаторы с помощью распределенных на объектах датчиков в составе информационной подсистемы АСППВР предоставляют системам управления объектами НПЗ наиболее важную информацию о состоянии внешней среды.



Рисунок 1.4 – Схема связей между подсистемами автоматизированной системы пожаровзрывобезопасности

Учитывая, что начальная фаза развития пожара фиксируется оборудованием нижнего уровня информирования АСУТП, вспомогательный технологический процесс ТО АСППВР приобретает особое значение. Объектом управления в нём служит система датчиков, управляемым воздействием – действия бригад ТО, параметрами – характеристики оборудования, факторы окружающей среды, а также детали выполняемого ТО.

Использование самых современных средств поддержки управления, входящих в состав АСУТП нового поколения (так называемая «Индустрия 4.0») [47–51], позволяет за счет выполнения предварительных расчетов на высоком уровне обеспечивать ПБ на объектах НПЗ. Однако при использовании этих средств параметры газосигнализаторов, условия их применения внутри КЗ, а также модели и алгоритмы расчетов соответствия их расстановки реальным условиям на объекте в данное программное обеспечение (ПО) не включены. Разработчики соответствующего ПО предполагали, что указанные особенности применения газосигнализаторов будут учтены при эксплуатации внедренных новых информационных технологий путем разработки дополнительных модулей ПО, включаемых в состав систем управления объектами.

Разработка подобного программного обеспечения АСУТП потребует не только знания особенностей работы, подключения, обслуживания и замены газосигнализаторов, но и учета других особенностей работы объектов НПЗ, в том числе работ по ТО различных приборов контроля процессов на объектах. Такие особенности работы при управлении и планировании мероприятий на крупных территориально распределенных объектах для любого из направлений деятельности целесообразно проводить с использованием аппарата стратегического планирования [52; 53].

Рассмотрим особенности конструкции и применения газосигнализаторов, чтобы наглядно показать проблемы, возникающие при их диагностировании и определении их готовности к использованию.

## **1.1 Особенности применения газосигнализаторов на объектах нефтеперерабатывающих заводов**

### ***1.1.1 Анализ классификации, типов, общих особенностей применения и предложения на рынке газосигнализаторов***

Стоит уделить внимание различиям в определениях таких терминов, как газоанализаторы, газосигнализаторы, газовые (пожарные) извещатели, газовые датчики, детекторы, сенсоры, ячейки. По общему целевому назначению данные технические устройства схожи, однако применяются для разных задач и имеют отличные друг от друга функциональные особенности. В литературе при описании одного технологического процесса может быть использовано несколько терминов. В связи с этим, чтобы точнее обозначить границы исследования в работе, проведем разграничения в определениях.

Газоанализаторы представляют собой приборы, определяющие количественный и качественный состав газовых смесей в окружающей их (или их датчики) среде [54]. Газоанализаторы имеют различные классификации (которые укажем позднее), однако у всех них одинаковые составляющие [55]:

- первоначальный конвертер (датчик восприимчивости) с поддержкой разных способов замеров, преобразующий газовую концентрацию в устанавливаемый электросигнал;
- электроизмерительный модуль, обрабатывающий полученный сигнал, соотносящий его с определенными значениями;
- источник электропитания и предохранительный блок-корпус.

Газосигнализатор – это автоматический прибор для непрерывного или периодического контроля за состоянием воздуха и выдачи сигналов о появлении в нем токсических веществ в газо- и парообразном состоянии [56].

Принцип действия этих двух приборов определяет их функциональные отличия. Газоанализатор применяется для определения концентрации газов в воздухе внутри КЗ, а газосигнализатор – для предупреждения об изменениях концентрации газов путем оповещения (часто звуковым сигналом).

Газовые пожарные извещатели – приборы, определяющие концентрацию опасных газов. Они относятся к приборам раннего обнаружения пожара. Пожарные извещатели позволяют выявить факт тления или горения материалов и оперативно проинформировать об этом [57]. Извещатели относятся к важному виду технических средств, составляющих систему охранно-пожарной сигнализации [58]. Согласно ГОСТ 12.2.047–86 автоматический пожарный извещатель – это устройство, реагирующее на факторы, сопутствующие пожару.

Газовые датчики (или детекторы) – устройства для обнаружения различных газов в помещениях или в составе выхлопных газов [59]. В п. 3.2 [60] датчик определен как устройство, позволяющее в автоматическом режиме регистрировать концентрации горючих газов и паров. Из этого следует, что с математической точки зрения датчик есть функция нескольких переменных. Работоспособность и эффективность датчиков зависят от качества и своевременности стабилизирующих мероприятий. Под стабилизирующими процедурами будем понимать процессы планового ТО, поверки, ремонта, замены и модернизации датчиков и иных источников информирования нижнего уровня в АСУТП.

Датчики являются составной частью газосигнализаторов. Газовый сенсор служит для преобразования концентрации анализируемого вещества в электрический или какой-либо другой сигнал, что позволяет его регистрировать и визуализировать [61]. В технической литературе датчики иначе называют газовыми ячейками. Таким образом, важный газочувствительный элемент любого аналитического прибора носит как минимум три разных названия, определяющих одну и ту же функциональную характеристику. Принимая во внимание приведенную выше терминологию, отметим, что объектом исследования является именно газосигнализатор с входящими в его состав датчиками.

Основная цель описанных приборов – фиксирование пожара на ранней стадии с помощью анализа химического состава воздушной среды и предупреждение пожара на ранней стадии. Главная задача – не дать развиваться пожару до необратимого состояния.

Данные приборы принято подразделять по конструктивному исполнению, принципу действия и составу регистрируемых ими воздушных смесей [62–66]. Помимо ТЭК, эти приборы широко применяют в жилищно-коммунальном хозяйстве, а также для бытовых целей. Согласно [65] есть еще несколько видов классификации этих приборов: по назначению выполняемых задач и количеству измеряемых компонентов. По назначению выполняемых задач выделяются такие группы:

- газосигнализаторы горения для наладки и контроля печей, котлов и топливосжигающих установок;
- газосигнализаторы по определению параметров и контролю воздуха рабочей зоны (приборы безопасности);
- газосигнализаторы для контроля выбросов в атмосферу (экология) и различных технологических процессов;
- приборы по контролю выхлопных газов различных двигателей внутреннего сгорания (ДВС);
- газоанализаторы для анализа газов в воде и других жидкостях.

По количеству измеряемых компонентов выделяют многоканальные и одноканальные газосигнализаторы.

В интересах данного исследования для обеспечения и планирования ЛПР мероприятий ПБ на объектах НПЗ наибольшее значение имеют те из них, которые регистрируют горючие газы, их смеси, а также окислители (кислород и озон) в местах возможной утечки горючих газов. Целью их применения на объектах является определение состава и свойств отбираемых ими газов для выявления их ДВК и ПДК. Как правило, для определения таких концентраций используются определенные пороговые значения, измеряемые в процентах от нижнего концентрационного предела распространения (% НКПР) пламени. «Нижний (верхний) концентрационный предел распространения пламени – минимальное (максимальное) содержание горючего вещества в однородной смеси с окислительной средой, при котором возможно распространение пламени по смеси на любое расстояние от источника зажигания» [67, п. 2.5.1]. Для ДВК в

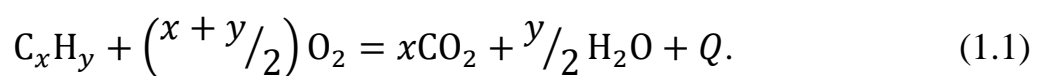
газосигнализаторах используют обычно два порога – порог предупреждения и порог срабатывания систем пожаротушения.

По конструктивному исполнению различают стационарные и переносные приборы. Стационарные устанавливаются на элементах контроля объекта, а переносные используются персоналом для контроля среды. С помощью переносных (портативных) приборов человек на основании своего опыта может оперативно предотвратить опасную ситуацию. Стационарные газосигнализаторы контролируют участок местности на объектах НПЗ. Они, как правило, удалены от персонала и предназначены для работы в агрессивных с точки зрения ПБ средах в автоматическом режиме. В настоящей работе рассматриваются именно стационарные газосигнализаторы.

Газосигнализаторы классифицируют также исходя из физико-химических методов анализа. В этой группе приборов различают термохимические, тепловые, электрохимические, оптические, хроматографические, фотоколориметрические газосигнализаторы. Учитывая большое количество моделей и марок приборов и разницу в условиях их установки и эксплуатации в соответствии с климатом местности, где располагается тот или иной объект НПЗ, выберем одну из применяемых в настоящее время моделей стационарного газосигнализатора. Одним из важных критериев отбора является стоимость, так как существует потребность в использовании на объектах НПЗ большого количества таких приборов. Вопрос экономии средств всегда актуален. Термохимические приборы наиболее приемлемы по данному параметру [68; 69]. В документе, описывающем порядок установки газосигнализаторов [70], приведен перечень рекомендуемых стационарных газоаналитических приборов. Более половины из них термохимические. И в мировой практике для определения горючих паров или газов термохимический метод получил наибольшее распространение [71]. В работе [72] при описании структуры автоматизированной системы управления противопожарной защитой (АСУПЗ) нефтеперерабатывающих производств (на примере МНПЗ) для контроля аварийной загазованности на «открытых технологических

площадках» рекомендовано использовать стационарные термохимические многоканальные газосигнализаторы, а именно СТМ-20 (сегодня заводом ФГУП СПО «Аналитприбор» выпускаются усовершенствованные модели). Авторы [73–75] утверждают, что термохимический метод определения концентрации горючих газов имеет наибольшее распространение в промышленности. Целесообразность использования газосигнализаторов такого типа для контроля загазованности на объектах нефтепереработки приведена также в [76]. Кроме того, согласно технической документации (например, на СТМ-10 [77]) подобные приборы способны контролировать одновременно несколько десятков различных горючих составов, образующих газо- и паровоздушные смеси. Широкий перечень идентифицируемых веществ отмечен и в [78]. Если в этой связи говорить об общем числе регистрируемых газов, то согласно [66] из 53 видов газов, определяемых представленными в данном источнике приборами, потенциально горючими можно считать только 32. При этом термохимические газосигнализаторы, предлагаемые к использованию [66], рассчитаны в большинстве своем не более чем на 20 составов. В дополнение к вышеизложенному отметим такие важные преимущества термохимических датчиков, как высокая чувствительность, малая инерционность, возможность применения при высоких температурах (350–400 °С), устойчивость к изменениям температуры и влажности окружающей среды [79]. Именно такой тип газосигнализаторов часто рекомендуют использовать для измерения ДВК горючих газов и паров в воздухе рабочей зоны [61], вероятность утечки которых на объектах НПЗ крайне высока, например метана (СН<sub>4</sub>) или сероводорода (Н<sub>2</sub>С).

Полученные сведения позволяют сделать выбор (для достижения цели исследования) именно в пользу термохимических газосигнализаторов, работающих по принципу определения энергии окисляемого ими газа с помощью катализатора:



При этом можно выделить ряд недостатков, присущих этим приборам: небольшой срок службы, измерение наличия целевого газа только в присутствии

кислорода, необходимость частой калибровки нуля и пороговых значений в связи с высокой скоростью значительного изменения каталитических свойств платиновой нити датчика, высокая вероятность выхода из строя в связи с перенасыщением определяемым газом [78; 80; 81].

Анализ некоторых экспертных заключений (например, письмо вх. № 322-ОГМ от 16.07.2020, генерального директора ЗАО «Промкатализ» А.С. Куповых) свидетельствует о том, что ТХД имеют тенденцию к существенному дрейфу нуля после калибровки. Этот процесс обусловлен внутренними процессами в катализаторе. При этом даже при хранении ТХД наблюдается снижение их чувствительности, которое может достигать значительных величин. Дрейф нулевых показаний также может быть вызван сильным ветром согласно рабочей документации одного из термохимических газосигнализаторов. По оценкам вышеуказанного источника (письмо вх. № 322-ОГМ) хранение ТХД на складе в течение года также приводит к снижению их чувствительности примерно на 10 %, что характеризует степень разрушения чувствительных свойств катализатора 0,83 % в месяц. Логично предположить, что в установленных на позиции выносных датчиках (ВД) газосигнализаторов каталитические процессы в нормальных условиях будут идти примерно с той же скоростью. Следовательно, для учета дрейфа показаний можно использовать величину 0,83 % в месяц. Эта поправка может быть учтена при расчете коэффициента преобразования для ЧЭ, который производится итеративно при каждой новой калибровке ТХД.

От способа подачи анализируемой среды различают термохимические газосигнализаторы с конвекционно-диффузионной и принудительной подачей.

Отдельно следует отметить газосигнализатор СТМ-10 производства ФГУП «СПО «Аналитприбор». В документации на данный прибор [77] указаны 145 горючих веществ, которые он в состоянии определять одновременно (с учетом двух различных поверочных компонентов – метана и гексана). Приведем перечень предприятий – заказчиков СТМ-10 по данным [82] за 2017–2019 гг. (Таблица 1.2).

Очевидно, что 50 % заказчиков СТМ-10 относятся к объектам ТЭК.

Таблица 1.2 – Заказчики ФГУП «СПО «Аналитприбор» по России

Заказчик	Адрес	Направление предприятия
Губкинский газоперерабатывающий завод, филиал АО «СибурТюменьГаз»	Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Губкинский, промзона	Газопереработка
ООО «Башнефть-Логистика»	Республика Башкортостан, г. Нефтекамск, ул. Техснабовская, д. 5	Складирование и хранение
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», УПТОиКО Лангепасская база	Ханты-Мансийский АО, Тюменская обл., г. Лангепас, ул. Ленина, д. 43	Геологоразведка, добыча, переработка нефти и газа
ООО «РН-Пурнефтегаз»	Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО), г. Губкинский, мкр. 10, д. 3	Услуги в области добычи нефти и природного газа
ООО «КИНЕФ»	Ленинградская обл., г. Кириши, шоссе Энтузиастов, 1	Нефтепереработка
ОАО «СН-МНГ»	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Мегион, ул. Кузьмина, д. 51	Добыча нефти и газа
АО «Каустик»	г. Волгоград, ул. 40 лет ВЛКСМ, д. 57	Производство неорганических химических веществ
ООО «Межениновская птицефабрика»	Томская обл., Томский район, пос. Копылово	Разведение сельскохозяйственной птицы
ООО «Атлант»	г. Иркутск, ул. Красноказачья, д. 2	Деятельность систем обеспечения безопасности
ПАО АНК «Башнефть»	Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д. 30, к. 1	Добыча и переработка нефти и газа, реализация нефтепродуктов и продуктов нефтехимии
ООО «ЭлектроСнаб»	г. Киров, ул. Производственная, д. 24Б, пом. 2	Торговля электротоварами
АО «ТВСЗ»	Ленинградская обл., г. Тихвин, Промплощадка, д. 6, корп. 1, оф. 207	Производство железнодорожных локомотивов и подвижного состава
АО «АНПЗ ВНК»	Красноярский край, Большеулуйский район, промзона НПЗ	Нефтепереработка
АО «Нефтеавтоматика»	Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. 50-летия Октября, д. 24	Инженерные изыскания
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Тюменская обл., г. Когалым, ул. Прибалтийская, д. 20	Геологоразведка, добыча, переработка нефти и газа
ПАО «Сургутнефтегаз»	Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, г. Сургут, ул. Григория Кукуевицкого, д. 1, корп. 1	Разведка, добыча и переработка нефти и газа

Заказчик	Адрес	Направление предприятия
ООО «Исток»	г. Смоленск, ул. Индустриальная, д. 2, стр. 11, оф. 202	Торговля
ООО «ТЕХНОТРЕЙДСИСТЕМА»	г. Москва, пер. Аптекарский, д. 4, стр. 1, эт. 3, комн. 91	То же
ООО «ГК «КИПКомплект»	Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Сельская Богородицкая, д. 57, лит. А1, пом. 8	«
ООО «МС-Автоматизация»	г. Москва, ул. Донская, д. 6, стр. 1, эт. подвал, пом. 1	«
ООО «РН-Снабжение-Самара»	г. Самара, ул. Буянова, д. 1, оф. 712	Складирование и хранение

Важно также учитывать факт срока службы и срока годности данных газосигнализаторов. Максимальный срок функционирования составляет 10 лет. Однако по сроку годности в руководстве по эксплуатации нет никаких данных. Будем понимать, что при соблюдении условий хранения данный срок не ограничен. В связи с этим довольно непросто оценить интерес промышленных предприятий к данной модели прибора. Анализаторы могли быть приобретены много лет назад, размещены на складе, а теперь задействуются при плановой замене. По данным опроса СТМ-10 длительное время используются на таких крупных НПЗ, как АО «Газпромнефть-МНПЗ», ООО «Киришинефтеоргсинтез», АО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания». Далее для исследования механизма технического обслуживания газосигнализаторов и приведения их в готовность обслуживающими бригадами будем использовать в качестве базовой модель термохимического газосигнализатора СТМ-10.

Принцип работы электрохимических газосигнализаторов основан на изменении электропроводности, тока или напряжения в рабочем поле датчика в результате химической реакции, вызванной воздействием целевого газа. Они используются для определения как горючих, так и негорючих газов (например, азот, диоксид азота, угарный газ, хлор, гелий и т. п.).

Оптические газосигнализаторы являются, по мнению некоторых экспертов, перспективными для целей обеспечения ПБ. Это мнение продиктовано прежде

всего тем, что в их конструктивном исполнении не используются катализаторы и иные химические компоненты, подверженные эрозии, старению и иным разрушающим процессам. Их работа основана преимущественно на оптической плотности, показателях преломления и спектрального анализа. Это делает их быстродействующими и чувствительными, а также исключает химические реакции с целевым газом. В литературе приведены сведения о высокой эффективности данных анализаторов, ложные срабатывания датчиков которых практически исключаются. Их единственным и существенным недостатком согласно [83] является высокая стоимость. При этом такие факторы окружающей среды, как проливной дождь, снег, лед, пыль и водяные пары (которые можно считать аналогом паровых завес), неблагоприятно влияют на работу ИК-датчиков, снижая их эффективность.

Термохимические приборы контроля загазованности в среднем существенно дешевле оптических. Кроме того, значительное необходимое количество оптических приборов, а также довольно высокая стоимость их монтажа, подключения и технического обслуживания могут сыграть негативную роль при планировании мероприятий ПБ.

Так или иначе, несмотря на преимущества применения инфракрасных газосигнализаторов на НТУ НПЗ, в настоящее время использование данных приборов на производственных объектах не имеет подавляющего перевеса. Так, например, на АО «Газпромнефть-МНПЗ» 30 % всех установленных вокруг НТУ датчиков – термохимические. И это несмотря на непрерывный процесс модернизации данного завода с 2011 г. с большими финансовыми затратами. Подавляющее большинство оптических газосигнализаторов, применяемых сегодня на НПЗ, – зарубежного производства (например, Dräger (Германия), General Monitors (Ирландия), Honeywell (США), Teledyne Analytical Instruments (США), Servomex Group Ltd. (Великобритания), АВВ (Швеция/Швейцария)). Работа с таким оборудованием на объектах критической инфраструктуры РФ в период активной фазы особых условий [84] сопровождается рядом рисков и издержек. В то же время простота в использовании, приемлемая цена, надежность, доступность на отечественном рынке моделей термохимических газосигнализаторов являются их неоспоримыми преимуществами.

Существуют также комбинированные термо- и электрохимические приборы. В газосигнализаторах типа «Сигнал-4» используются сенсорные элементы двух видов – терموкаталитические для горючих газов и электрохимические для кислорода и токсичных газов.

Для сравнения нескольких, наиболее часто встречающихся на объектах НПЗ термохимических и оптических газосигнализаторов (по данным опроса сотрудников пяти крупнейших НПЗ) за основу были взяты данные из разд. 4.4 из [85], в котором регламентируется необходимое содержание эксплуатационной документации к газосигнализаторам. В качестве критериев сравнения выбраны наиболее значимые характеристики, приведенные в разд. 4.4 (d). Анализируя эти данные, сведенные в Таблицу 1.3, отмечаем основные различия в количестве определяемых компонентов, каналов и времени срабатывания при определенной концентрации поверочного компонента. Преимущества СТМ-10 перед другими моделями очевидны. Незначительные различия в характеристиках оптических и термохимических газосигнализаторов не противоречат рассматриваемым далее в работе предложениям по изменениям в дисциплине технического обслуживания и контролю применения газосигнализаторов в целом.

Классификацию газосигнализаторов можно проводить и по регистрируемым ими газам. Наиболее естественным критерием при делении на категории в этом случае будет целевой, определяемый ими газ. Тогда следует связать каждую единицу в классификации с одним газом. Однако данный вид классификации широко не применяется, так как среди представленных на рынке термохимических газосигнализаторов широко используются датчики, предназначенные для определения сразу нескольких составов.

Анализ рынка газоаналитических приборов РФ (например, на основе [86]) свидетельствует о наличии широкого диапазона предложений газосигнализаторов. Данные источника [86] можно считать достаточно репрезентативной выборкой для сегмента рынка, на котором представлено указанное оборудование. Всего здесь приведено свыше 1,7 тысяч различных типов газосигнализаторов от 368 компаний (Таблица 1.4).

Таблица 1.3 – Сравнение термохимических и оптических газосигнализаторов

Модель	Принцип работы	Количество определяемых компонентов / вредных веществ	Количество каналов, мах	Время установления показаний для поверочного компонента, с	Диапазон рабочих значений параметров окружающей среды			Пределы потребляемой мощности, Вт
					температуры, °С	относительной влажности, % (при температуре)	атмосферного давления, кПа (мм рт. ст.)	
СТМ-10	Термохимический	145	До 10	< 10	От –60 до +50 для ВД в разных исполнениях	От 30 до 95 для ВД (при 35 °С)	От 84 до 106,7 (от 630 до 800)	От 10 (1 канал) до 60 (10 каналов)
ДАК	Оптический	23	1	< 10	От –60 до +90 в разных исполнениях	От 20 до 98 (при 40 °С, без конденсации влаги)	От 84 до 106,7 (от 630 до 800)	2,5
ДАТ-М	Термохимический	144	1	< 15–20	От –40 до +50	От 30 до 95 (при 35 °С)	От 84 до 106,7 (от 630 до 800)	От 2,5 до 10
ГСМ-03	Термохимический	107	До 20	< 10	От –60 до +50	До 98 (при 25 °С)	От 84 до 106,7 (от 630 до 800)	–
ИГМ-13	Оптический	14	1	От 30 до 60	От –65 до +60	От 20 до 96 (без образования конденсата)	От 80 до 120	< 0,7
СИГМА-1М	Термохимический/оптический	8	8	50	От –40 до +45	До 80 (при 35 °С)	От 84 до 106,7 (от 630 до 800)	< 55
Сигнал-03	Термохимический	8	1–4	< 15	От 1 до 40	От 30 до 80 (при 20 °С)	От 84 до 106,7	< 9
Ганк-4	Термохимический/оптический	216	1–30	< 20	От 5 до 50; от –50 до +5	До 80 (при 35 °С)	От 86 до 106,7	< 8
Polytron IR (2IR)	Оптический	38	15	От 4 до 10	От –40 до +65	От 0 до 100	От 70 до 130	< 5
СТМ-30	Термохимический	145	16	< 7	От –40 до +50	От 30 до 80 (при 35 °С)	От 84 до 106,7 (от 630 до 800)	< 10

Таблица 1.4 – Данные о странах – поставщиках газосигнализаторов на рынок РФ

Страна производителя	Число компаний, представленных на рынке РФ	Число предлагаемых, разрешенных к использованию в РФ видов газосигнализаторов
Россия в целом	164	871
В том числе:		
г. Москва	63	250
г. Санкт-Петербург	26	245
Германия	40	216
США	37	172
Украина	20	72
Великобритания	20	62
Франция	9	53
Япония	3	61
Италия	12	39
Ирландия	5	39
Беларусь	3	34
Эстония	4	29
Швеция	1	15
Дания	3	14
Канада	7	13
Узбекистан	1	11
Китай	6	7
Нидерланды	4	7
Норвегия	2	6
Чехия	2	6
Австралия	1	5
Прочие	12	17
<b>ИТОГО</b>	<b>368</b>	<b>1749</b>

Основываясь на представленных в Таблице 1.4 данных, можно сделать вывод о том, что РФ обеспечивает в данном сегменте рынка чуть меньше половины общей номенклатуры поставляемых изделий. В связи с приобретением за рубежом

оборудования нижнего уровня информирования для АСУТП, требующего регулярного обслуживания, замены в случае выхода из строя или истечения срока действия, могут возникнуть проблемы с поставками из-за торговых ограничений при особых условиях [84].

Таким образом, для целей данного исследования наибольший интерес представляют стационарные термохимические газосигнализаторы, используемые для контроля содержания в воздухе горючих газов.

### ***1.1.2 Анализ структурных особенностей газосигнализаторов и их подключения***

Технические средства автоматизации (к которым относим газосигнализаторы) на наружных установках должны удовлетворять требованиям ВНЭ 5-79 [87]. Согласно п. 9.0.14 [87] датчики и блоки датчиков автоматических газосигнализаторов на «открытых взрывоопасных установках следует размещать в продуваемых шкафах с учетом требований правил устройства электроустановок».

подавляющее большинство указанных типов приборов требует подключения к сети переменного напряжения 220 В (частота 50 Гц). Такое питание называется основным в руководствах по эксплуатации (РЭ). Резервное питание выполняется по линии постоянного тока на 24 В (иногда 12 В). Для некоторых типов предусмотрены автономные источники питания. Поэтому места установки таких приборов должны быть обеспечены электропитанием от стандартной сети переменного тока так же, как и другое производственное оборудование, используемое в основных производственных процессах. В случае возникновения сбоев в подаче питания на основном оборудовании АСППВР не сможет выдавать необходимые сведения о состоянии среды в местах их установки.

В зависимости от принципа действия устройство газосигнализаторов может быть различным, но в состав каждого из этих типов входят:

- датчики, определяющие газ;
- модули (блоки) преобразования данных датчиков, определяющие по данным от датчика % НКПР;

- модуль индикации;
- модули питания.

Помимо собственно газосигнализаторов, в комплект поставки к ним входят датчики, каждый из которых предназначен для работы с определенными газами, либо универсальные, как СТМ-10 [77]. В соответствии с [77] датчики газосигнализатора СТМ-10 предназначены для определения 145 горючих веществ.

Если модули индикации и преобразования, как правило, устанавливаются в помещениях, где постоянно работают люди, то выносные датчики располагаются вокруг НТУ, в местах с агрессивной воздушной средой. Как показывают некоторые исследования [88–91], применение электрических соединений в таких местах на промышленных и сельскохозяйственных объектах несет серьезный риск повреждения линий электропитания. В некоторых случаях до 25 % электропроводки может ежегодно выходить из строя [89]. В связи с этим мероприятия по своевременному осмотру и ремонту линий электропитания становятся составной частью мероприятий по обеспечению работы газосигнализаторов.

Чувствительные (сенсорные) элементы этих приборов являются ключевым звеном в системе предотвращения пожаров, а значит, и в АСППВР. От их правильной работы зависят действия персонала и автоматики на объектах НПЗ по обеспечению ПБ.

Как правило, все используемые системы предупреждения об опасных концентрациях газообразных веществ имеют модульную структуру. Для каждого из типов газосигнализаторов предусмотрены свои конструктивные особенности, но обычно модули индикации и ЧЭ в таких модулях разнесены в целях возможности, с одной стороны, обеспечения безопасности персонала, контролирующего процессы на объекте НПЗ, а с другой – мониторинга ситуации во всех необходимых точках производственного процесса. Поэтому ЧЭ обычно устанавливаются на выносных датчиках, сигналы от которых передаются по каналам связи на модули индикации и питания (МИП).

Главной целью преобразования полученных от них данных являются пороги НКПР, в соответствии с которыми должны приводиться в исполнение все планы мероприятий ПБ. Эти пороги не определены нормативными документами и выставляются бригадами, проводящими ТО датчиков газосигнализаторов.

Из практики применения газосигнализаторов известно, что они должны быть установлены в пределах от 5 до 50 % НКПР. Точные значения порогов выставляются на конкретных объектах НПЗ по усмотрению их руководителей, несущих ответственность за ПБ. Вот здесь и возникает проблема, которая описана в работе [73]: на обнаружение источника выброса горючих газа может влиять неопределенность времени образования и координат области сигнальной концентрации (5–50 % НКПР), которые зависят от множества факторов.

Проблемным вопросом при эксплуатации термохимических датчиков газосигнализаторов является их калибровка. В большинстве случаев методики поверки данных приборов обязывают применяющие их организации проводить эти мероприятия ежегодно. Данные мероприятия возлагаются на службы контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА) или выполняются внешними организациями, имеющими лицензии. Однако газочувствительные элементы газосигнализаторов после проведения соответствующих мероприятий по приведению их в готовность сохраняют требуемую, подтвержденную на поверках чувствительность менее 1 года. При своей постоянной работе данные элементы газосигнализаторов теряют выставленные на них пороговые значения % НКПР для 1-го и 2-го порогов и для основной абсолютной погрешности. Для устранения этих отклонений необходима калибровка ЧЭ, которую следует проводить с применением государственных стандартных образцов поверочных газовых смесей (ГСО-ПГС). В Таблице 1.5 приведены данные сроки на примере газосигнализатора СТМ-10 и чувствительного элемента ИБЯЛ.305658.001-04 [77].

ИБЯЛ.305658.001-04 – это ЧЭ ТХД, который является составной частью ремонтного комплекта для одного модуля (одного элемента оборудования). Замена ЧЭ проводится в трех случаях: при индикации на панели соответствующего модуля СТМ-10 сигнала «отказ», сигнализирующего об отказе (перегорании) ЧЭ; при достижении ЧЭ предельного срока эксплуатации; при значении коэффициента преобразования сигнализатора (определяется по [77], п.2.3.2.4.2) менее 0,5. Коэффициент преобразования используется для определения состояния катализатора в ЧЭ. Чем больше калибровок по ПГС было выполнено, тем он выше (и, соответственно, растет в нормированном виде).

Таблица 1.5 – Временные характеристики эксплуатации СТМ-10 и его чувствительного элемента ИБЯЛ.305658.001-04 [77]

Характеристика	Значение	Приведенное значение, лет
Средняя наработка на отказ по каждому каналу, ч	30000	3,42
Интервал между калибровками СТМ-10, дней	45	0,123
Межповерочный интервал, лет	1	1
Средний срок службы, лет, не менее	10	10
Срок службы ЧЭ при отсутствии в анализируемой среде агрессивных веществ и каталитических ядов, его разрушающих, лет	3	3
Срок службы ЧЭ при наличии в анализируемой среде агрессивных веществ и каталитических ядов, его разрушающих, лет	1	1

Для датчиков этого типа характерны также иные виды влияния на ЧЭ. Выделение в процессе переработки нефти на НТУ каталитических ядов и агрессивных веществ, негативно влияющих на ЧЭ термохимических датчиков, а также погодные условия обуславливают сокращение интервалов калибровки или ускоренный выход ЧЭ из строя. Подобное негативное влияние может привести к снижению чувствительности реагента ЧЭ и, как следствие, к уменьшению вероятности его срабатывания при наличии опасной концентрации одного из определяемых им газов.

К негативным воздействиям можно относить как погодные факторы среды, так и агрессивное влияние побочных продуктов технологических процессов. Воздействие факторов среды влечет за собой корректировку сроков калибровки датчиков с учетом регламентированных значений, зафиксированных в рабочей документации.

К каталитическим ядам для ТХД согласно [77; 92] относят галогены, серу, мышьяк, сурьму и их соединения, летучие соединения, содержащие атомы металлов, кремния, фосфора, к агрессивным веществам – пары минеральных кислот и щелочей, газы и пары, вызывающие коррозию материалов.

Таким образом, для целей моделирования целесообразно использовать в качестве примера ТХД, а из всех используемых в настоящее время моделей выбрать СТМ-10.

### 1.1.3 Особенности технического обслуживания и калибровки датчиков в газосигнализаторах

В термохимических газосигнализаторах могут быть использованы разные датчики. Это зависит от области применения, типов зон, состава определяемой газовой смеси. В состав датчика входит комплект чувствительных элементов, которые можно менять при отработанном ресурсе. Чувствительный элемент датчика – основной измерительный компонент, представляющий собой шарик диаметром 1 мм из  $\gamma$ -оксида алюминия, пропитанный платинопалладиевым катализатором. Через каталитически активный элемент проходит платиновая спираль, припаянная к токопроводам, запрессованная в основание датчика из изоляционного материала. Это основание вместе с газообменным фильтром образует реакционную камеру, в которой находятся чувствительный и компенсирующий элементы датчика [75]. Общая схема устройства такого датчика представлена на Рисунке 1.5 [73].

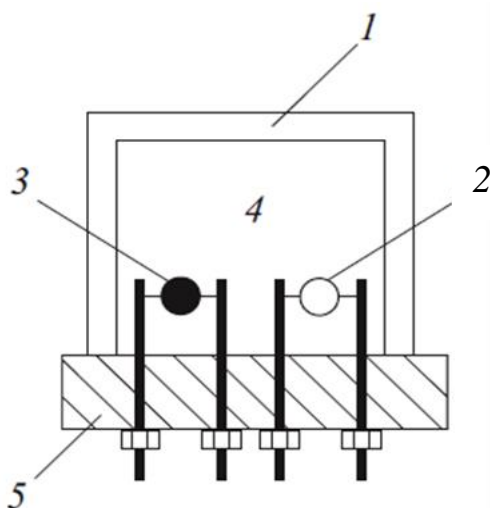


Рисунок 1.5 – Устройство датчика термохимического газосигнализатора: 1 – газообменный фильтр из пористой металлокерамики; 2 – чувствительный элемент; 3 – компенсирующий элемент; 4 – реакционная камера; 5 – изоляционная колодка

Одна модель датчика может применяться для разных моделей и модификаций газосигнализаторов. Например, выносной датчик АПИ5.132.039 входит в состав СТМ-10 (с диффузионной подачей пробы), ГСМ-03, ГСМ-05, а также ряда их различных исполнений. В свою очередь, для одной модели датчика могут быть использованы чувствительные элементы различных марок, например для датчика АПИ5.132.039 – ЧЭ ИБЯЛ.413226.067, ИБЯЛ.418429.066 и ИБЯЛ.418429.067.

Блок датчика (далее – БД) – устройство, измеряющее концентрацию одного или нескольких веществ в газовой смеси анализируемой среды. Блок датчика в сборе является главной измерительной частью различных газосигнализаторов и газоаналитических систем [93]. В состав БД может входить один или несколько датчиков. БД подразделяют на два вида – во взрывозащищенном исполнении и общепромышленном исполнении.

Довольно важным представляется процесс ТО приборов нижнего уровня информирования в АСУТП. ТО включает в себя некоторый комплекс мероприятий по приведению в готовность оборудования. В текущем исследовании рассматривается процесс ТО средств автоматического газового контроля и анализа, а именно стационарных термохимических газосигнализаторов и их датчиков, установленных вокруг НТУ. Под НТУ согласно [94] будем понимать «комплекс аппаратов и технологического оборудования, расположенных вне зданий и сооружений».

В связи с повышенным риском возникновения пожара на НПЗ, обусловленным особым химическим составом и физическими свойствами нефти и нефтепродуктов, важной составляющей мероприятий ПБ, контролируемых ЛПР, является их своевременное ТО, которое включает в себя поверку и калибровку по поверочной газовой смеси. Благодаря использованию ГСО-ПГС становится возможным, несмотря на принцип действия датчиков, установить для их ЧЭ нижний концентрационный предел распространения пламени.

«Методика поверки – документ, содержащий совокупность конкретно описанных операций, выполнение которых позволяет подтвердить соответствие

средства измерений метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа средства измерений» [95]. Для различных моделей газосигнализаторов детали процесса могут отличаться, однако общий принцип одинаков. В документ обычно включены такие пункты, как операции поверки, средства, требования безопасности, условия для проведения, подготовка, проведение, оформление результатов поверки.

Процесс начинают с присоединения баллона с ПГС к вентилю регулировки. К выходу подводят ротаметр, который соединяют с адаптером для поверочных работ. На вход датчика пускают смесь. После того как прибор выдал показания, их фиксируют. Поверяющий рассчитывает погрешность и определяет время, затраченное на установление показаний. Затем показатели сравниваются с нормативными и оформляются результаты.

Калибровка – комплекс мероприятий по проверке работоспособности приборов, применяемый вне области государственного регулирования. Межповерочный интервал строго не определен. В рабочей документации к газосигнализаторам указывают регламентированный срок калибровки датчиков. В документации этот срок никак технически не обоснован. В действительности на объектах НПЗ рекомендуемый срок калибровки может не соблюдаться как в большую, так и в меньшую сторону. Так, например, на АО «Газпромнефть – МНПЗ» интервал между калибровками СТМ-10 составляет 30 календарных дней, хотя документацией этот интервал ограничен 45 днями. Теоретические данные расходятся с эмпирическими. Такой период между калибровками определен специалистами на основании статистических наблюдений для необходимого на данном предприятии уровня готовности к использованию данных приборов.

Актуальность исследования автоматизации процесса ТО оборудования в составе связанных с АСУТП автоматизированных систем управления противопожарной защитой, автоматических систем противопожарной защиты (АППЗ) отмечена в работах [15; 96; 97]. Существенный вклад в разработку теоретических основ создания подобных систем для потенциально опасных объектов внесли российские ученые Н.Г. Топольский, А.В. Фёдоров, В.А. Александров, А.М. Алешков,

Н.П. Блудчий, А.А. Лукьянченко. Однако доля научных публикаций в области формализованного описания и алгоритмизации структур АСУПЗ в области технического обслуживания оборудования нижнего уровня информирования незначительна. В открытых источниках в данный момент мало информации о функционировании подсистем АСУПЗ, отвечающих за процесс приведения в состояние готовности таких приборов (например, газосигнализаторов), прогнозирование аварийных ситуаций в связи с регламентным или предиктивным ТО.

Далее проведем краткий анализ нескольких работ, в которых авторы уделили внимание планированию процесса ТО с учетом фактического, а не планового расхода технического ресурса. Так, в работе [96] отмечено несколько возможных подсистем АСУПЗ в зависимости от функциональной нагрузки. Отдельно стоит обратить внимание на подсистему контроля зон взрывоопасных концентраций. АСУПЗ выполняет информационные и управляющие функции в рамках решения задач, направленных на прогнозирование, обнаружение и ликвидацию вероятной аварии на ранней стадии. Наиболее интересные информационные функции – контроль обеспеченности автоматическими приборами и системами предупреждения, локализации и ликвидации; контроль работоспособности систем предупреждения; обнаружение и регистрация отклонений параметров, определяющих пожаровзрывоопасность объекта; информация оператора-диспетчера о прогнозе аварийной ситуации. Выделены три разновидности АСУПЗ и несколько видов ее структур. Кроме того, авторы [96] делают акцент на том, что полноценное функционирование АСУПЗ возможно именно при условии автоматизации процесса ТО ее составляющих.

Согласно [97] для обеспечения эффективности работы объектов, оборудованных системами АППЗ, необходимо повышать надежность и информативность всех технических средств при снижении затрат на их эксплуатацию. Достичь такую цель возможно при условии перехода от регламентного ТО к ТО «по состоянию». На Рисунке 1.6 в виде схемы представлены виды технического обслуживания и ремонта (ТОиР) систем АППЗ.

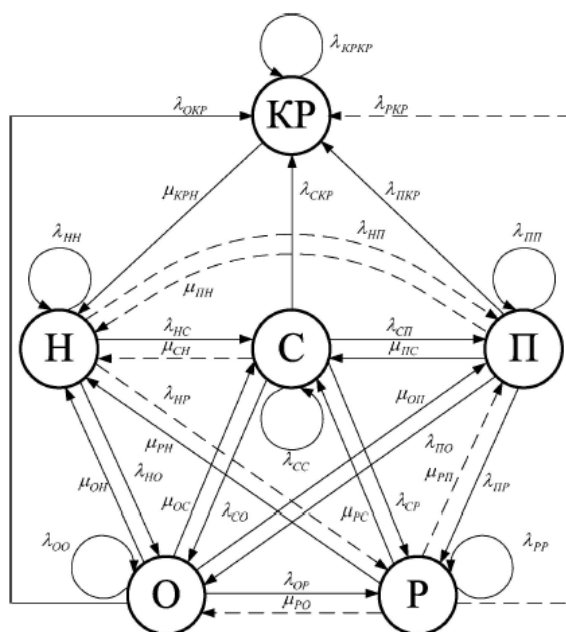


Рисунок 1.6 – Обобщенная модель процесса ТОиР элементов и устройств АППЗ [97]

Введена и охарактеризована общая модель процесса ТОиР элементов АППЗ с использованием марковских цепей. Применение систем мониторинга информационно-управляющей подсистемы АСУПЗ позволяет оптимизировать процесс принятия решений о выводе оборудования АППЗ в ремонт. Утверждается, что принятая сегодня периодичность работ по обслуживанию основана на использовании экспертных оценок, что не всегда учитывает реальный расход технического ресурса. Отмечена актуальность разработки научных методов для определения сроков выполнения работ по ТОиР элементов и устройств АППЗ в зависимости от скорости расходования их технического ресурса. Этот факт особенно важен для термохимических газосигнализаторов.

Различные виды ТОиР систем АППЗ на современных объектах представлены на Рисунке 1.7 [97].

Развитие идей, представленных в [97], отражено в статье [15], в которой дано краткое обоснование использования регламентного обслуживания АППЗ. Определено понятие обслуживания «по состоянию». Отмечена важность высокого качества технической эксплуатации, которая, по мнению авторов, должна включать элементы обслуживания «по состоянию», что, в свою очередь, способно снизить воздействие человеческого фактора на функционирование устройств.

Технические регламенты по обслуживанию не всегда учитывают реальный расход технического ресурса, что обосновывает актуальность задачи разработки научных методов определения сроков выполнения работ по ТО элементов АППЗ в зависимости от скорости расходования технического ресурса. Описаны результаты разработки модели процесса ТО элементов систем АППЗ с использованием цепей Маркова. В виде схемы представлена обобщенная модель процесса ТОиР элементов и устройств АППЗ. Введены обозначения состояний: Н – новое состояние, С – стареющее состояние, П – предотказное, О – состояние отказа, Р – состояние текущего ремонта, КР – состояние капитального ремонта. Определено обозначение прямых и обратных переходов, характеризующих интенсивность старения и восстановления, а также обозначение маловероятных переходов (интенсивность равна нулю). По утверждению автора, данная модель позволит построить частные математические модели ТОиР элементов АППЗ с учетом специфики их работы и проявления отказов.



Рисунок 1.7 – Виды ТОиР систем АППЗ

Для оптимизации процесса управления ТОиР оборудования на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях существенное развитие сегодня получает также стратегия ТО, ориентированного на риски. Такой подход позволяет не только сократить расходы на ТО оборудования, но и обеспечить требуемый уровень безопасности опасного производственного объекта [98].

Недостаток этого подхода заключается в сложности процесса оценки вероятности отказа оборудования. При недостатке статистической информации для анализа и принятия решения применяют метод экспертных оценок.

Таким образом, вопросы, связанные с планированием и управлением ТО, рассмотренные в процессе анализа, лишь в ограниченном объеме коррелируют с поставленной в данной работе целью. Данный факт дополнительно подтверждает актуальность темы исследования.

#### ***1.1.4 Методы размещения датчиков на наружных технологических установках нефтеперерабатывающих заводов***

Процесс возникновения пожара на наружных технологических установках может проходить быстрее и в более сложных условиях, чем в производственных зданиях. Скоротечное распространение огня на соседние установки, участки может принять характер катастрофы с существенным материальным ущербом [15]. По сравнению с опасными событиями в замкнутых производственных зданиях аварии на НТУ наиболее опасны вследствие разветвленности сети технологических коммуникаций, высокой плотности застройки территории и более высокой степени технологической насыщенности установок – по количеству, сложности и функциональной взаимосвязанности оборудования и объектов [99]. В связи с этим в качестве еще одного объекта внимания в исследовании были выбраны именно НТУ НПЗ. Таких технологических единиц НПЗ, определяющих сложный процесс нефтепереработки, множество. К ним относятся, например, установки первичной переработки нефти ЭЛОУ-АВТ-6, установки висбрекинга, установки атмосферно-вакуумной перегонки нефти, атмосферные трубчатые установки и ряд других. По мнению члена комитета по безопасности торгово-промышленной палаты РФ генерального директора компании «ЭРВИСТ» М.В. Рукина, заранее определить места размещения датчиков на объектах нефтегазовой промышленности достаточно затруднительно. Это связано с большой номенклатурой газов, которые необходимо обнаружить, различными окружающими условиями, включая климатические факторы (температуру и давление). Общий принцип – размещать «как можно ближе» к источникам

потенциальных утечек [100]. Технологическое оборудование может иметь места утечек нескольких степеней: источник постоянной утечки, источник первой или второй степени [101]. Источниками утечек могут быть, например, уплотнения насосов, компрессоров, поверхность резервуаров, фланцевые соединения, задвижки. Финансовые ресурсы всегда ограничены, что определяет важность решения необходимого и достаточного количества приборов на объектах. В свою очередь, вопрос определения числа датчиков тесно связан с местом их размещения. Способ размещения датчиков сигнализаторов ДВК на НТУ на сегодняшний день регламентируется ТУ-газ-86 [102, разд. 3]. Следует отметить, что в документе использован термин «открытые установки», что неактуально на сегодняшний день. Данные установки называют «наружными» согласно [94]. В [103] авторы ссылаются на документ РД БТ 39-0147171-003–88, в котором также содержатся требования к установке газосигнализаторов. На этот же документ ссылаются и авторы [104] при решении вопроса оптимизации расстановки датчиков ПДК на объектах нефтегазовой промышленности. В [104] предложен способ расстановки газосигнализаторов, практически исключая ложное срабатывание системы противоаварийной защиты по вине системы контроля воздушной среды. Однако РД БТ 39-0147171-003–88 утратил силу в связи с приказом Ростехнадзора № 543 от 15.11.2013, поэтому сегодня им нельзя руководствоваться при расстановке датчиков ПДК.

Особенности монтажа и установки газосигнализаторов согласно данным [105] определяются «Правилами пожарной безопасности при эксплуатации предприятий химической промышленности» (ВНЭ 5-79 ППБО 103-79), «Общими правилами взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» (ПБ 09-170–97). Однако в ВНЭ 5–79 рекомендации установки автоматических газосигнализаторов касаются только производственных помещений. Документ ПБ 09-170–97 утратил силу в 2003 г. и был заменен на ПБ 09-540-03, который, в свою очередь, заменен действующими сегодня Федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств». В актуальный документ от 1 января 2021 г. включен только один

абзац об автоматических средствах газового анализа (разд. «Автоматические средства газового анализа», п. 253). Приведем важную для нас информационную часть данного пункта: «Места расположения и тип средств автоматического непрерывного газового контроля и анализа с сигнализацией для контроля загазованности в рабочей зоне наружных технологических установок устанавливаются и обосновываются в проектной документации в соответствии с техническими характеристиками средств (приборов), указанных в паспортах организации-изготовителя». Иначе говоря, в соответствии с различными проектами технологических установок на НПЗ места их расположения могут быть различны. Вероятно, речь идет о руководстве по эксплуатации газосигнализаторов. Таким образом, ТУ-газ-86 [102] можно считать единственным документом, довольно строго определяющим порядок размещения газосигнализаторов на открытых (наружных) производственных объектах нефтяной и газовой промышленности. Однако в [102] приведен лишь примерный порядок размещения датчиков на НТУ двух типов (шириной до 30 и более 30 м), а также указания об их минимальном радиусе обслуживания.

Приведем основные требования к установке датчиков ДВК на НТУ нефтеперерабатывающих производств, используя положения [102] (Таблица 1.6).

Таблица 1.6 – Требования к установке датчиков ДВК на НТУ

Количество датчиков ДВК	Способ размещения датчиков ДВК
Образующиеся между кругами зон защиты пространства, не обслуживаемые датчиками, не учитываются при определении количества датчиков	На части НТУ, где расположено оборудование со взрывоопасными продуктами
По периметру наружной установки, обращенному к печам, должно быть установлено не менее 1 датчика на печь	Ближайшие датчики не должны быть удалены более чем на 6 м от внешнего периметра НТУ
На сливно-наливных эстакадах – 1 датчик на 2 цистерны на нулевой отметке	Датчики ряда по отношению к предыдущему ряду должны быть сдвинуты на радиус обслуживания (шахматный порядок)
	Радиус обслуживания 1 датчика не должен превышать 10 м
	Следует располагать на высоте 0,5–1,0 м от нулевой отметки
	Расстояние от датчика до печи должно быть не менее 15 м

Согласно [102] датчики необходимо размещать только на части площади расположения взрывопожароопасных продуктов. Далее под площадью НТУ будем понимать именно такую территорию. Ограничение радиуса  $R$  обслуживания одного датчика конвекционно-диффузионного типа 10 м согласно [105] подтверждено исследованиями аналитической зависимости, которая характеризует данный радиус:

$$R = \left[ \frac{r_D^2 V_f - V_f^3}{U_V r_D \sin \gamma} \right]^{0,5} \left[ K \frac{\rho - \rho_a}{\rho_a} g H \right]^{0,25}, \quad (1.2)$$

где  $r_D$  – расстояние от места аварийного выброса до датчика, м;

$V_f$  – расстояние от места аварийного выброса до границы установки, м;

$U_V$  – скорость ветра, м/с;

$\gamma$  – угол направления ветрового потока;

$K$  – безразмерный коэффициент;

$\rho$  – плотность вещества в топливно-воздушной смеси (ТВС), кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_a$  – плотность воздуха, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$H$  – высота облака ТВС, м.

В способе размещения, описанном в [102], автор [106] отмечает недостаток, связанный с пренебрежением силой ветра и размерами блоков пожароопасного оборудования. В работе [106] решается задача рационального размещения датчиков газосигнализаторов на НТУ НПЗ с улучшением качества контроля загазованности. Разработан алгоритм расчета количества и координат датчиков газосигнализаторов, позволяющий учесть избыточное число датчиков [107].

Методы размещения приборов контроля загазованности на объектах нефтепереработки претерпевают какие-либо корректировки достаточно редко. Это может быть связано с обновлением парка газосигнализаторов приборами большего радиуса действия, а также с процессом модернизации технологических установок НПЗ. Однако актуальной задачей при этом можно считать формирование оптимального, минимально необходимого числа датчиков вокруг НТУ НПЗ, что, в свою очередь, позволит сократить издержки на ТО.

Различия правил размещения датчиков вокруг НТУ НПЗ и в производственных помещениях обусловлены тем, что на НТУ высока вероятность образования зон взрывоопасных концентраций при регламентном режиме работы оборудования и при аварийной разгерметизации оборудования и выбросе облака ТВС. В [73] отмечено, что на обнаружение облака может влиять неопределенность времени его образования и координат области сигнальной концентрации (5–50 % НКПР), которые зависят от множества факторов. Данные факторы косвенно будут оказывать влияние на межкалибровочный интервал при обслуживании газоаналитического оборудования по состоянию.

Для определения зон застоя с максимальной концентрацией пожаро- и взрывоопасных веществ предлагается использовать программные комплексы моделирования [108], что позволит внести конкретные предложения на стадии проектирования и реконструкции производственного объекта, например НПЗ, участков НПЗ. Только при условии оценки зон застоя на этапе проектирования объект можно переориентировать относительно розы ветров конкретной местности [55], внести изменения в его архитектурную планировку и предусмотреть установку датчиков мониторинга состояния газовой среды наружного воздуха технологических установок с учетом множества факторов, влияние которых на оценку готовности данных датчиков на сегодняшний день изучено недостаточно для практических рекомендаций и выводов.

Таким образом, можно сделать вывод о наличии проблемы оптимального, минимально необходимого числа датчиков вокруг НТУ НПЗ. Ее решение позволит не только сократить издержки эксплуатирующих эти приборы компаний, но и в будущем строить модели для ТО других, сходных по характеру процесса приборов. Это создаст основу для комплексного подхода к ТО различных единиц оборудования на НПЗ.

## **1.2 Опасные события на наружных технологических установках**

### **1.2.1 *Виды, характеристики и причины опасных событий на объектах нефтеперерабатывающих заводов и их предупреждение с помощью газосигнализаторов***

Одним из основных материалов для переработки нефти являются легковоспламеняющиеся вещества, создающие реальную угрозу возникновения пожаров и взрывов. Согласно Федеральному закону № 116-ФЗ [109] НПЗ относят к первому классу опасности. Для предотвращения опасных событий, связанных с подобными проявлениями, на объектах НПЗ предпринимаются и непрерывно совершенствуются меры безопасности. Комплекс мер, в который входят в том числе мероприятия по предотвращению пожаров и взрывов, определяет состояние комплексной безопасности на данных объектах.

В данном разделе обратим внимание на причины и характеристики опасных событий. Согласно [110] причины опасных событий на объектах НТУ, расположенных на НПЗ, можно подразделить на организационные и технические. Человеческий фактор в первую очередь обуславливает организационные причины. «Например, нарушение требований промышленной безопасности или неосторожные действия при выполнении должностных инструкций на производстве» [110]. Технические причины связаны с неудовлетворительным состоянием оборудования. Порядок выполнения, контроль стабилизирующих процедур (включающих в том числе ТО) является несомненно важным фактором при работе по устранению технических причин опасных событий. Более 70 % опасных событий и аварий обусловлены организационными причинами, в той или иной мере связанными с ошибками в работе оператора или с человеческим фактором [111].

Пожары, взрывы, выбросы опасных веществ на НПЗ часто происходят из-за утечек легковоспламеняющихся жидкостей и сжиженных углеводородных газов [110; 112]. Причины возникновения таких аварий отмечены в [39–43]. Статистика аварий по данным причинам за 5 лет представлена на диаграмме (Рисунок 1.8).



Рисунок 1.8 – Статистика причин аварий на объектах нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств и объектах нефтепродуктообеспечения за 2016–2020 гг.

Отметим, что в данный период (с 2016 по 2020 гг.) число аварий равномерно распределено по двум основным причинам. Одна из них характеризуется ошибками персонала, связанными с нарушением требований организации и производства газоопасных, огневых и ремонтных видов работ, а также организации работ по техническому обслуживанию оборудования.

Основные причины аварий на НПЗ связаны с низким уровнем промышленной и технологической дисциплины, недостаточной подготовкой персонала, занятого в производственных операциях, отсутствием или неэффективностью организации и проведения производственного и технического контроля, нарушением правил техники безопасности [113].

Кроме того, по данным [110] «источниками воспламенения газовоздушных смесей на НТУ НПЗ являются: нагретая до высокой температуры поверхность технологического оборудования (36,8 %); открытый огонь печей (22,8 %); электрические искры неисправного оборудования (8,9 %); открытый огонь газосварочных работ (8,8 %); повышение температуры при трении (7,6 %); самовоспламенение продуктов (7,5 %); прочие источники (7,6 %)».

Большая часть аварий нефтеперерабатывающего оборудования вызвана образованием взрывоопасных смесей из-за нарушений технических регламентов и,

как следствие, герметичности элементов данного оборудования. К причинам нарушений герметичности относятся резкие изменения температуры оборудования или температурное избыточное давление, повреждение прокладок, разрыв технологических труб вследствие коррозии, эрозии металла, неправильное расположение запорной арматуры и отказы в ее работе, механические повреждения [114].

Причины возникновения аварий на НПЗ, связанные с технологическим оборудованием, расположенным на НТУ, представлены в Таблице 1.7 [110].

Таблица 1.7 – Причины возникновения аварий на НПЗ, связанные с технологическим оборудованием на НТУ

Причина аварии	Количество аварий, %
Выход продукта через сальники, прокладки и т. д.	30,2
Нарушение режима эксплуатации технологической линии	16,9
Некачественный монтаж оборудования	14,1
Коррозия оборудования	12,1
Прогар труб	8,5
Переполнение промканализации	10,6
Прочие причины	10,6

Пожаровзрывоопасность отдельных блоков НТУ определяется характером сырья, параметрами технологических процессов, особенностями оборудования и готовой продукции [115]. Следовательно, необходимо обратить внимание и на распределение количества аварий по видам оборудования технологических установок, расположенных на НТУ НПЗ [115] (Таблица 1.8).

Наиболее крупные аварии произошли на пяти нефтяных и химических производствах: Ачинском НПЗ, заводе «Омский каучук», Куйбышевском нефтеперерабатывающем заводе, ООО «Ставролен», АО «Таиф-НК». Из наиболее крупных аварийных ситуаций последнего времени за рубежом можно отметить аварию 25 августа 2012 г. на территории крупнейшего в Венесуэле нефтезавода Paraguana Refining Center. Причиной аварии явилась утечка газа, приведшая к сильному взрыву. Возгорание паров пропана произошло в зоне нефтехранилищ. Позднее воспламенились два резервуара [116].

Таблица 1.8 – Распределение количества аварий по видам технологического оборудования на НПЗ

Оборудование	Количество аварий, %
Технологические трубопроводы (соединения, арматура и др.)	31,2
Насосные станции по перекачке горючих жидкостей и газов	18,9
Емкостные аппараты (дегидраторы, теплообменники и др.)	15
Печи	11,4
Колонны (ректификационные, вакуумные и пр.)	11,2
Промканализация (лотки, колодцы, очистные сооружения и т. п.)	8,5
Резервуарные парки для хранения нефтепродуктов	3,8

Наиболее опасное оборудование с большим количеством взрывопожароопасного вещества (колонны, емкости, печи и др.) находится именно на НТУ. В работе [106] на основе анализа уровня опасности технологических установок МНПЗ выделены наиболее опасные НТУ: парк емкостей высокого давления газораздаточной станции (ГРС), установка каталитического крекинга Г-43-107, ЭЛОУ-АВТ-6. В поэтапном процессе развития аварийной ситуации на объекте НПЗ выделим стадии разгерметизации аппарата, выброса технологической среды, образования парогазового облака. От уровня готовности оборудования нижнего уровня информирования АСУТП будет зависеть, перейдет ли опасная ситуация к следующему (и крайне нежелательному) этапу развития или нет.

Анализ возможных последствий аварийных ситуаций показал, что аварии на НТУ наиболее опасны вследствие разветвленности сети технологических коммуникаций, высокой плотности застройки территории и более высокой степени технологической насыщенности установок — по количеству, сложности и функциональной взаимосвязанности оборудования и объектов. Возникновение опасной ситуации чаще всего происходит во время нормальной работы технологических установок [99].

Большинство аварий на НПЗ и связанных с ними жертв можно предотвратить путем постоянного мониторинга реального состояния опасных производственных объектов, проведения мероприятий по техническому

обслуживанию, ремонту и реконструкции, замены физически и морально устаревшего оборудования, повышения культуры производства и поддержания безопасного рабочего режима [117]. Непрерывный мониторинг газовоздушной среды вокруг данных объектов осуществляется в том числе с помощью разветвленной сети датчиков газосигнализаторов, регулярная диагностика работоспособности которых крайне важна.

Авторы [118] описывают следующий сценарий развития аварии на НТУ объекта НПЗ:

- 1) влияние организационных причин;
- 2) появление технической причины, приводящей к нарушению герметичности оборудования;
- 3) разгерметизация оборудования, выброс и/или истечение флюида;
- 4) образование облака топливовоздушной смеси и/или пролива, взрывоопасной и горючей среды внутри аппарата;
- 5) в случае появления источника зажигания возникновение аварийного события (взрыв или горение парогазового облака, пожар пролива, огненный шар, факельное горение);
- б) цепной механизм развития аварии («эффект домино») и выход аварии за пределы предприятия.

Активация реагирования всех составных элементов АСППВР осуществляется между 3-м и 4-м шагами рассмотренного выше сценария развития аварии. Основная цель – не допустить возникновения аварийного события (5-й шаг).

В результате анализа причин и характеристик опасных событий на объектах НПЗ можно сделать вывод о том, что организационные причины их возникновения, обусловленные влиянием человеческого фактора, не менее значимы, чем технические причины. Порядок организации работ по диагностике таких элементов в составе АСУТП, как газосигнализаторы, может быть нарушен и не будет соответствовать руководству по эксплуатации данных приборов.

Кроме того, выполнение установленного перечня действий при техническом обслуживании может объективно не учитывать множество факторов, способных перевести датчики в состояние неготовности.

### ***1.2.2 Специфика технологических процессов, протекающих на наружных технологических установках***

В связи с интенсификацией технологических процессов на НПЗ, вызванной обострением конкуренции, требуется не только постоянное обновление составных управляющих элементов, подсистем АСУТП, но и своевременная диагностика уже установленного оборудования, что увеличивает нагрузку на персонал. В этих условиях вырастает риск невынужденных ошибок персонала и связанных с ними событий по неправильной или несвоевременной диагностике оборудования АСУТП, отвечающего за контроль процессов пожарной безопасности.

Возникновение опасных событий на НПЗ в основном связано с неконтролируемым выбросом горючих сред в атмосферу и образованием взрывоопасных зон (облаков) ТВС на территории НТУ [119], а также их загазованностью. В данной работе не освещаются стадии и характеристики развития подобных аварий. Возникновение опасных ситуаций рассматривается в двух направлениях: 1) длительный процесс с нарастанием; 2) мгновенный аварийный случай. Для настоящего исследования интерес представляет именно первое направление. Функциональное назначение датчиков газосигнализаторов как раз тесно связано с предотвращением опасных ситуаций данного типа. Самое главное здесь – предотвратить развитие нештатной ситуации на ранней стадии.

Стоит обратить отдельное внимание на особенности технологических процессов, протекающих на НТУ НПЗ, и выявить их связь с потенциально опасными событиями, которые могут быть зафиксированы с помощью газоаналитических систем, а также проанализировать уровень опасности отдельных установок.

Данные, полученные от представителей крупных НПЗ (Таблица 1.9), позволяют сделать вывод о том, что вопрос моделирования ТО газосигнализаторов, устанавливаемых вокруг НТУ, актуален и требует подробного исследования.

Таким образом, в результате проведенной в данной главе аналитической работы были сделаны выводы о преимущественном использовании стационарных газосигнализаторов термохимического типа. Замена приборов на оптические

(высококочувствительные, не требующие частого ТО) осложняется из-за длительных, неопределенных во времени рыночных ограничений для предприятий РФ. Проблема исследования процесса технического обслуживания газосигнализаторов на объектах НПЗ характеризуется сложностью планирования обслуживания элементов АСППВР в особых условиях функционирования данных объектов завода. Уделяется внимание недостаткам в эксплуатации приборов, не зависящих от импорта зарубежных элементов, а именно проблеме снижения вероятности срабатывания термохимического датчика газосигнализатора при фактическом превышении объемной доли горючего газа или пара в воздушной среде.

В определенный момент времени на участке НТУ допустимый пожарный риск может быть превышен из-за недостоверности результатов мониторинга фактического НКПР вследствие необратимого снижения чувствительности термохимических датчиков, обусловленного, в свою очередь, отравлением катализатора чувствительных элементов датчика при химическом взаимодействии с инертными газами.

В связи с этим для совершенствования технического обслуживания газосигнализаторов, функционирующих в составе АСППВР, с учетом всех особенностей данного процесса, условий неопределенности, множества взаимозависимых параметров необходима разработка:

- 1) группы моделей для оценки числа датчиков вокруг наружных технологических установок разной формы, числа мероприятий по их калибровке, готовности газосигнализаторов к применению в АСППВР. Решение данной задачи включает в себя: формализацию понятия дисциплины технического обслуживания газосигнализаторов, устанавливаемых вокруг НТУ объектов НПЗ; определение связи пространственного расположения датчиков стационарных газосигнализаторов и возможности расчета их числа в зависимости от периметра НТУ; расчет динамики переходов состояний совокупности датчиков в АСППВР на объекте НПЗ с учетом проводимых мероприятий диагностирования;

Таблица 1.9 – Информация о характеристиках ТО газосигнализаторов на объектах НПЗ

Компания	Наиболее опасные места на НТУ НПЗ	Особенности установки пределов, % НКПР	Места установки датчиков	Газосигнализаторы	Особенности ТО
<b>ООО «Киришинефтеоргсинтез»</b>	Компрессорные, насосные и эстакады налива нефтепродуктов в железнодорожные и автомобильные цистерны	На открытых площадках, согласно действующим правилам, значение не определено, и проектная организация по согласованию с заказчиком установила значение уставки – 20	В соответствии с проектом	СТМ-10 (Аналитприбор), Polytron 2 XP Ex, Polytron 5200, Polytron 7000 (Dräger), S4000CH (General Monitors)	Составляется годовой график на проведение ТО. На каждую модель газоанализатора составляется технологическая карта, по которой проводится ТО
<b>ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»</b>	Открытые насосные	20	В соответствии с проектом, в среднем – около 40 на 1 установку	ЩИТ-2 (ПАО «РОСС»), Polytron 2IR (Dräger), ДГС 210,230 (Эрис-КИП)	Интервал между поверками от 12 до 36 мес. согласно утвержденному графику ТО в соответствии с инструкцией на прибор
<b>АО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»</b>	Все динамическое оборудование, резервуарные парки, эстакады слива налива, узлы задвижек и т.п.	Сигнальная уставка – 20; блокировочные – 10, включение аварийной вентиляции; 50 – прочие блокировки	В соответствии с проектом	СТМ 10-008Д, СТМ30-50, Dräger PIR 7000, Polytron 5200 XTR 0310.  Основной принцип обнаружения для сигнализаторов ДВК – термохимия.  Наличие тумана может вызвать выпадение росы на оптике. Колебание температуры вызывает дрейф нуля	В соответствии с нормативами компании
<b>АО «Газпромнефть – МНПЗ»</b>	Фланцевые, резьбовые соединения, насосы, резервуарные парки	20	В соответствии с проектом, ТУ-газ-86. ЭЛОУ-АВТ-6 – около 70, КУПН – около 200 (но все оптические). Всего около 1000 ТХД	СТМ 10, Dräger, Honeywell	Калибровка – 1 раз в месяц. Поверка – 1 раз в год

2) алгоритма расчета регламентированного времени диагностирования газосигнализаторов и количественного состава бригады для его проведения в установленный срок. Последовательно определяется число смен для диагностирования, учет одновременно обслуживаемых датчиков, числа датчиков за смену, расчет регламентированного времени проведения ТО датчиков бригадами, состав которых известен;

3) алгоритма управления диагностическими мероприятиями для подтверждения готовности газосигнализаторов к применению в АСППВР на наружных технологических установках НПЗ с помощью нейронной сети. Процесс решения данной задачи включает в себя: обоснование использования архитектуры свёрточной нейронной сети; описание категорий входных данных; описание процесса подготовки данных для обучения и тестирования модели.

### **Выводы по первой главе**

Результаты выполненного анализа позволяют комплексно представить теоретическую основу поставленных в исследовании задач и определить направления их решения. В данной главе были получены следующие результаты:

1. Проведен анализ значимости датчиков сигнализаторов дозрывных концентраций в процессе обеспечения ПБ на пожаровзрывоопасных объектах нефтеперерабатывающих заводов. Отмечена важность проведения мероприятий по обеспечению ПБ на объектах ТЭК, в частности при течении непрерывных технологических процессов НПЗ, ввиду особого химического состава и физических свойств нефти и нефтепродуктов. В качестве объекта исследования выбран процесс технического обслуживания АСППВР.

2. Обоснован выбор приборов нижнего уровня информирования АСУТП по классификации в соответствии с физическими методами анализа. Определены ключевые преимущества и недостатки стационарных термохимических газосигнализаторов. Отмечена актуальность проблем, связанных с применением на НТУ НПЗ газосигнализаторов данного типа. Выделена связь возникновения потенциально опасных ситуаций на данных объектах и возможность их

фиксирования в целях предотвращения развития с помощью газоаналитических систем, использующих термохимические газосигнализаторы. Обоснован выбор СТМ-10 в качестве базовой модели для рассмотрения функций, свойств и особенностей размещения на НТУ НПЗ.

3. Проанализировано и проведено разграничение в терминологии при описании газосигнализаторов, газовых (пожарных) извещателей, газовых датчиков, детекторов, сенсоров, ячеек. Обозначена проблема принципа размещения датчиков у источников потенциальных утечек.

4. Выполнен анализ статистики возникновения опасных ситуаций на объектах НПЗ, их причин, видов и характеристик, что позволило обосновать выбор НТУ в качестве контролируемой зоны для предупреждений данных ситуаций с помощью стационарных термохимических газосигнализаторов.

5. Обоснован выбор в качестве объекта исследования процесса ТО стационарных термохимических газосигнализаторов и их датчиков, установленных вокруг НТУ НПЗ, в составе АСППВР. Анализ показал, что процесс ТО, как составная часть процесса обеспечения ПБ на объектах НПЗ, зависит от факторов окружающей среды, метеорологических параметров, характеристик технологического оборудования. Выделение в процессе переработки нефти на НТУ каталитических ядов, негативно влияющих на ЧЭ термохимических датчиков, а также погодные условия обуславливают сокращение интервалов калибровки или ускоренный выход из строя ЧЭ. Воздействие факторов среды влечет за собой корректировку сроков калибровки датчиков с учетом регламентированных значений, зафиксированных в рабочей документации. Отмечена актуальность проблемы ТО по состоянию и разработки научных методов для определения сроков выполнения работ по диагностированию элементов и устройств АСППВР в зависимости от скорости расходования их технического ресурса.

## **ГЛАВА 2 МОДЕЛИРОВАНИЕ ВАРИАНТОВ ДИСЦИПЛИНЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ СТАЦИОНАРНЫХ ТЕРМОХИМИЧЕСКИХ ГАЗСИГНАЛИЗАТОРОВ, УСТАНОВЛЕННЫХ ВОКРУГ НАРУЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК НА ОБЪЕКТАХ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗА**

Перед рассмотрением процесса определимся с понятием «дисциплина» для ТО стационарных термохимических газосигнализаторов. Любое ТО – это комплекс мероприятий по приведению в готовность какого-либо оборудования, в данном случае стационарных термохимических газосигнализаторов. При этом важно, как будут проводиться эти мероприятия. Плановая форма их проведения определена и заложена в РЭ. Однако в реальности для каждого конкретного объекта переработки нефти и газа процесс ТО может отличаться от регламентированной формы проведения ТО в силу особенностей объекта. То, как будут меняться плановые мероприятия, и будет составлять содержание понятия «дисциплина ТО» в контексте настоящего исследования.

Рассмотрим теперь, как можно моделировать дисциплину проведения работ в рамках процесса ТО стационарных термохимических газосигнализаторов [120]. Дисциплина ТО газосигнализаторов представляет собой управляющее воздействие на АСППВР. Для этого она формирует план проведения ТО и его изменения. Обычно план составляется на основе цели, функции, характеризующей ее достижение, и используемых в ней параметров. Так как стационарные термохимические газосигнализаторы являются сложными техническими системами, целевые функции для различных по целям моделей дисциплин ТО даже для одного элемента такого оборудования будут содержать достаточно большое и различное число параметров. Разбив их на группы, можно упростить целевые функции, не сильно потеряв при этом в точности оценки достижения поставленной цели.

Будем считать, что проектные работы по определению мест установки и топологии объекта НПЗ выполнены на высоком уровне, все приборы установлены в полном соответствии с нормативно-технической документацией и требованиями ПБ к пожароопасным объектам. НТУ, вокруг которых они установлены, не имеют

специфических особенностей, при которых может быть исключено воздействие на ЧЭ ТХД погодных условий и агрессивных факторов среды.

Учитывая большое количество различных моделей и марок газосигнализаторов и разницу в условиях их установки и эксплуатации в зависимости от климата местности, где располагается тот или иной объект НПЗ, выберем одну из широко применяемых в настоящее время моделей стационарного термохимического газосигнализатора. Обзор и сравнительный анализ этих приборов, проведенные в первой главе исследования, позволяют остановиться на СТМ-10. Для привязки разрабатываемой модели к конкретным условиям эксплуатации можно рассматривать Московский НПЗ. Практика работы служб эксплуатации завода говорит о том, что вокруг его НТУ по переработке нефти установлены термохимические газосигнализаторы СТМ-10 согласно требованиям [102] и рекомендациям [2]. Их ТО выполняется в соответствии с [77].

Применяемая на различных НПЗ автоматизированная система управления противопожарной защитой обычно содержит следующие типы датчиков: «пожарные извещатели, соединенные с преобразователем сигналов, датчики параметров окружающей среды, датчики метеорологических параметров, датчики параметров технологического оборудования, датчики параметров технологического процесса, датчики параметров технического состояния установок пожаротушения, подключенные через преобразователи сигналов к соответствующим входам вычислительного устройства» [121]. Указанные приборы служат входными устройствами в том числе для важной для данного исследования системы оповещения о пожаре. ВД газосигнализаторов выбранной марки (СТМ-10) должны входить в нее в качестве датчиков параметров технологического процесса. Процесс обеспечения ПБ является одним из технологических процессов на любом объекте переработки нефти и газа. Это подтверждается описанием систем, приводимых в [2; 122].

Из вышесказанного следует, что дисциплина ТО, как один из технологических процессов (подпроцесса процесса обеспечения ПБ на объекте НПЗ), будет зависеть, как минимум, от следующего ряда факторов: параметров

окружающей среды, метеорологических условий, характеристик технологического оборудования. Кроме того, параметры технологического процесса основного производства объекта переработки нефти и газа образуют отдельную категорию параметров, влияющих на дисциплину их ТО.

Известно, что при ведении работ по переработке нефти и газа на НТУ в зависимости от состава сырья возможны различные варианты выделения опасных для ЧЭ термохимических датчиков агрессивных веществ (или каталитических ядов). Они обуславливают сокращение межкалибровочного интервала или ускоренный выход из строя ЧЭ ВД. Помимо этого, на уменьшение этих интервалов могут влиять погодные условия. Например, чрезмерная влажность воздуха (туман или выпадение росы) может приводить к необходимости слива конденсата [77, п. 1], а при выделении различных «производственных» паров может возникнуть необходимость экстренной чистки фильтровального стакана [77]. В указанных случаях мероприятия по калибровке необходимо проводить внепланово. При этом данные изменения в дисциплине ТО не будут зависеть от модели и марки термохимического газосигнализатора. Для более конкретного рассмотрения деталей процесса ТО, для которого будет разрабатываться дисциплина, остановимся на модели СТМ-10 и, отталкиваясь от нее, будем делать дальнейшие обобщения.

Установленная в [77] дисциплина проведения ТО СТМ-10 предусматривает проверку ВД и их калибровку не реже 1 раза в 45 сут по ПГС. Вместе с тем воздействие на них ряда факторов среды приводит к необходимости корректировки прежде всего сроков калибровки. А если это так, то величина коэффициента преобразования для ЧЭ растет быстрее. Учитывая это, разработчики прибора рекомендовали службе эксплуатации проводить замену ЧЭ на основе многолетнего опыта эксплуатации ТХД.

Будем рассматривать дисциплину ТО одного из датчиков в качестве функции групп параметров, которые вызывают необходимость проведения определенных мероприятий для поддержания ВД СТМ-10 в требуемом документацией состоянии. В качестве значений данной функции могут выступать цели, обозначенные выше обобщенно. Такими целями могут быть:

1) нормированная надежность АСППВР, определяемая как отношение числа датчиков, потенциально готовых к использованию в соответствии с нормативно-технической документацией, к их общему числу ( $Q_{\text{норм}}$ );

2) количество человеко-часов, необходимое для приведения данной системы в требуемое состояние ( $N_{\text{час}}$ );

3) общие финансовые затраты, необходимые для поддержания единицы оборудования в готовом состоянии ( $Fin_i$ ).

Для технологического процесса обеспечения ПБ наиболее важной является первая цель, менее важной – вторая, а затем – третья.

По сути, дисциплина ТО, позволяющая определять, на каких из датчиков необходимо проведение мероприятий по ТО в связи с тем, что произошли какие-то неблагоприятные для их устойчивой эксплуатации события, представляет собой набор действий персонала по ее осуществлению. Для выбора нужной альтернативы в дисциплине ТО или сценарии проведения мероприятий можно использовать критерий ее оценки, основанный на целевых функциях, отражающих зависимости от каждой из групп перечисленных параметров.

В этом случае для одного элемента оборудования (ВД) можно записать:

$$D_i = \{F_{1i}, F_{2i}, F_{3i}, F_{4i}\}, \quad i = \{1, 2, 3\}, \quad (2.1)$$

где  $i$  – номер цели функции для дисциплины ТО: 1 – нормированная надежная работа датчика внутри подсистемы оповещения о пожаре, 2 – количество человеко-часов, необходимое для приведения данной системы в требуемое состояние, 3 – общие финансовые затраты, необходимые для поддержания единицы оборудования в состоянии готовности;

$F_{1i}$  – целевая функция, основанная на группе специфических параметров данной модели ЧЭ стационарного термохимического газосигнализатора, влияющая на  $Q_{\text{норм}}$  (диапазоны электрического питания сигнализаторов, потребляемой ими электрическая мощность, выходного напряжения, минимального сопротивления нагрузки, токового сигнала при срабатывании, значения пульсации сигнала и т.п.);

$F_{2i}$  – целевая функция, основанная на группе климатических параметров и топологии местности, в которой находится объект НПЗ, влияющая на  $Q_{\text{норм}}$  (диапазоны температуры, давления и влажности воздуха, напряжённости внешнего магнитного и электрического полей, частоты их вибрации и т.п.);

$F_{3i}$  – целевая функция, основанная на группе параметров работы персонала, от которой зависит  $N_{\text{час}}$  и  $Fin_i$  (необходимое число ТХД, дата и стоимость закупки, фактическое время хранения до установки, физическое расположение ТХД на объекте, дата установки на позицию, дата ввода в эксплуатацию, даты и количество калибровок, характер и стоимость работ бригад ТО и т.п.);

$F_{4i}$  – целевая функция, основанная на группе прочих параметров (стоимость хранения, время на закупку, время ожидания поставки, стоимость ТО от внешней организации и т.п.).

Специфические параметры заданной модели ЧЭ стационарного термохимического газосигнализатора связаны с составом заложенного в него реагента. Описание его поведения при воздействии различных факторов среды, а также данные по его «износу» фиксируются производителем оборудования в РЭ, а эксплуатирующей организацией – в формуляре ВД.

Климатические особенности и топология местности, в которой находится объект НПЗ, определяют базовую линию эксплуатации ЧЭ на конкретном объекте. Они могут влиять на количество калибровок и срок эксплуатации ЧЭ и должны в случаях, когда производственный процесс на объекте НПЗ проходит в жестких для ЧЭ условиях, рассчитываться статистически (в [77] на это обращается особое внимание). Большую роль играют также условия поверок и калибровок по ГСО-ПГС, которые во многом зависят от температуры и влажности окружающей среды. Топология в меньшей степени влияет на условия эксплуатации и поверок ЧЭ, но фактически определяет их количество, регламентированное для установки вокруг НТУ по переработке на объекте НПЗ.

Параметры работы персонала влияют на количество нормо-часов, необходимое для калибровки и поверки устанавливаемых на объектах ЧЭ газосигнализаторов. Благодаря их учету можно рассчитать количество и сроки мероприятий по ТО.

К прочим параметрам можно отнести такие особенности ЧЭ, как вариант исполнения, электрическое питание, выходная мощность, допустимое сопротивление нагрузки и т. п. Логично было бы дополнить данный набор параметров еще одним «измерением», основанным на форме конкретной НТУ, вокруг которой установлены стационарные приборы заданной модели. Форма площадки может влиять на число установленных ВД.

Все перечисленные в (2.1) измерения вектора  $D_i$  представляют собой интегральные величины, которые могут быть выражены некоторыми либо действительными, либо нормированными величинами.

В случае необходимости получения интегрального критерия эффективности в дисциплину ТО следует включить все три перечисленных вектора из (2.1). Тогда для интегральных оценок эффективности дисциплины ТО интегральный критерий можно записать в виде прямоугольной матрицы:

$$D_{\text{ТО}} = \begin{pmatrix} F_{11}, & F_{21}, & F_{31}, & F_{41} \\ F_{12}, & F_{22}, & F_{32}, & F_{42} \\ F_{13}, & F_{23}, & F_{33}, & F_{43} \end{pmatrix}. \quad (2.2)$$

Результатом применения такого подхода может быть интегральная целевая функция по всем трем целям. Тогда интегральный критерий можно получить в виде свертки матрицы. В случае, когда значения ее элементов выражены действительными числами, это может быть сумма элементов по строкам и столбцам:

$$ID_{\text{ТО}} = \sum_{i=1}^3 \sum_{j=1}^4 F_{ij}, \quad (2.3)$$

где  $F_{ij}$  – вычисляемые по указанным выше параметрам факторы.

Граничные условия для  $ID_{\text{ТО}}$  определяются при помощи системы неравенств, каждое из которых задаёт интервалы изменений одного из параметров в группах  $F_{1i}, F_{2i}, F_{3i}, F_{4i}$  и может отождествляться с координатной осью в многомерном пространстве. Точные значения границ интервалов для большинства параметров можно установить с помощью статистического анализа.

Задача поиска необходимого решения может формулироваться, как

$$\max_{Q_{\text{норм}}} \min_{N_{\text{час}}, Fin_i} ID_{\text{ТО}} \quad (2.3a)$$

Дисциплина ТО представляет собой дискретно изменяемый процесс, состоящий из последовательности операций. Дискретное изменение процесса связано с появлением и регистрацией субъектом управления опасных событий, которые могут привести к снижению эффективности работы систем раннего обнаружения пожара. Как описано в [123], снижение эффективности АСПВБ в целом или одной из ее подсистем, а также их восстановление на объекте НПЗ может быть описано в виде двух встречно идущих подпроцессов – разрушительного и созидательного. Первый представляет собой последовательность опасных событий, второй – последовательность управляющих воздействий и вызванных ими событий по восстановлению системы, которой управляет субъект управления. Процесс ТО газосигнализаторов представляет собой составную часть созидательного подпроцесса.

Для того чтобы построить некоторую базовую линию процесса ТО газосигнализаторов, устанавливаемых вокруг НТУ на объектах НПЗ, рассмотрим их пространственное расположение, которое позволит посчитать их количество в конкретном случае в зависимости от периметра НТУ. В этом смысле наиболее важными представляются два параметра: число датчиков в зависимости от длины периметра установки и регламентное время по их ТО (определяется эксплуатационной документацией). Рассчитаем сначала число ВД в зависимости от длины периметра НТУ.

### **2.1 Расчет регламентированного количества выносных датчиков газосигнализаторов для наружных технологических установок**

В ТУ-газ-86 [102] представлен «примерный порядок расположения датчиков сигнализаторов дозрывных концентраций на открытой установке шириной» до 30 м [102, прил. 4] и более 30 м [102, прил. 5]. Расстояния определяют геометрию их расположения. На Рисунке 2.1 [102] показано, как в последнем случае должны располагаться датчики. Точками на Рисунке 2.1 обозначены датчики-сигнализаторы, а штриховкой – мертвые зоны. Последние не следует учитывать при расчете мест установки датчиков и их общего количества на НТУ.

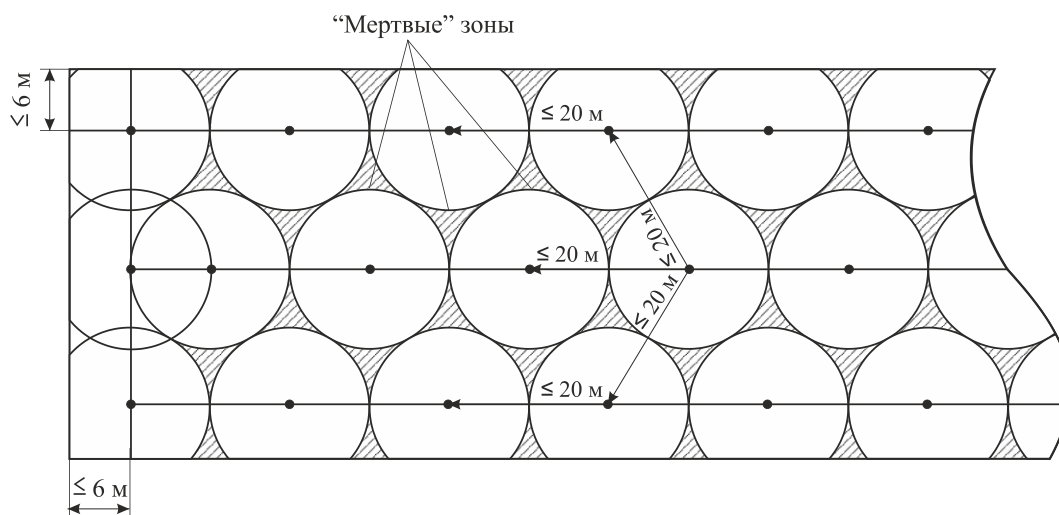


Рисунок 2.1 – Примерный порядок расположения датчиков сигнализаторов дозрывных концентраций на НТУ шириной более 30 м [102]

Рассмотрим характер зависимости количества устанавливаемых датчиков от периметра НТУ, вокруг которой они размещены. Будем считать, что размер НТУ задан ее периметром. В этом случае можно рассматривать некоторый план НТУ произвольной формы, но для простоты рассуждений начнем с прямоугольника.

### 2.1.1 Расчет регламентированного количества выносных датчиков газосигнализаторов для наружных технологических установок прямоугольной формы

Согласно п. 3.2 ТУ-газ-86 [102] первый ряд установки ВД должен быть удален от внешнего периметра установки на 6 м. В этом случае для первой линии установки получаем подобный прямоугольник (Рисунок 2.2).

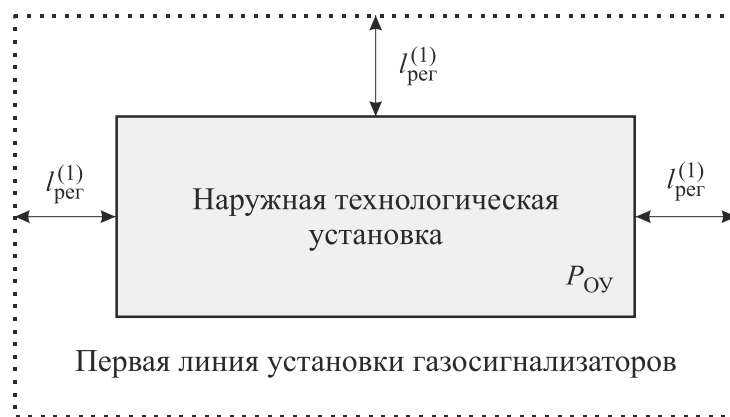


Рисунок 2.2 – Примерный порядок установки газосигнализаторов первой линии вокруг НТУ прямоугольной формы

На Рисунке 2.2  $P_{0у}$  – длина периметра НТУ,  $l_{рег}^{(1)}$  – регламентированное п. 3.2 [102] (или другим пунктом этого или иного документа) расстояние до первой линии мест установки датчиков. В данном конкретном случае получается подобный прямоугольник, периметр которого больше периметра НТУ на  $8l_{рег}^{(1)}$ :

$$P_{уст}^{(1)} = P_{0у} + 8l_{рег}^{(1)}, \quad (2.4)$$

где  $P_{уст}^{(1)}$  – длина периметра воображаемой первой линии установки ВД.

Для следующего ряда датчиков, которые устанавливаются в шахматном порядке, имеем также подобный прямоугольник. Чтобы определить его периметр, нужно решить простую геометрическую задачу – найти высоту равностороннего треугольника со стороной 20 м (Рисунок 2.3). По теореме Пифагора она составляет  $\sqrt{3} \cdot 10$  м, или 17,32 м. Обозначим эту величину как  $l_{рег}^{(2)}$ .

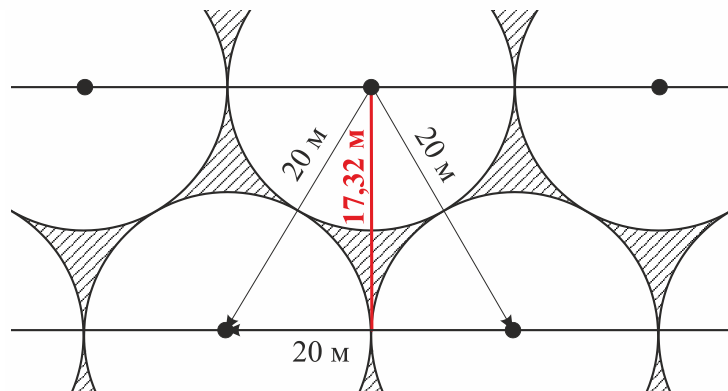


Рисунок 2.3 – Расстояние до второй (и третьей) линии газосигнализаторов вокруг НТУ прямоугольной формы

Тогда периметр воображаемой второй линии установки ВД

$$P_{уст}^{(2)} = P_{0у} + 8l_{рег}^{(1)} + 8l_{рег}^{(2)}. \quad (2.5)$$

Если размер установки не более 30 м (малый периметр), то необходимо два ряда ВД, если же превышает 30 м (большой периметр), то три ряда. В этом случае на расстоянии  $l_{рег}^{(2)}$  от второй линии установки ВД будет еще одна, третья линия, периметр которой  $P_{уст}^{(3)}$  определится формулой

$$P_{уст}^{(3)} = P_{0у} + 8l_{рег}^{(1)} + 16l_{рег}^{(2)}. \quad (2.6)$$

Общая длина всех линий установки датчиков составит:

- для малого периметра (не более 30 м):

$$P^{(\text{общ})}_{\text{мал}} = P^{(1)}_{\text{уст}} + P^{(2)}_{\text{уст}} = 2P_{\text{ОУ}} + 16l_{\text{рег}}^{(1)} + 8l_{\text{рег}}^{(2)} ; \quad (2.7)$$

- для большого периметра (более 30 м):

$$P^{(\text{общ})}_{\text{бол}} = P^{(1)}_{\text{уст}} + P^{(2)}_{\text{уст}} + P^{(3)}_{\text{уст}} \quad (2.8)$$

или

$$P^{(\text{общ})}_{\text{бол}} = 3P_{\text{ОУ}} + 24l_{\text{рег}}^{(1)} + 24l_{\text{рег}}^{(2)} . \quad (2.9)$$

Соответственно, исходя из радиуса зоны действия ВД 10 м, регламентное количество их в зависимости от периметра НТУ определится как:

- для малого периметра:

$$N^{(\text{общ})-}_{\text{мал}} = 1/20 (2P_{\text{ОУ}} + 16l_{\text{рег}}^{(1)} + 8l_{\text{рег}}^{(2)}) ; \quad (2.10)$$

- для большого периметра:

$$N^{(\text{общ})-}_{\text{бол}} = 1/20 (3P_{\text{ОУ}} + 24l_{\text{рег}}^{(1)} + 24l_{\text{рег}}^{(2)}) . \quad (2.11)$$

Здесь  $N^{(\text{общ})-}_{\text{мал}}$  и  $N^{(\text{общ})-}_{\text{бол}}$  – значения количества необходимых к установке ВД, получаемые при делении. В случае если они не являются целыми, то регламентированное количество требуемых к установке датчиков ( $N^{(\text{общ})}_{\text{мал}}$  и  $N^{(\text{общ})}_{\text{бол}}$ ) следует округлить вверх до ближайшего целого числа:

$$N^{(\text{общ})}_{\text{мал}} = \begin{cases} N^{(\text{общ})-}_{\text{мал}}, [N^{(\text{общ})-}_{\text{мал}}] = N^{(\text{общ})-}_{\text{мал}} \\ N^{(\text{общ})-}_{\text{мал}} + 1, [N^{(\text{общ})-}_{\text{мал}}] \neq N^{(\text{общ})-}_{\text{мал}} \end{cases} , \quad (2.12)$$

$$N^{(\text{общ})}_{\text{бол}} = \begin{cases} N^{(\text{общ})-}_{\text{бол}}, [N^{(\text{общ})-}_{\text{бол}}] = N^{(\text{общ})-}_{\text{бол}} \\ N^{(\text{общ})-}_{\text{бол}} + 1, [N^{(\text{общ})-}_{\text{бол}}] \neq N^{(\text{общ})-}_{\text{бол}} \end{cases} . \quad (2.13)$$

В формулах (2.10) и (2.11) зафиксирована зависимость числа ВД, устанавливаемых вокруг НТУ объекта НПЗ прямоугольной формы, от ее периметра и регламентированных расстояний установки ВД. Для первой линии установки ( $l_{\text{рег}}^{(1)}$ ) в [102] регламентировано расстояние 6 м, для второй и третьей линий ( $l_{\text{рег}}^{(2)}$  и  $l_{\text{рег}}^{(3)}$ ) – 17,32 м. Эти формулы можно также применять и для других объектов защиты на предприятиях, которые используют ТУ-газ-86 [102] в качестве основного

нормативного документа. В случаях, когда установлены иные значения расстояний для линий установки ВД, данные формулы также позволяют рассчитать их регламентированное количество [124].

### **2.1.2 Расчет регламентированного количества выносных датчиков газосигнализаторов для наружных технологических установок в форме произвольного многоугольника**

Теперь рассмотрим более общий случай, когда НТУ имеет форму произвольного многоугольника. В этом случае целесообразно выбрать способ разбиения многоугольника произвольной формы на отдельные составляющие, каждая из которых будет представлять собой основание равнобедренного треугольника. Стороны каждого такого треугольника будут сходиться в некоторой точке. Разность высот двух треугольников, которые будут образованы воображаемыми прямыми, частью линии периметра и первой линией мест установки датчиков, и будет регламентированным в ТУ-газ-86 [102] расстоянием (см. Рисунок 2.1) до первой линии их установки (6 м).

Для корректных математических построений необходимо найти точку (полнос) внутри контура многоугольника, которая станет исходной при его разбиении на треугольники. Как правило, для одной пары сторон периметра и первой линии установки ВД она должна лежать на серединном перпендикуляре, проведенном к стороне периметра. Проведя такие перпендикуляры ко всем сторонам многоугольника, можно получить область, внутри которой и будет найдена данная точка. Однако в большинстве случаев найти такой полнос практически невозможно (Рисунок 2.4), поэтому следует искать другой способ определения коэффициента подобия для многоугольников всех линий мест установки ВД.

Периметр  $P_{Oy}$  НТУ в виде произвольного многоугольника можно записать как сумму длин его сторон:

$$P_{Oy} = \sum_{i=1}^{M_{\text{пер}}} l_i^{\text{пер}}, \quad (2.14)$$

где  $M_{\text{пер}}$  – число сторон многоугольника;

$l_i^{\text{пер}}$  – длина стороны многоугольника.

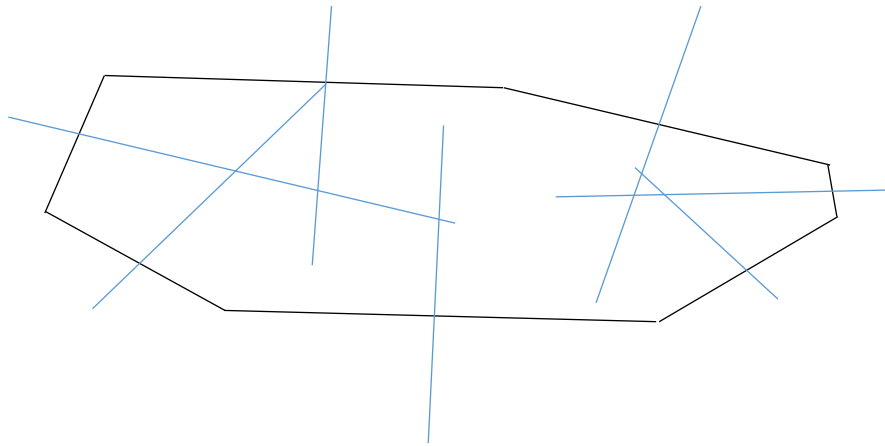


Рисунок 2.4 – Возможная форма периметра НТУ в виде произвольного многоугольника и поиск полюса в нем

Для определения периметра первой линии мест установки ВД в зависимости от  $P_{Oy}$  необходимо установить коэффициент подобия. Так как  $l_{\text{рег}}^{(1)}$  – величина постоянная в сравнении с периметрами различных НТУ, то его величина тем меньше, чем больше  $P_{Oy}$ :

$$P_{\text{уст}}^{(1)} = K_{\text{под}}^{(1)} P_{Oy}, \quad (2.15)$$

где  $K_{\text{под}}^{(1)}$  – коэффициент подобия первой линии мест установки ВД.

Для определения  $K_{\text{под}}^{(1)}$  необходимы дополнительные построения. Если мы нашли полюс на серединном перпендикуляре одной из сторон многоугольника (точка  $O$  на Рисунке 2.5), то построенные из этой точки треугольники  $OAB$  и  $OA'B'$  подобны, а отношение их высот даст  $K_{\text{под}}^{(1)}$ :

$$K_{\text{под}}^{(1)} = |OH'| / |OH| = (h_1 + l_{\text{рег}}^{(1)}) / h_1, \quad (2.16)$$

где  $h_1$  – высота треугольника  $AOB$  (см. Рисунок 2.5).

Для второй линии мест установки ВД при этом подходе следует рассмотреть построение на Рисунке 2.6.

С другой стороны, учитывая, что  $l_1^{\text{пер}}$  может иметь произвольное значение, если полюс  $O$  не найден, следует изменить подход к расчету  $P_{\text{уст}}^{(1)}$ . Для этого нужно опустить перпендикуляры, равные  $l_{\text{рег}}^{(1)}$ , из углов на линии, параллельные сторонам многоугольника на расстоянии  $l_{\text{рег}}^{(1)}$  от них, и продолжить сами стороны до пересечения с ними, как показано на Рисунке 2.7.

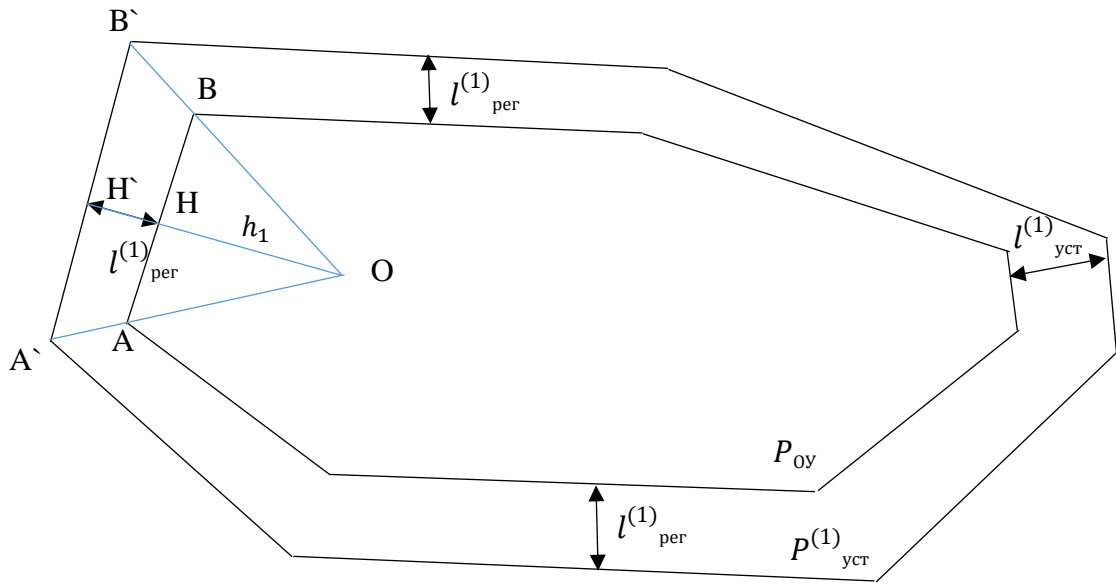


Рисунок 2.5 – Возможная первая линия установки газосигнализаторов вокруг НТУ в форме произвольного многоугольника

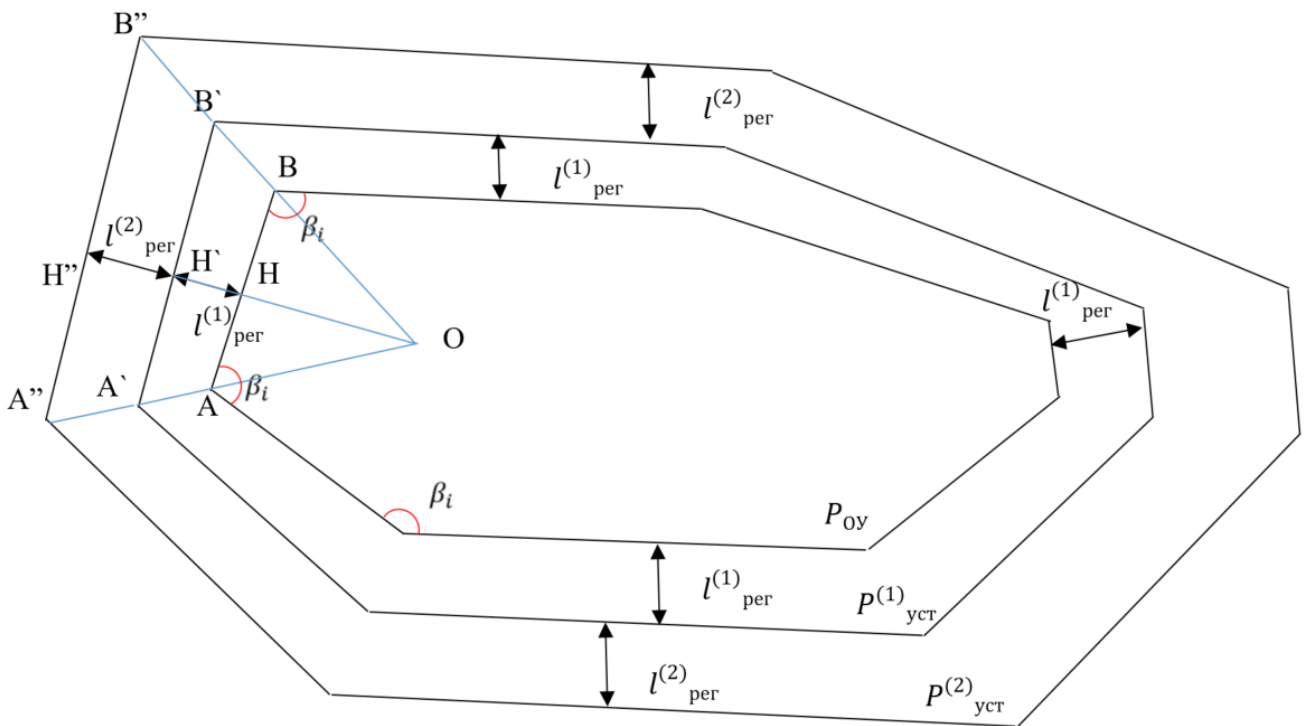


Рисунок 2.6 – Построения для определения второй линии мест установки ВД вокруг НТУ в форме произвольного многоугольника

Рассматривая отдельно каждый из углов (на Рисунке 2.8 представлен верхний левый угол), можно видеть, что для всех них мы имеем параллелограмм, высоты которого равны  $l_{\text{рег}}^{(1)}$ .

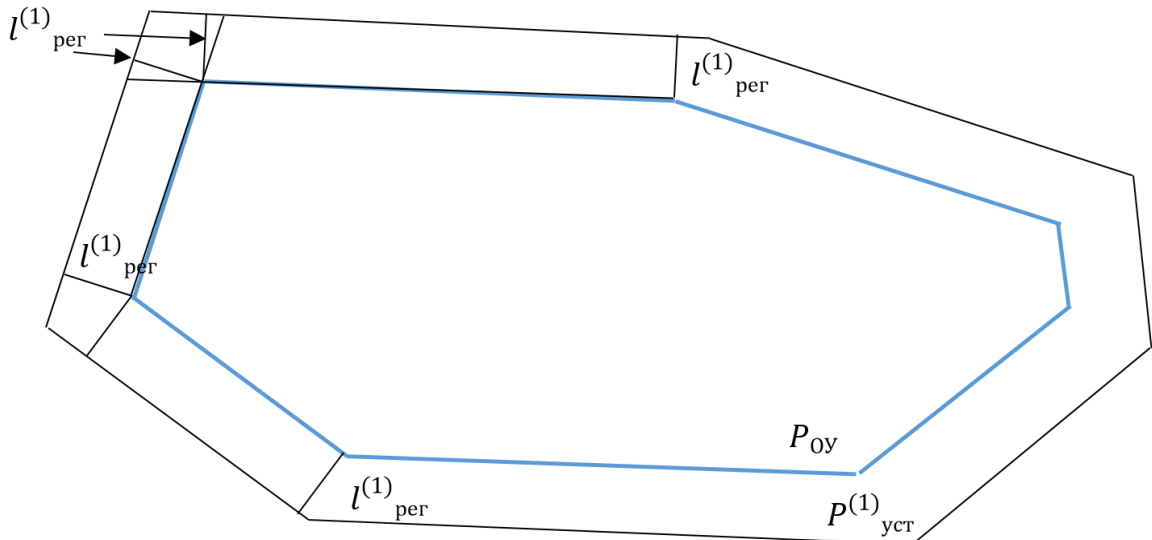


Рисунок 2.7 – Проекции периметра НТУ на возможную первую линию установки газосигнализаторов (для трех сторон многоугольника)

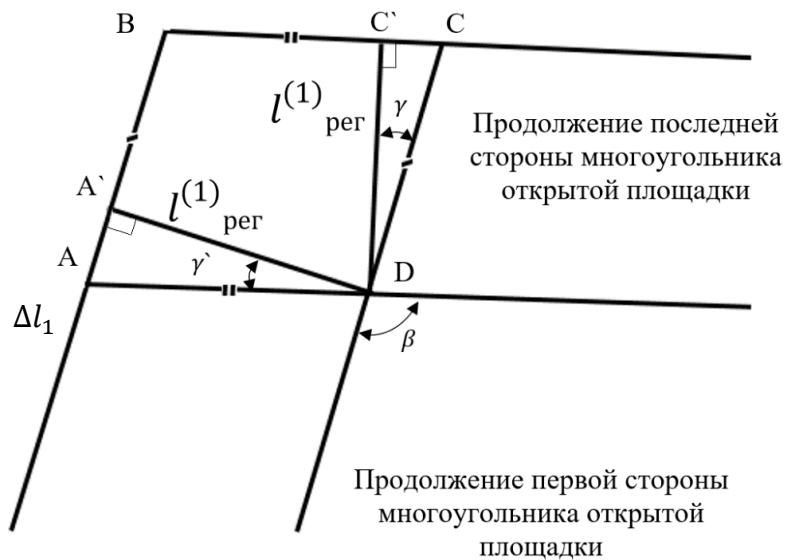


Рисунок 2.8 – Построения для одного из углов многоугольника

Нетрудно показать, что  $ABCD$  – ромб, так как все его высоты равны. Следовательно, и углы  $\gamma$  и  $\gamma'$  в треугольниках  $AA'D$  и  $CC'D$  равны:

$$\gamma = \gamma' = \beta - \pi/2. \quad (2.17)$$

В связи с этим увеличение периметра первой линии мест газосигнализаторов вокруг НТУ в форме произвольного многоугольника для каждого угла составит (в соответствии с Рисунком 2.8):

$$\Delta l_1 = 2 \frac{l_{\text{пер}}^{(1)}}{\cos(\beta - \pi/2)}. \quad (2.18)$$

Из расчета периметра следует исключить прямые углы, так как для них увеличения сторон периметра на первой линии не будет. Из (2.18) следует, что число установленных ВД непосредственно зависит от топологии НТУ, на которой перерабатываются продукты нефте- и газопереработки. Обобщая (2.18) для всей НТУ в форме произвольного многоугольника, следует задать вектор углов:

$$\beta = \{\beta_1, \beta_2, \beta_3, \dots, \beta_{M_{\text{пер}}}\}. \quad (2.19)$$

Тогда зависимость периметра первой линии установки ВД газосигнализаторов от периметра НТУ в форме произвольного многоугольника можно записать как

$$P^{(1)}_{\text{уст}} = P_{0у} + 2 \sum_{i=1}^{M_{\text{пер}}} \left( k^{yг}_i l_{\text{пер}}^{(1)} / \cos(\beta_i - \pi/2) \right), \quad (2.20)$$

где  $k^{yг}_i$  – коэффициент каждого из углов, определяемый как

$$k^{yг}_i = \begin{cases} 0, & \beta_i = \pi/2 \\ 1, & \beta_i \neq \pi/2 \end{cases}. \quad (2.21)$$

Коэффициенты углов задаются так же, как и углы периметра:

$$k^{yг} = \{k^{yг}_1, k^{yг}_2, \dots, k^{yг}_{M_{\text{пер}}}\}. \quad (2.22)$$

Для второй и третьей линий мест установки ВД вокруг НТУ в форме произвольного многоугольника аналогично (2.20) можно записать:

$$P^{(2)}_{\text{уст}} = P_{0у} + 2 \sum_{i=1}^{M_{\text{пер}}} \left( k^{yг}_i l_{\text{пер}}^{(1)} / \cos(\beta_i - \pi/2) \right) + \\ + 2 \sum_{i=1}^{M_{\text{пер}}} \left( k^{yг}_i l_{\text{пер}}^{(2)} / \cos(\beta_i - \pi/2) \right), \quad (2.23)$$

$$P^{(3)}_{\text{уст}} = P_{0у} + 2 \sum_{i=1}^{M_{\text{пер}}} \left( k^{yг}_i l_{\text{пер}}^{(1)} / \cos(\beta_i - \pi/2) \right) + \\ + 4 \sum_{i=1}^{M_{\text{пер}}} \left( k^{yг}_i l_{\text{пер}}^{(2)} / \cos(\beta_i - \pi/2) \right), \quad (2.24)$$

где  $P^{(2)}_{\text{уст}}$  и  $P^{(3)}_{\text{уст}}$  – длина периметров соответственно для второй и третьей линий мест установки ВД;

$l_{\text{пер}}^{(1)}$  и  $l_{\text{пер}}^{(2)}$  – расстояния, равные согласно [102] соответственно 6 и 17,32 м.

Отсюда общая длина всех периметров мест установки ВД вокруг НТУ в форме произвольного многоугольника составит:

- для периметра не более 30 м:

$$P^{(\text{общ})}_{\text{мал}} = 2 P_{0У} + 4 \sum_{i=1}^{M_{\text{пер}}} \left( k_{\text{уг}} i l_{\text{пер}}^{(1)} / \cos(\beta_i - \pi/2) \right) + 2 \sum_{i=1}^{M_{\text{пер}}} \left( k_{\text{уг}} i l_{\text{пер}}^{(2)} / \cos(\beta_i - \pi/2) \right); \quad (2.25)$$

- для периметра более 30 м:

$$P^{(\text{общ})}_{\text{бол}} = 3 P_{0У} + 4 \sum_{i=1}^{M_{\text{пер}}} \left( k_{\text{уг}} i l_{\text{пер}}^{(1)} / \cos(\beta_i - \pi/2) \right) + 6 \sum_{i=1}^{M_{\text{пер}}} \left( k_{\text{уг}} i l_{\text{пер}}^{(2)} / \cos(\beta_i - \pi/2) \right). \quad (2.26)$$

Соответственно, предварительное число датчиков, устанавливаемых вокруг НТУ в форме произвольного многоугольника, по аналогии с (2.10) и (2.11) будут рассчитаны так:

- для малого периметра:

$$N^{(\text{общ})-}_{\text{мал}} = 1/20 \left[ (2 P_{0У} + 4 \sum_{i=1}^{M_{\text{пер}}} \left( k_{\text{уг}} i l_{\text{пер}}^{(1)} / \cos(\beta_i - \pi/2) \right) + 2 \sum_{i=1}^{M_{\text{пер}}} \left( k_{\text{уг}} i l_{\text{пер}}^{(2)} / \cos(\beta_i - \pi/2) \right)) \right]; \quad (2.27)$$

- для большого периметра:

$$N^{(\text{общ})-}_{\text{бол}} = 1/20 \left[ (3 P_{0У} + 4 \sum_{i=1}^{M_{\text{пер}}} \left( k_{\text{уг}} i l_{\text{пер}}^{(1)} / \cos(\beta_i - \pi/2) \right) + 6 \sum_{i=1}^{M_{\text{пер}}} \left( k_{\text{уг}} i l_{\text{пер}}^{(2)} / \cos(\beta_i - \pi/2) \right)) \right]. \quad (2.28)$$

По формулам (2.27) и (2.28) рассчитывается общее количество ВД ( $N^{(\text{общ})-}_{\text{мал}}$  и  $N^{(\text{общ})-}_{\text{бол}}$ ), устанавливаемых вокруг НТУ в форме произвольного многоугольника [125]. Их количество и определяет дисциплину ТО.

### 2.1.3 Расчет регламентированного количества выносных датчиков газосигнализаторов для наружных технологических установок в виде замкнутой кривой произвольной формы

Для примера расчета линий мест установки ВД в виде замкнутой кривой произвольной формы рассмотрим НТУ, представленную на Рисунке 2.9, с указанием возможной линии мест установки ВД.

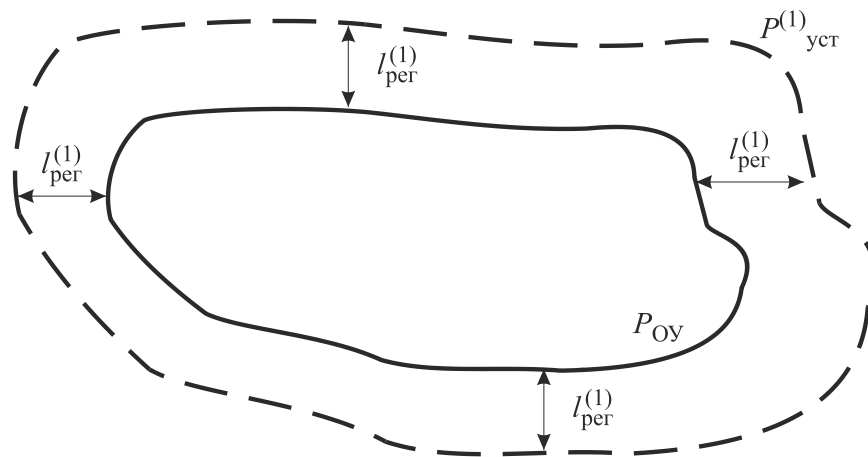


Рисунок 2.9 – Возможная первая линия мест установки ВД вокруг НТУ произвольной формы

Для проведения расчета нам понадобится дополнительная точка внутри периметра (приведенной на Рисунке 2.9 кривой), наиболее близкая к месту его возможного центра в геометрическом смысле. На самом деле выбор такой точки (будем называть ее в данном подразделе полюсом) произволен. Выбор ее места будет определять характер функции периметра, которую мы ниже используем для определения его длины.

Для формулировки задачи определения нормативно установленного в [102] количества ВД будем полагать, что место полюса найдено. Как – неважно. Зададим направление от полюса вверх по расположению объекта моделирования, как показано на Рисунке 2.10. Данное направление необходимо для задания угла в полярных координатах. Будем называть его начальным.

Зададим функцию периметра  $R_{Oy}(\alpha)$  в виде радиуса-вектора, начало которого находится в полюсе, а конец описывает кривую контура НТУ. В этом случае периметр НТУ может представлять собой некоторую функцию угла  $\alpha$ , отложенного от начального направления.

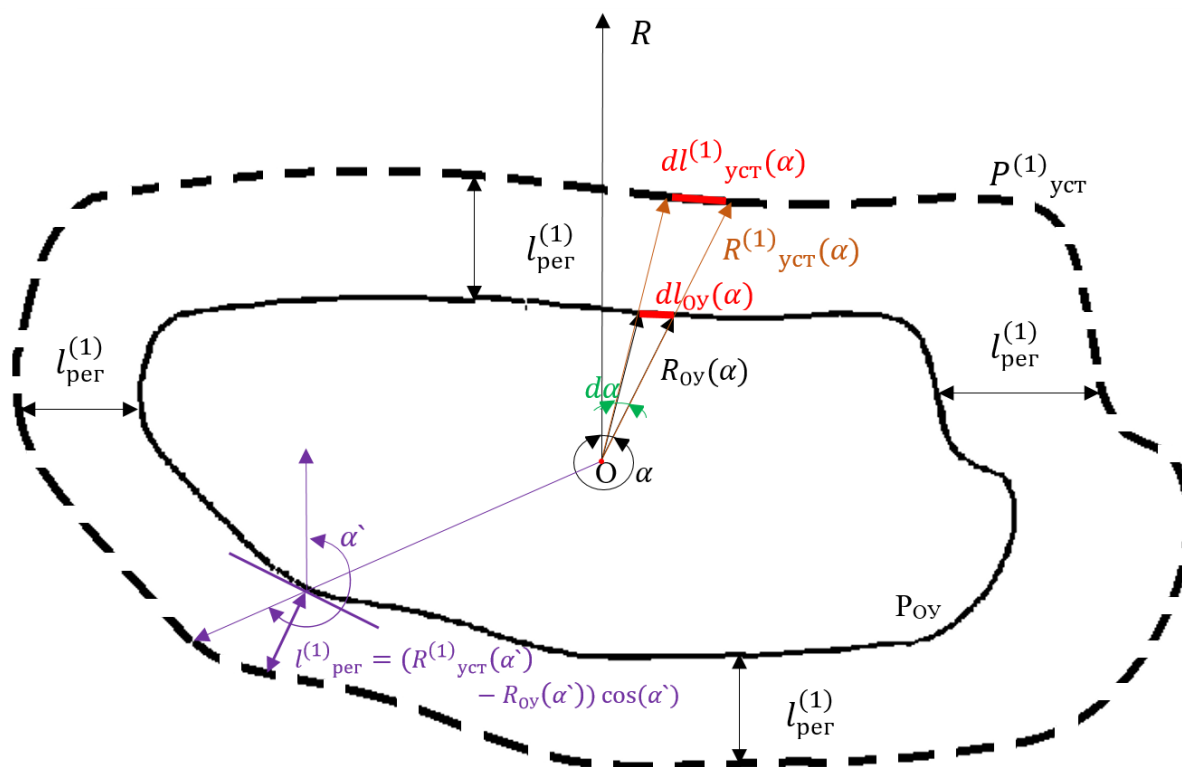


Рисунок 2.10 – Геометрические построения для определения длины первой линии мест установки ВД вокруг НТУ произвольной формы

Функцию периметра (удаления от полюса точки периметра для заданного угла направления) можно представить некоторой кривой в полярных координатах. Примерный график данной функции приведен на Рисунке 2.11.

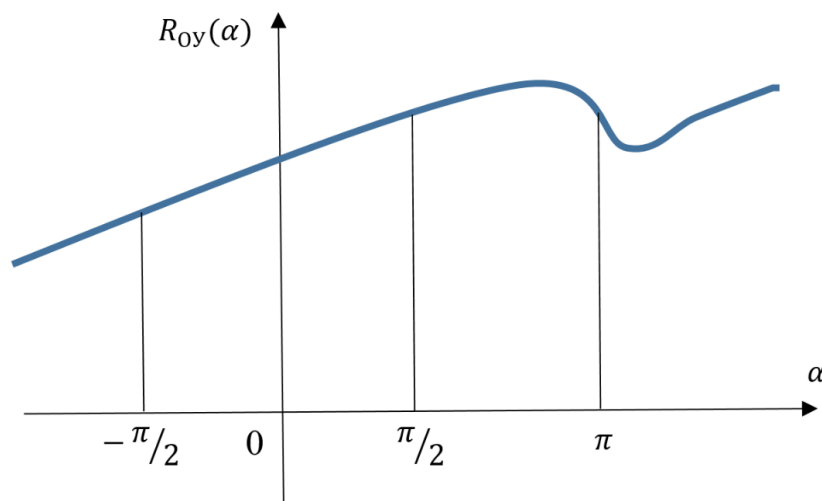


Рисунок 2.11 – Примерный график функции периметра  $R_{oy}(\alpha)$  НТУ

Преобразованные прямоугольные координаты значения отдельной точки  $N$  для функции  $R_{oy}(\alpha)$  представлены на Рисунке 2.12.

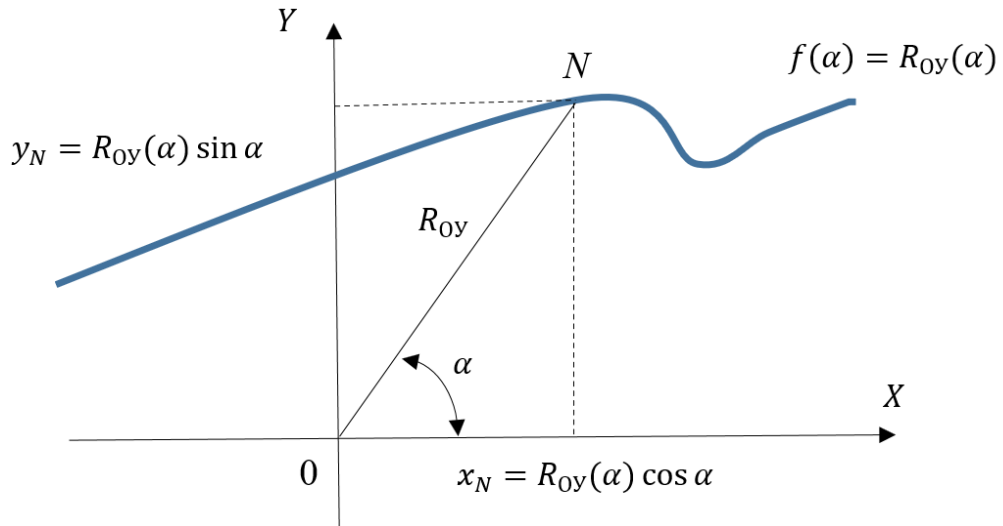


Рисунок 2.12 – Вариант определения прямоугольных координат точки  $N$  для НТУ с помощью функции  $R_{OY}(\alpha)$

На самом деле, как будет показано ниже, вид этого графика не имеет значения для целей исследования данного раздела – определения регламентированного числа ВД, установленных вокруг НТУ произвольной формы. Исходя из этих построений, следует разделить весь контур периметра НТУ объекта НПЗ на небольшие элементы  $dl_{OY}(\alpha)$ , которые можно считать отрезками прямой. В этом случае форма НТУ будет аппроксимирована многоугольником с большим числом граней. Длина периметра  $P_{OY}$  в этом случае будет определяться как

$$P_{OY} = \lim_{M_{\text{пер}} \rightarrow \infty} \sum_{i=1}^{M_{\text{пер}}} (dl_{OY_i}(\alpha)), \quad (2.29)$$

где  $M_{\text{пер}}$  – число элементов периметра НТУ, модулирующих ее истинную форму;  $dl_{OY_i}(\alpha)$  –  $i$ -й элемент периметра, для которого

$$dl_{OY_i}(\alpha) \rightarrow 0 \text{ при } M_{\text{пер}} \rightarrow \infty,$$

$$dl_{OY} = \sqrt{\left(\frac{dx}{d\alpha}\right)^2 + \left(\frac{dy}{d\alpha}\right)^2} d\alpha. \quad (2.30)$$

Выразим декартовы координаты  $x$  и  $y$  через полярные координаты  $R_{OY}$  и  $\alpha$ :

$$x = R_{OY}(\alpha) \cos \alpha,$$

$$y = R_{OY}(\alpha) \sin \alpha.$$

Продифференцируем эти выражения по переменной  $\alpha$ :

$$\frac{dx}{d\alpha} = (R_{OY}(\alpha) \cos \alpha)' = R_{OY}(\alpha)' \cos \alpha - R_{OY}(\alpha) \sin \alpha,$$

$$\frac{dy}{d\alpha} = (R_{Oy}(\alpha) \sin \alpha)' = R_{Oy}(\alpha)' \sin \alpha + R_{Oy}(\alpha) \cos \alpha.$$

Тогда

$$\left(\frac{dx}{d\alpha}\right)^2 + \left(\frac{dy}{d\alpha}\right)^2 = (R_{Oy}(\alpha)')^2 + R_{Oy}(\alpha)^2,$$

а значит, можно выразить длину периметра НТУ объекта НПЗ произвольной формы следующим образом:

$$P_{Oy} = l_{Oy} = \int_0^{2\pi} \sqrt{(R_{Oy}(\alpha)')^2 + (R_{Oy}(\alpha))^2} d\alpha. \quad (2.31)$$

Изменения, вносимые углами между двумя сторонами такого «многоугольника», рассмотрим ниже.

Как видно из Рисунка 2.10, аналогичным образом можно получить и длину периметра первой линии мест установки ВД. При этом

$$P_{уст}^{(1)} = \int_0^{2\pi} \sqrt{(R_{уст}^{(1)}(\alpha)')^2 + (R_{уст}^{(1)}(\alpha))^2} d\alpha.$$

Если принять, что

$$R_{уст}^{(1)}(\alpha) = R_{Oy}(\alpha) + l_{рег}^{(1)}, \quad (2.32)$$

то, так как  $l_{рег}^{(1)}$  для  $\alpha$  – константа,

$$P_{уст}^{(1)} = P_{Oy} + \int_0^{2\pi} l_{рег}^{(1)} d\alpha = P_{Oy} + 2\pi l_{рег}^{(1)}. \quad (2.33)$$

Аналогичным образом для второй и третьей линий мест установки ВД имеем:

$$P_{уст}^{(2)} = P_{уст}^{(1)} + \int_0^{2\pi} l_{рег}^{(2)} d\alpha = P_{Oy} + 2\pi l_{рег}^{(1)} + 2\pi l_{рег}^{(2)}, \quad (2.34)$$

$$P_{уст}^{(3)} = P_{уст}^{(2)} + \int_0^{2\pi} l_{рег}^{(2)} d\alpha = P_{Oy} + 2\pi l_{рег}^{(1)} + 4\pi l_{рег}^{(2)}. \quad (2.35)$$

В итоге получаем:

- для периметра не более 30 м:

$$P_{мал}^{(общ)} = 2 P_{Oy} + 4\pi l_{рег}^{(1)} + 2\pi l_{рег}^{(2)}, \quad (2.36)$$

- для периметра более 30 м:

$$P_{бол}^{(общ)} = 3 P_{Oy} + 6\pi l_{рег}^{(1)} + 6\pi l_{рег}^{(2)}. \quad (2.37)$$

Отсюда предварительные значения числа устанавливаемых датчиков вокруг НТУ произвольной формы по аналогии с (2.10) и (2.11) будут рассчитаны так:

- для малого периметра:

$$N^{(\text{общ})-\text{мал}} = 1/20 \left( 2P_{\text{Oy}} + 4\pi l_{\text{пер}}^{(1)} + 2\pi l_{\text{пер}}^{(2)} \right); \quad (2.38)$$

- для большого периметра:

$$N^{(\text{общ})-\text{бол}} = 1/20 \left( 3P_{\text{Oy}} + 6\pi l_{\text{пер}}^{(1)} + 6\pi l_{\text{пер}}^{(2)} \right). \quad (2.39)$$

Регламентированные значения количества ВД, установленных на объекте НПЗ вокруг НТУ произвольной формы в соответствии с требованиями [102],  $N^{(\text{общ})-\text{мал}}$  и  $N^{(\text{общ})-\text{бол}}$  вычисляются по формулам соответственно (2.12) и (2.13).

С другой стороны, рассматривая разницу двух функций периметра  $R_{\text{Oy}}(\alpha)$  и  $R^{(1)}_{\text{уст}}$ , можно видеть, что их разница равна не точному значению  $l_{\text{пер}}^{(1)}$ , а несколько больше. Эта величина в более точном выражении характеризуется расстоянием между двумя касательными, проведенными в точках пересечения радиусов-векторов  $R_{\text{Oy}}(\alpha)$  и  $R^{(1)}_{\text{уст}}$  с кривыми, построенными при их движении по кругу (данный случай отражен на Рисунке 2.10 фиолетовым цветом). В этом случае можно записать

$$l_{\text{пер}}^{(1)} = (R^{(1)}_{\text{уст}}(\alpha') - R_{\text{Oy}}(\alpha')) \cos(\alpha'), \quad (2.40)$$

где  $\alpha'$  – некоторый угол.

В этом случае вместо (2.32) имеем

$$R^{(1)}_{\text{уст}}(\alpha) = R_{\text{Oy}}(\alpha) + \frac{l_{\text{пер}}^{(1)}}{\cos(\alpha)}. \quad (2.41)$$

Учитывая, что  $|\cos(\alpha)| \leq 1$ , а также тот факт, что в некоторых случаях  $\cos(\alpha) = 0$ , учет угла в расчете увеличит расстояние до первой и последующих линий мест установки ВД ( $\frac{l_{\text{пер}}^{(1)}}{\cos(\alpha)} > l_{\text{пер}}^{(1)}$ ), что согласно [102] недопустимо.

Поэтому логично рассматривать (2.33)–(2.39) как основу для расчета нормативно установленного количества ВД газосигнализаторов вокруг наружных установок объектов НПЗ произвольной формы.

Этот расчет соответствует учету топологических характеристик местности, на которой расположена установка объекта НПЗ (см. Рисунок 2.1). Регламентированное количество установленных датчиков есть функция периметра и двумерной формы НТУ.

Таким образом, в данном подразделе были рассмотрены три различных варианта расчета регламентированного количества датчиков газосигнализаторов, располагаемых вокруг наружных установок объектов НПЗ в соответствии с требованиями к установке сигнализаторов и газосигнализаторов [102]. Регламентированное количество датчиков  $N^{(общ)}_{\text{мал}}$  и  $N^{(общ)}_{\text{бол}}$  необходимо для определения базовой линии расчета нормо-часов при их ТО в соответствии с требованиями РЭ. Полученные в данном подразделе формулы позволяют рассчитывать регламентированное количество устанавливаемых вокруг НТУ датчиков независимо от специфических параметров данной модели ЧЭ стационарного термохимического газосигнализатора и топологии местности, в которой находится объект НПЗ.

## **2.2 Расчет регламентированного времени технического обслуживания выносных датчиков газосигнализаторов для наружных технологических установок**

Рассмотрим теперь параметры расчета регламентированного времени технического обслуживания ВД. Они будут зависеть от специфических параметров данной модели ЧЭ стационарного термохимического газосигнализатора, особенностей работы персонала и отчасти топологии местности, в которой находится объект НПЗ. Последним параметром зависимости при расчете времени в данной части исследования можно пренебречь, так как его влияние на рассчитываемые величины будет незначительным.

### ***2.2.1 Расчет регламентированного количества мероприятий по калибровке всех термохимических датчиков***

Рассмотрим сначала в общем виде построение модели определения регламентированного количества мероприятий по калибровке для одного ТХД

[126]. Затем, исходя из рассчитанного количества датчиков, получим общее число мероприятий для всех ТХД, установленных вокруг НТУ.

Для примера воспользуемся данными о процессе ТО, изложенными в [77] (см. Таблицу 1.5). Для указанного в нем ТХД (с ЧЭ ИБЯЛ.305658.001-04) основными временными характеристиками, запускающими процедуры ТО, являются:

- средняя наработка на отказ по каждому каналу (~ 3,5 года);
- интервал между калибровками (45 сут);
- интервал между поверками (1 год);
- средний срок службы (3 года в нормальных условиях и 1 год в агрессивных средах).

Помимо этого, следует отметить важность выходов ТХД из строя, связанных с его внезапным отказом, а также необходимых для ТХД профилактических мероприятий, обусловленных случайным во времени воздействием на него повышенной влажности или каталитических ядов. Будем считать, что только эти специфические параметры данной модели ЧЭ стационарного термохимического газосигнализатора определяют характер его обслуживания.

Для построения модели дисциплины ТО сначала будем основываться на регламентированных мероприятиях. Это даст возможность построить детерминированную модель проведения ТО для ТХД. В этом случае, если известно время проведения запланированного мероприятия (например, калибровки), то время следующей калибровки будет определено регламентированным в [77] интервалом времени. Таким образом, эта дата не будет случайной величиной. В то же время такая детерминированная модель будет основой базовой линии процесса ТО, параметрами которой являются эти специфические свойства данной модели ЧЭ.

Анализ приведенных данных по интервалам времени для различных процедур и мероприятий ТО свидетельствует о том, что для детерминированной модели следует использовать средний срок службы, интервал между поверками и интервал между калибровками. Для данной модели ЧЭ между поверками должно быть проведено восемь калибровок (без учета 5 дней года), а для срока службы

в нормальных условиях необходимо провести три поверки. При наличии агрессивных сред требуется замена ЧЭ через интервал времени, равный интервалу между поверками. Следовательно, в общем виде для ТХД можно записать:

$$\begin{cases} t_{\text{сл}} = n_{\text{мпов}} t_{\text{мпов}}, \\ t_{\text{мпов}} = n_{\text{мкал}} t_{\text{мкал}}, \\ n_{\text{мпов}} = \begin{cases} 1, p_{\text{среды}} = 1, \\ 3, p_{\text{среды}} = 0, \end{cases} \end{cases} \quad (2.42)$$

где  $t_{\text{сл}}$  – срок службы (период эксплуатации) ЧЭ;

$t_{\text{мпов}}$  – интервал времени между двумя поверками;

$t_{\text{мкал}}$  – интервал времени между двумя калибровками;

$n_{\text{мпов}}$  – число межповерочных интервалов в течение срока службы;

$n_{\text{мкал}}$  – число калибровок в течение одного межповерочного интервала;

$p_{\text{среды}}$  – параметр среды эксплуатации ( $p_{\text{среды}} = \{0, 1\}$ ; 0 – нормальные условия, 1 – наличие в среде агрессивных веществ или каталитических ядов).

Из формулы (2.42) следует, что

$$n_{\text{макс}} = t_{\text{сл}} / t_{\text{мкал}}, \quad (2.43)$$

где  $n_{\text{макс}}$  – максимально возможное число калибровок ТХД по ГСО-ПГС при условии, что  $t_{\text{сл}}$  измеряется в сутках.

Для ТХД с ЧЭ ИБЯЛ.305658.001-04  $n_{\text{макс}}$  равно 8 или 24 в зависимости от  $p_{\text{среды}}$ . Для данного (и для иных) ТХД рассчитывается коэффициент преобразования по объемной доле концентрации ГСО-ПГС. Данный коэффициент вносит поправку в срок эксплуатации ЧЭ. Он рассчитывается на основе отличия показаний на индикаторе прибора при калибровке от паспортного значения ГСО-ПГС. При каждой калибровке это отношение умножается на значение коэффициента, установленное в предыдущем периоде:

$$k_{\text{пр}}^{(i+1)} = k_{\text{пр}}^{(i)} C_{\text{изм}}^{(i)} / C_{\text{расч}}^{(i)}, \quad (2.44)$$

где  $k_{\text{пр}}^{(i+1)}$  – коэффициент преобразования в текущем периоде;

$k_{\text{пр}}^{(i)}$  – коэффициент преобразования в предыдущем периоде;

$C_{\text{изм}}^{(i)}$  – измеренный прибором % НКПР при проверке по ГСО-ПГС в предыдущем периоде;

$C_{\text{расч}}^{(i)}$  – реальный % НКПР в баллоне с ГСО-ПГС в предыдущем периоде.

При этом всегда  $C_{\text{изм}}^{(i)} \leq C_{\text{расч}}^{(i)}$ . Если  $k_{\text{пр}}^{(i+1)} < 0,5$ , то ЧЭ в ВД подлежит замене. Такое условие позволяет учитывать агрессивную среду и погодные факторы в его работе. В математическом смысле  $k_{\text{пр}}^{(i+1)}$  может быть представлен кусочно-постоянной функцией (Рисунок 2.13), так как регистрация изменений его значений будет проходить только в определенные моменты времени.

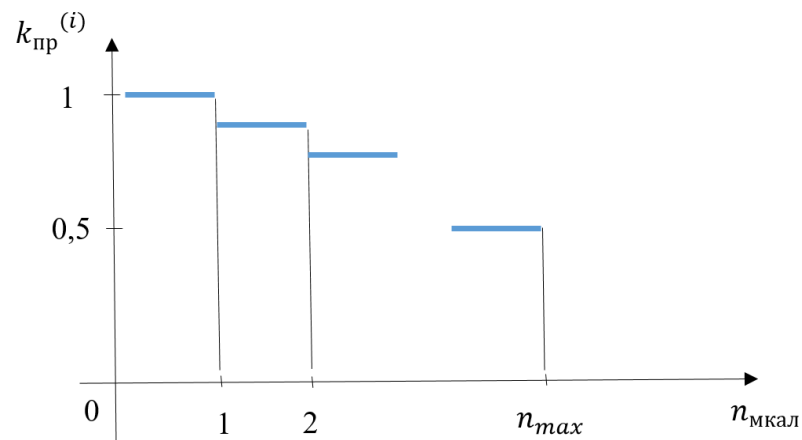


Рисунок 2.13 – Примерный вид зависимости коэффициента преобразования от числа калибровок по ГСО-ПГС

Разница между двумя коэффициентами преобразования в текущем и предыдущем периодах

$$\Delta k_{\text{пр}} = k_{\text{пр}}^{(i)} - k_{\text{пр}}^{(i+1)} \quad (2.45)$$

характеризует степень влияния среды на ЧЭ. В общем виде для ЧЭ ТХД значение данного параметра можно рассчитать как

$$\Delta k_{\text{пр}} \leq 1/(2 n_{\text{max}}) \quad (2.46)$$

Аналогично зависимость  $n_{\text{max}}$  от  $\Delta k_{\text{пр}}$  будет иметь вид

$$n_{\text{max}} \leq 1/(2 \Delta k_{\text{пр}}) \quad (2.47)$$

при условии, что  $\Delta k_{\text{пр}}$  известно и фиксировано, а также

$$\sum_{i=1}^{n_{\text{max}}} \Delta k_{\text{пр}i} \leq 1/2, \quad (2.48)$$

где  $i$  – номер мероприятия по калибровке.

Для ЧЭ, аналогичных ИБЯЛ.305658.001-04 (состав каталитической смеси в которых сходен с ним по составу), можно считать, что согласно [77] регламентированное  $\Delta k_{\text{пр}}$  дискретно и может быть определено как

$$\Delta k_{\text{пр}} = \begin{cases} 1/16, & p_{\text{среды}} = 1, \\ 1/48, & p_{\text{среды}} = 0. \end{cases} \quad (2.49)$$

Число оставшихся к проведению мероприятий по калибровке ЧЭ  $n_{\text{мкал}_{\text{ост}}}$  до значения  $n_{\text{max}}$  с учетом  $\Delta k_{\text{пр}}$ , если выполнено условие (2.48), составит:

$$n_{\text{мкал}_{\text{ост}}} = \left[ \left( 1 - \sum_{i=1}^{n_{\text{тек}}} \Delta k_{\text{пр}i} \right) n_{\text{max}} \right], \quad (2.50)$$

где  $n_{\text{тек}}$  – номер текущего мероприятия по калибровке.

Значение  $\Delta k_{\text{пр}}$  можно считать пропорциональным влиянию среды. При этом с определенными ограничениями для всех случаев

$$\{ \forall i : \Delta k_{\text{пр}i} \leq \Delta k_{\text{пр}i+1} \}. \quad (2.51)$$

Если каталитические яды и агрессивные вещества воздействовали на ЧЭ в течение периода эксплуатации  $t_{\text{сл}}$ , то значение  $\Delta k_{\text{пр}}$  должно увеличиться. Это может изменить количество регламентных мероприятий с применением ГСО-ПГС.

Несмотря на то, что формулы (2.44) – (2.51) приведены для ИБЯЛ.305658.001-04, ТХД других моделей и марок имеют сходную характеристику внутреннего реагента. Его основным свойством является ограниченный срок действия, обусловленный постепенным разрушением реагента под воздействием определяемых веществ и ГСО-ПГС. Поэтому можно с определенными ограничениями утверждать, что ряд приведенных здесь формул универсальны по отношению к различным ЧЭ ТХД.

Будем считать, что  $n_{\text{мкал}}$  характеризует регламентное число мероприятий, которое необходимо провести для одного ТХД за время  $t_{\text{сл}}$ . При этом будем полагать, что агрессивные вещества и каталитические яды в зоне эксплуатации данной НТУ отсутствуют. Тогда, обозначив через  $N^{(\text{общ})}$  число ВД, установленных вокруг НТУ объекта НПЗ в соответствии с подразд. 2.1, получим общее количество мероприятий по калибровке для всех ТХД:

$$N^{(\text{общ})}_{\text{мерк}} = n_{\text{мкал}} N^{(\text{общ})}, \quad (2.52)$$

где  $N^{(\text{общ})}_{\text{мерк}}$  – общее количество мероприятий по калибровке для всех ТХД, установленных вокруг НТУ объекта НПЗ;

$N^{(\text{общ})}$  – количество установленных вокруг НТУ ТХД, которое рассчитывается в зависимости от формы НТУ, как это указано в подразд. 2.1 настоящей работы;

$n_{\text{мкал}}$  – число калибровок в течение одного межповерочного интервала (количество групп мероприятий по калибровке для одного ТХД, предусмотренное в его эксплуатационной документации).

Для только что установленных и введенных в эксплуатацию ВД  $n_{\text{тек}} = 0$ .

В этом случае  $n_{\text{мкал}} = n_{\text{мах}} = n_{\text{мкал}_{\text{ост}}}$ .

Для случаев, когда среда начинает вносить свое влияние в работу ЧЭ,  $\Delta k_{\text{пр}}$  приведет к сокращению количества мероприятий по калибровке для ВД газосигнализаторов, установленных вокруг НТУ. При этом на их место будут установлены новые ВД, для которых схема работы по калибровке будет той же. Можно предположить, что в этом случае число калибровок в течение одного межповерочного интервала  $n_{\text{мкал}}$  не изменится. При этом сам ввод ВД в эксплуатацию (как совокупность мероприятий, обеспечивающих гарантированно его правильную работу) занимает согласно эксплуатационной документации значительно больше времени.

Для новых условий (2.50) следует переписать так:

$$n_{\text{мкал}_{\text{ост}}} = \left[ \left( 1 - \sum_{i=1}^{n_{\text{тек}}} \Delta k_{\text{пр}i} \right) / (2 \Delta k_{\text{пр}}) \right], \quad (2.53)$$

где  $\Delta k_{\text{пр}} = f_{\text{ср}}(\theta_{\text{чэ}})$ ;

$f_{\text{ср}}(\theta_{\text{чэ}})$  – зависимость  $\Delta k_{\text{пр}}$  от агрессивности среды эксплуатации;

$\theta_{\text{чэ}}$  – состояние внутренней части (каталитического реагента) ЧЭ.

Итак, ранее мы задавались целью математически описать процесс ТО ТХД газосигнализаторов, устанавливаемых по периметру НТУ объектов переработки

нефти и газа. В подразделе 2.1, описав возможное пространственное расположение ВД в зависимости от разных форм наружных установок, определили несколько вариантов расчета регламентированного количества датчиков на таких площадках. Вторым важным параметром для описания процесса является регламентированное время проведения калибровок (и поверок) в процессе ТО ТХД. Для расчета данного параметра при выводах о регламентированном времени необходимо использовать данные по расчету количества мероприятий по ТО. Именно с этой целью в данном подразделе провели исследование определения общего количества мероприятий по калибровке для всех ТХД, установленных вокруг НТУ НПЗ, в зависимости от влияния условий внешней среды. Данное количество оставшихся до замены ТХД мероприятий по ТО определяется количеством установленных вокруг НТУ ВД (в соответствии с подразделом 2.1), а также числом калибровок в течение одного межповерочного интервала, которое, в свою очередь, зависит от изменения коэффициентов преобразования, выраженного через функцию зависимости от агрессивности среды эксплуатации.

### ***2.2.2 Алгоритм расчета регламентированного времени диагностирования газосигнализаторов и количественного состава бригады для его проведения в установленный срок***

Если регламентированное время проведения одного комплекса мероприятий по калибровке обозначить через  $t_{\text{мерк}}$ , то общее время калибровки можно определить исходя из суммы времен всех составляющих процесс калибровки мероприятий. Если ввести вектор  $t_{\text{мерк}}^{\text{общ}}$  времен составляющих этого мероприятия

$$t_{\text{мерк}}^{\text{общ}} = \{t_{\text{мерк}}^{(1)}, t_{\text{мерк}}^{(2)}, \dots, t_{\text{мерк}}^{(N_{\text{мерк}})}\}, \quad (2.54)$$

то получим:

$$t_{\text{мерк}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{мерк}}} t_{\text{мерк}}^{(i)}, \quad (2.55)$$

где  $t_{\text{мерк}}^{(i)}$  –  $i$ -я составляющая комплекса мероприятий по калибровке;

$N_{\text{мерк}}$  – количество составляющих мероприятий по калибровке для одного ТХД в соответствии с РЭ газосигнализаторов данного типа.

Формула (2.55) определяет регламентированное время для установленного количества мероприятий по калибровке на один ТХД. При этом в зависимости от модели и марки термохимического газосигнализатора как  $t_{\text{мерк}}^{(i)}$ , так и  $N_{\text{мерк}}$  имеют различные значения.

Чтобы прояснить смысл составляющих, на которые в процессе калибровки в соответствии с РЭ должно затрачиваться время  $t_{\text{мерк}}^{(i)}$ , обратимся к ТХД газосигнализатора СТМ-10. Калибровка ТХД с ЧЭ ИБЯЛ.305658.001-04 предусматривает, помимо тестирования по ГСО-ПГС, проверку электрического сопротивления изоляции, проверку основной абсолютной погрешности и другие мероприятия. Кроме того, для проведения калибровки ТХД по месту установки (а его перенос в другое место для поверки и последующая установка обратно у НТУ потребует повторной проверки по ГСО-ПГС) необходимы как минимум два человека. Один должен работать с блоком сигнализации и питания в помещении ЛПР объекта, а другой – на НТУ по месту установки ТХД.

Продолжим рассуждения о регламентированном времени для установленного количества мероприятий по калибровке. Введем еще ряд обозначений:

$t_{\text{рег}}^{1\text{кан}}$  – время на калибровку одного датчика (канала) согласно РЭ;

$n_{\text{рег}}^{1\text{кан}}$  – количество человек, участвующих в процедуре калибровки на один канал (датчик) согласно РЭ.

Общее время калибровки для всех газосигнализаторов объекта  $T_{\text{рег}}^{\text{общ}}$  составляет:

$$T_{\text{рег}}^{\text{общ}} = N_{\text{общ}} t_{\text{рег}}^{1\text{кан}}, \quad (2.56)$$

где  $N_{\text{общ}}$  – число установленных на объекте датчиков по ТУ-газ-86 [102].

Если принять продолжительность рабочей смены равной  $t_{\text{см}}$  (ч), то число смен на регламентированную калибровку  $Q_{\text{общ}}^{\text{рег}}$  определяется как

$$Q_{\text{общ}}^{\text{рег}} = T_{\text{рег}}^{\text{общ}} / t_{\text{см}} = \frac{N_{\text{общ}} t_{\text{рег}}^{1\text{кан}}}{t_{\text{см}}}. \quad (2.57)$$

С учетом возможности параллельной работы бригада объекта из  $M$  человек может одновременно калибровать  $k_{\text{одновр}}$  ВД (каналов):

$$k_{\text{одновр}} = \frac{M}{n_{\text{рег}}^{1\text{кан}}}. \quad (2.58)$$

Такая бригада выполнит работу по калибровке  $N_{\text{общ}}$  датчиков объекта за количество смен  $Q_{\text{общ}}$ , определяемое формулой

$$Q_{\text{общ}} = \frac{Q_{\text{общ}}^{\text{рег}}}{k_{\text{одновр}}} = \frac{N_{\text{общ}} t_{\text{рег}}^{1\text{кан}}}{t_{\text{см}} M} n_{\text{рег}}^{1\text{кан}}. \quad (2.59)$$

В (2.58) и (2.59)  $M$  – это только «рабочий» состав бригады, т. е. люди (техники или инженеры), которые непосредственно участвуют в проведении операций калибровки (поверки) ВД на месте их установки. Руководящий состав такой бригады в число  $M$  не входит. Помимо этого, будем полагать, что  $M$  кратно  $n_{\text{рег}}^{1\text{кан}}$ . Это упростит расчет, хотя в реальных условиях работы таких бригад это условие необязательно должно соблюдаться и состав бригад должен быть больше. Это объясняется необходимостью резервирования штатных расписаний с учетом возможных больничных, отпусков, командировок и т. п. (работой на нескольких объектах).

Для СТМ-10 из РЭ (ИБЯЛ.305658.001-04) известно, что  $t_{\text{рег}}^{1\text{кан}}$  при поверке оценивается в 7 ч (см. таблицу 3.3 в [42]). В этом случае мероприятия по калибровке (с учетом соблюдения требований охраны труда, например профилактических перерывов каждый час) для очередного канала должны начинаться и заканчиваться в одну смену. Это означает, что  $t_{\text{рег}}^{1\text{кан}}$  можно приравнять к длительности одной смены  $t_{\text{см}}$ , т. е. 8 ч. Следовательно, для данного конкретного вида газосигнализатора количество смен  $Q_{\text{общ}}$  (2.59) можно переписать так:

$$Q_{\text{общ}}^{\text{СТМ-10}} = \frac{N_{\text{общ}}}{M} n_{\text{рег}}^{1\text{кан}}. \quad (2.59a)$$

Теперь рассмотрим горизонтальную топологию объекта. Учитывая, что в ТУ-газ-86 [102] объемные характеристики НТУ при рекомендациях установки вокруг них газосигнализаторов во внимание не принимаются, опустим пока для простоты расчетов наличие вокруг них возвышенностей и впадин. В этом случае, как и при расчете общего числа устанавливаемых на объекте НПЗ ВД, будем рассматривать наружную установку произвольной формы, предполагая, что она абсолютно плоская.

Примем также, что все ВД были введены в эксплуатацию одновременно, хотя в реальных условиях это невозможно. Так, например, для НТУ с периметром более 200 м необходимо установить порядка 40–45 ВД. Это значит, что их одновременной поверкой перед вводом в эксплуатацию должны заниматься от 80 до 100 чел. Однако ни один завод-изготовитель не обладает такими ресурсами. Как правило, штат по вводу в эксплуатацию газосигнализаторов на объектах НПЗ в бригадах заводов-изготовителей составляет не более 20 чел. Значит, для ввода в эксплуатацию на НТУ подобного реального объекта НПЗ всех газосигнализаторов бригаде из 20 чел. понадобится от 4 до 5 сут. Так как время очередной калибровки конкретного ВД определяется с момента ввода его в эксплуатацию (установки и проверки по ПГС-ГСО), разница между моментами ввода в эксплуатацию ВД, установленных в первый ( $ВД_{1-го}$ ) и последний ( $ВД_{закл}$ ) дни работы бригады, может равняться 5 сут. Исходя из требований РЭ для ВД, согласно которым они должны калиброваться строго через регламентное время, моменты калибровки для  $ВД_{1-го}$  и  $ВД_{закл}$  будут всегда различаться (если только их не калибровали или поверяли в один день).

Для ряда видов ТХД связанные со временем особенности работы бригад имеют большое значение. Так, например, для СТМ-10 время между калибровками с применением ПГС-ГСО составляет не более 45 сут при работе в «нормальных» с точки зрения РЭ условиях (отсутствие агрессивных сред и каталитических ядов в окружающем ВД воздухе). Однако 5 сут для такого интервала времени – это больше 10 % времени, отведенного на нормальную работу ВД. Поэтому этот аспект ТО для ВД следует учитывать в дисциплине ТО данных приборов контроля обстановки на объектах НПЗ.

Будем считать, что при обходе периметра для калибровки ВД газосигнализаторов, установленных вокруг НТУ, ремонтная бригада будет двигаться по часовой стрелке или против нее. Случайный выбор калибруемых ВД в данном варианте расчета рассматривать не будем. В этом случае нет приоритетов в обслуживании калибруемых ВД, и можно считать, что все они пронумерованы, например, по часовой стрелке в двух или трех рядах вокруг НТУ. Началом отсчета

в нумерации будем считать направление на север (в часовой терминологии 12 часов) в ближнем к НТУ ряду.

Зная общее число смен, необходимое для регламентной калибровки при условии параллельной работы бригады  $Q_{\text{общ}}$ , можно рассчитать, какую часть общего числа ВД  $k_{\text{см}}$  бригада из  $M$  сотрудников, двигаясь последовательно, будет калибровать за одну смену:

$$k_{\text{см}} = \frac{k_{\text{одновр}}}{Q_{\text{общ}}} = \frac{M}{n_{\text{рег}}^{\text{1кан}} Q_{\text{общ}}} = \frac{t_{\text{см}} M^2}{n_{\text{рег}}^{\text{1кан}^2} N_{\text{общ}} t_{\text{рег}}^{\text{1кан}}}. \quad (2.60)$$

Тогда регламентное количество смен  $n_{\text{см}}^{\text{рег}}$ , необходимых для калибровки  $N_{\text{общ}}$  датчиков, установленных вокруг НТУ НПЗ согласно ТУ-газ-86, бригадой из  $M$  сотрудников объекта, составит:

$$n_{\text{см}}^{\text{рег}} = \frac{1}{k_{\text{см}}} = \frac{n_{\text{рег}}^{\text{1кан}^2} N_{\text{общ}} t_{\text{рег}}^{\text{1кан}}}{t_{\text{см}} M^2}. \quad (2.61)$$

Округляем результат (2.61) до целого значения в большую сторону (подразумевая под сменой полную смену):

$$n_{\text{см}}^{\text{рег}} = \begin{cases} n_{\text{см}}^{\text{рег}}, & \text{если } n_{\text{см}}^{\text{рег}} - [n_{\text{см}}^{\text{рег}}] = 0, \\ [n_{\text{см}}^{\text{рег}}] + 1, & \text{если } n_{\text{см}}^{\text{рег}} - [n_{\text{см}}^{\text{рег}}] > 0. \end{cases} \quad (2.62)$$

За смену бригада откалибрует  $n_{\text{см}}^{\text{ВД}}$  датчиков:

$$n_{\text{см}}^{\text{ВД}} = k_{\text{см}} N_{\text{общ}} = \frac{t_{\text{см}} M^2}{n_{\text{рег}}^{\text{1кан}^2} t_{\text{рег}}^{\text{1кан}}}. \quad (2.63)$$

Округление в (2.63) следует проводить в меньшую сторону:

$$n_{\text{см}}^{\text{ВД}} = [n_{\text{см}}^{\text{ВД}}]. \quad (2.64)$$

Учет (2.63) необходим в случае, когда для ТХД согласно РЭ не допускается выполнение отдельных операций по калибровке в разные смены. Например, для СТМ-10 выполнение измерений основной абсолютной погрешности необходимо выполнять только после проверки ВД по ПГС-ГСО. Выполнение данной операции на следующий день приведет к изменению условий функционирования ВД, и проверку по ПГС-ГСО необходимо будет проводить заново.

Двигаясь по часовой стрелке при проведении операций по калибровке, ремонтная бригада из  $M$  человек будет проверять по  $n_{\text{см}}^{\text{ВД}}$  ВД каждую смену (см. (2.63)). Процесс займет  $n_{\text{см}}^{\text{рег}}$  смен и продлится  $T_{\text{рег}}^{\text{ТО}}$  часов:

$$T_{\text{рег}}^{\text{ТО}} = n_{\text{см}}^{\text{рег}} t_{\text{см}}, \quad (2.65)$$

где  $t_{\text{см}}$  – продолжительность смены, ч.

Можно этот процесс записать по-другому:

$$T_{\text{рег}}^{\text{ТО}} = \frac{n_{\text{рег}}^{\text{1кан}^2} N_{\text{общ}} t_{\text{рег}}^{\text{1кан}}}{M^2}. \quad (2.66)$$

Формула (2.66) позволяет рассчитывать  $T_{\text{рег}}^{\text{ТО}}$  в зависимости от параметров ТО, указанных в эксплуатационной документации на конкретный вид ТХД. Количество людей в ремонтных бригадах уточняется для конкретного объекта и случая проведения ТО отдельно.

При движении бригады, выполняющей мероприятия по ТО датчиков, по объекту вокруг НТУ в каждый из дней проведения мероприятий по калибровке будет обслужено заданное количество ВД. При этом в формулярах будут указаны соответствующие даты. Для первых  $n_{\text{см}}^{\text{ВД}}$  ВД это будет дата начала проведения мероприятий по ТО, для следующих  $n_{\text{см}}^{\text{ВД}}$  ВД – на день позже и т. д. Последняя партия ВД будет проверена через  $T_{\text{рег}}^{\text{ТО}}$  дней. Учитывая регламентированные значения интервала между калибровками и другие характеристики ВД, можно считать, что при большом значении  $n_{\text{см}}^{\text{рег}}$  необходимо будет корректировать дисциплину работы бригады даже при отсутствии выраженных влияний агрессивной среды и климатических факторов.

Регламентированное время проведения калибровок (или поверок) датчиков газосигнализаторов на объектах НПЗ ремонтными бригадами и число рабочих в этих бригадах – взаимозависимые величины. Реальное время проведения ТО ВД на конкретном объекте НПЗ может отличаться от  $T_{\text{рег}}^{\text{ТО}}$ . Имея формулу расчета (2.66), можно также рассчитать штатную численность ремонтных бригад в

зависимости от требуемого времени проведения ТО  $T_{\text{треб}}^{\text{ТО}}$  для случаев, когда ТО необходимо провести в течение заданного срока:

$$M = n_{\text{рег}}^{1\text{кан}} \sqrt{\frac{N_{\text{общ}} t_{\text{рег}}^{1\text{кан}}}{T_{\text{треб}}^{\text{ТО}}}}. \quad (2.67)$$

Таким образом, в данной части исследования была получена формула для расчета регламентированного времени проведения калибровок (или проверок) датчиков газосигнализаторов на объектах НПЗ ремонтными бригадами, состав которых известен [127]. Это значение прямо пропорционально числу установленных датчиков на объекте, регламентному времени проведения калибровки (поверки) одного датчика (канала), определяемому в РЭ, квадрату числа сотрудников ремонтной бригады, которых необходимо задействовать для операций с одним датчиком, и обратно пропорционально квадрату количества людей в ремонтной бригаде.

Кроме того, полученные формулы позволяют рассчитать количественный состав бригады ТО для его проведения в заданный срок [127].

Полученные в данном разделе выводы целесообразно сгруппировать и представить в виде алгоритма расчета времени диагностирования газосигнализаторов и количественного состава бригады, который позволяет определить время проведения калибровочных процедур для датчиков газосигнализаторов, требуемое число специалистов для выполнения диагностических работ в плановый период (Рисунок 2.14).

В алгоритме последовательно определяется число смен для диагностирования; учет одновременно обслуживаемых датчиков, числа датчиков за смену; расчет регламентированного времени проведения ТО датчиков бригадами, состав которых известен. Кроме того, алгоритм позволяет оценить количественный состав бригады ТО для его проведения в заданный срок.

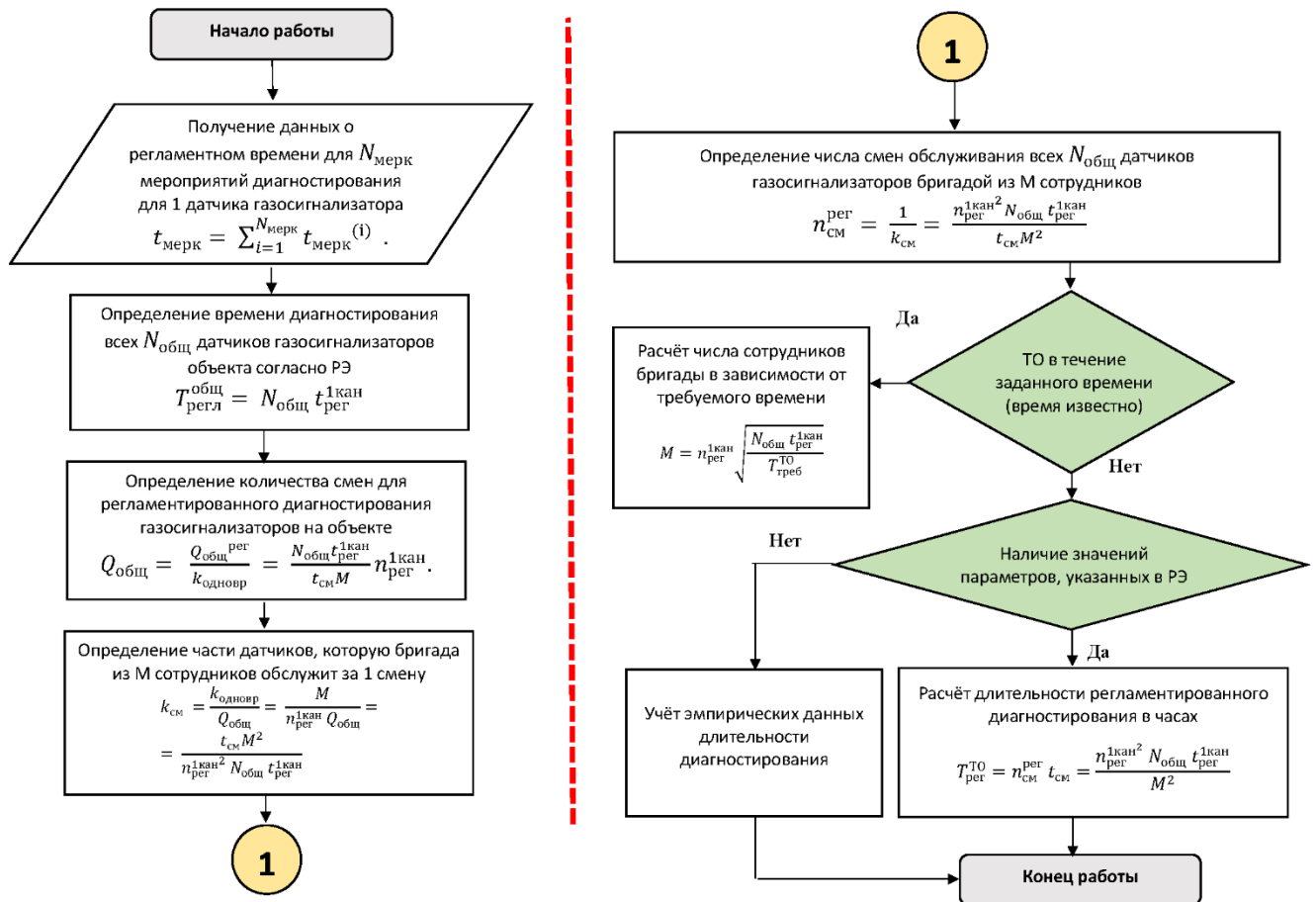


Рисунок 2.14 – Блок-схема алгоритма расчета регламентированного времени диагностирования газосигнализаторов и количественного состава бригады для его проведения в установленный срок:  $N_{\text{мерк}}$  – количество мероприятий по калибровке для одного ТХД;  $N_{\text{общ}}$  – число установленных на объекте датчиков;  $t_{\text{регл}}^{\text{1кан}}$  – время на калибровку одного датчика (канала) согласно РЭ;  $n_{\text{регл}}^{\text{1кан}}$  – количество человек, участвующих в процедуре калибровки на один канал согласно РЭ;  $t_{\text{см}}$  – продолжительность рабочей смены;  $Q_{\text{общ}}^{\text{регл}}$  – число смен на регламентированную калибровку;  $k_{\text{одновр}}$  – число каналов, калибруемых одновременно;  $M$  – состав сервисной бригады;  $T_{\text{регл}}^{\text{ТО}}$  – требуемое время проведения ТО

### 2.3 Модель оценки готовности термохимических датчиков, установленных вокруг наружных технологических установок

Обратившись к сформулированным в экспликации к формуле (2.1) возможным целям оценки качества работ при проведении мероприятий по калибровке и замене ВД (функции дисциплины ТО), будем считать наиболее приоритетной из них для объекта НПЗ нормированную надежную работу подсистемы оповещения о пожаре, которую обеспечивает готовый и проверенный ВД. Другие цели в (2.1): количество человеко-часов, необходимое для приведения

данной системы в требуемое состояние, и общие финансовые затраты, необходимые для поддержания единицы оборудования в готовом состоянии, – имеют менее важное значение на фоне обеспечения ПБ объекта.

Группы специфических параметров данной модели ЧЭ стационарного термохимического газосигнализатора, характеристик топологии местности, а также параметров работы персонала уже были рассмотрены выше. Целевые функции, основанные на указанных группах, а также на группе прочих параметров, будут иметь дело со случайными величинами. Но в какой-то степени все указанные параметры работы ТХД газосигнализаторов на НТУ объектов НПЗ имеют «более детерминированный» характер, чем климатические условия местности, где этот объект расположен.

При последовательном обходе периметра ремонтной бригадой по часовой стрелке или против нее для проведения мероприятий по калибровке или поверке ВД газосигнализаторов, установленных вокруг НТУ, становится ясным порядок их ввода в эксплуатацию. Если не рассматривать случайный характер движения специалистов, то отсутствие приоритетов в обслуживании калибруемых ВД задаст и последовательное введение их в эксплуатацию. Формулы (2.59)–(2.63) задают число ВД, которое бригада заданной численности сможет обслужить за одну смену. А формула (2.65) указывает общее время ТО при последовательном обходе периметра площадки, для которой известно число установленных ВД, их тип и численность обслуживающего их персонала ремонтной бригады.

Однако процесс обеспечения ПБ на объектах НПЗ, составной частью которого является процесс ТО датчиков газосигнализаторов, имеет сложный характер. В него включаются случайные подпроцессы, один из которых, как уже было отмечено выше, не может быть детерминированным в принципе. Это климатические и погодные изменения на объекте НПЗ. При этом характер изменения погодных условий, влияющих на состав реагента в ВД, может существенно различаться в разных регионах. Тем не менее с определенной вероятностью можно предполагать, что на дисциплину ТО, обеспечивающую надежную работу подсистемы оповещения о пожаре, группа этих параметров влияет одинаково.

Рассматривая процесс обеспечения ПБ, можно заметить, что он разбивается на два встречных подпроцесса – разрушительный и созидательный [123], каждый из которых состоит из событий. При этом каждое событие переводит отдельный ТХД в некоторое состояние [128].

Если события разрушительного подпроцесса по большей степени случайны, исключая плановые замены оборудования и моменты наступления необходимых регламентных работ, то события созидательного процесса всегда неслучайны. Для их проведения на объекте НПЗ всегда существует план мероприятий, за выполнением которого всегда следит ответственное лицо. При этом случайный ход изменений в разрушительном подпроцессе, заставляя менять порядок обслуживания ВД ремонтной бригадой, привносит в созидательный подпроцесс элемент случайности.

События разрушительного подпроцесса при обеспечении надежной работы подсистемы оповещения о пожаре связаны с появлением регистрируемых дежурной сменой данных об отклонении в работе ВД от нормированных значений. Такие отклонения могут быть вызваны разными обстоятельствами: необходимостью замены ЧЭ при незапланированном выходе его из строя; резкими изменениями влажности или температуры, приводящими к несоответствию показаний % НКПР на БСП реально регистрируемым ВД, и т. п. В этих случаях необходимы мероприятия по восстановлению устойчивой работы системы оповещения о пожаре, которые должна выполнять ремонтная бригада с применением ГСО-ПГС.

События, связанные с проведением калибровки, поверки или замены (в том числе незапланированной) ЧЭ в ВД, составляют суть восстановительного подпроцесса. Вопрос описания работы ремонтной бригады (дисциплины ТО) в условиях случайного выхода из строя отдельных ЧЭ связан с учетом событий, регистрируемых случайным образом. При этом процесс выхода из строя ЧЭ в случайном потоке разрушительного подпроцесса имеет такие вероятностные характеристики, которые зависят только от состояния ЧЭ в текущий момент времени. А раз нормированная надежность подсистемы оповещения о пожаре

зависит только от текущего состояния конкретных датчиков и не зависит от того, как они оказались в таком состоянии, то эта случайная составляющая разрушительного процесса может быть описана марковским случайным процессом [129].

Рассуждая подобным образом, можно моделировать оба подпроцесса для обеспечения заданного уровня нормированной надежности подсистемы оповещения о пожаре (в определенном в подразделе 2.1 смысле) при помощи модели готовности ТХД, установленных вокруг НТУ объекта НПЗ. Рассчитав ее как отношение числа ВД, потенциально готовых к использованию в соответствии с нормативно-технической документацией, к их общему числу  $N_{\text{общ}}$  (см. (2.12) и (2.13)) с учетом случайности событий, которые выводят ВД из состояния готовности, можно моделировать поведение всей системы датчиков в виде двух потоков – разрушительного и созидательного. Аналогичные расчеты использовались в [20; 52] для других целей при определении готовности пожарных автомобилей и пожарных сил и средств АСПВБ объектов НПЗ.

Будем считать, что ТХД имеют два состояния – готов или не готов. В первом случае все мероприятия по калибровке, поверке и иные действия были с ним проведены, и он может быть использован как есть в течение срока  $t_{\text{мкал}}$ . Будем также считать, что события, переводящие ТХД из состояния «готов» в состояние «не готов», не связаны с плановыми мероприятиями по их обслуживанию. Переходя к формулам, можно говорить, что

$$N_{\text{общ}} = n_{\text{гот}} + n_{\text{негот}}, \quad (2.68)$$

где  $n_{\text{гот}}$  – количество датчиков в состоянии «готов»;

$n_{\text{негот}}$  – количество датчиков в состоянии «не готов»;

$N_{\text{общ}}$  – общее количество датчиков на объекте, рассчитываемое, как показано в подразделе 2.1.

Учитывая опыт проведения оценок [20] для определения уровня нормированной надежности подсистемы оповещения о пожаре, следует задать некоторую агрегированную цель. Ее достижение будет соответствовать

некоторому количественному значению – критерию уровня, который можно считать агрегатным показателем качества нормированной надежности. Проиллюстрируем это на Рисунке 2.15.

Из Рисунка 2.15 видно, что надежная работа каждого из ТХД, установленных вокруг НТУ НПЗ (и их совокупности), определяет критерий уровня готовности оборудования на первом уровне прохождения информации в подсистеме оповещения о пожаре. В свою очередь, во всей подсистеме оповещения о пожаре объекта НПЗ общий критерий определяется исходя из полученных сходным образом нескольких критериев для различных составных частей агрегатных участков. Одной из таких частей на заданном агрегатном участке объекта НПЗ (на Рисунке 2.15 – ТХД № 2) является НТУ. Другой составной частью могут служить печи, третьей – закрытые резервуары для хранения нефтепродуктов. Внося свой вклад в общую цель, готовность или неготовность каждого из ТХД, определяют значения показателя уровня надежности работы всей подсистемы. Каждому из уровней подсистемы оповещения о пожаре объекта НПЗ соответствует свой граф стратегического планирования, что позволяет агрегировать или уточнять показатели уровня готовности для каждого из элементов подсистемы.

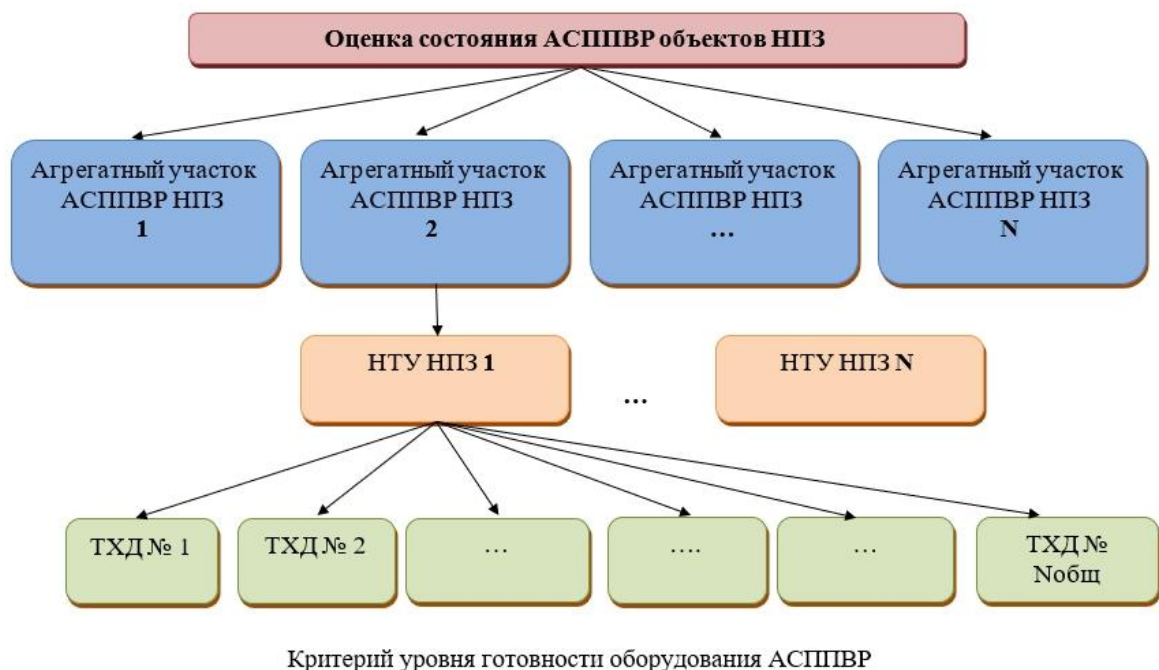


Рисунок 2.15 – Формирование агрегатной цели для критерия уровня готовности АСППВР

Одним из вариантов определения значения показателя уровня готовности оборудования для определения нормированной надежности подсистемы оповещения о пожаре  $\sigma_{\text{над}}^{(1)}$  может служить отношение, выражающее процент готовности к работе в ней используемых датчиков:

$$\sigma_{\text{над}}^{(1)} = \frac{n_{\text{гот}}}{n_{\text{гот}} + n_{\text{негот}}} 100 \%, \quad (2.69)$$

где  $n_{\text{гот}}$  определяется исходя из действий ремонтной бригады (см. (2.59)), а  $n_{\text{негот}}$  формируется характеристиками математически случайного потока событий, моделирующего их последовательность в разрушительном подпроцессе.

Другой вариант  $\sigma_{\text{над}}^{(2)}$  определяет процент неготовых датчиков:

$$\sigma_{\text{над}}^{(2)} = \frac{n_{\text{негот}}}{n_{\text{гот}} + n_{\text{негот}}} 100 \%. \quad (2.70)$$

В обоих случаях возможно использование полученных выше формул для расчета. При этом максимальный уровень нормированной надежности подсистемы оповещения о пожаре будет обеспечен при  $\sigma_{\text{над}}^{(1)} = 100 \%$  и при  $\sigma_{\text{над}}^{(2)} = 0$ . Для реальных условий всегда возможны отклонения. Исходя из требований [102] такие отклонения крайне нежелательны, так как каждый из ВД контролирует значительную территорию вокруг НТУ. Поэтому следует предположить, что требуемый уровень готовности оборудования оповещения не должен превышать нескольких единиц (датчиков).

Следует также упомянуть порядок обхода ремонтной бригадой НТУ, обсуждавшийся в подразделе 2.2.2. Рассуждения о составе бригады и общем количестве датчиков показали, что отклонения от максимального уровня их готовности могут в отдельные дни достигать 10 %. Будем считать это максимально возможным отклонением от требуемого уровня готовности оборудования оповещения.

Допустив, что в состав подсистемы оповещения о пожаре включено рассчитанное по формулам (2.12), (2.13), (2.27), (2.28), (2.38), (2.39) (см. подраздел 2.1) общее количество датчиков  $N_{\text{общ}}$ , будем в качестве единого целого рассматривать оборудование НТУ НПЗ. Ее составной частью, как было показано выше (см. Рисунок 2.15), является совокупность всех установленных вокруг нее ТХД.

Датчики, перешедшие в состояние «не готов», будут переводить всю их совокупность в определенное новое состояние. Если одновременно в состоянии «не готов» находится несколько датчиков с определенными номерами, то число возможных различных состояний в подсистеме оповещения о пожаре можно определить через число размещений из  $N_{\text{общ}}$  элементов по  $n_{\text{негот}}$ :

$$A_{N_{\text{общ}}}^{n_{\text{негот}}} = \frac{N_{\text{общ}}!}{(N_{\text{общ}} - n_{\text{негот}})!}, \quad (2.71)$$

а их общее число  $S_{\text{общ}}^{(1)}$  составит:

$$S_{\text{общ}}^{(1)} = \sum_{i=0}^{n_{\text{негот}}} A_{N_{\text{общ}}}^i = \sum_{i=0}^{n_{\text{негот}}} \frac{N_{\text{общ}}!}{(N_{\text{общ}} - i)!}. \quad (2.72)$$

Однако если неважно, какие именно ВД перешли в состояние «не готов», а важно только количество таких датчиков, то число состояний определяется новой формулой:

$$C_{N_{\text{общ}}}^{n_{\text{негот}}} = \frac{N_{\text{общ}}!}{n_{\text{негот}}!(N_{\text{общ}} - n_{\text{негот}})!}, \quad (2.73)$$

а общее число состояний совокупности ТХД  $S_{\text{общ}}^{(2)}$  будет рассчитано как

$$S_{\text{общ}}^{(2)} = \sum_{i=0}^{n_{\text{негот}}} C_{N_{\text{общ}}}^i = \sum_{i=0}^{n_{\text{негот}}} \frac{N_{\text{общ}}!}{i!(N_{\text{общ}} - i)!}. \quad (2.74)$$

Переход ВД в состояние «не готов» – составная часть разрушительного подпроцесса. Помимо запланированных, но пока не выполненных мероприятий по проверке и калибровке (составных частей созидательного подпроцесса), на состояние ВД влияют погодные условия. Кроме того, состояние ВД может иногда зависеть от топологии объекта, которая может меняться, если НТУ расположена на грунте. В этом случае  $S_{\text{общ}}^{(2)}$  является дискретной случайной величиной. Ее функция распределения показывает вероятность одного или нескольких возможных негативных событий. Интенсивность потока этих событий для каждого объекта НПЗ своя.

Восстановительные работы при обходе ремонтной бригадой НТУ задают свой псевдослучайный поток событий. Псевдослучайным этот поток является в силу того, что многие мероприятия созидательного подпроцесса запланированы заранее и привязаны ко времени. Однако поток случайных негативных событий

приводит к корректировке этих планов, что вносит в поток восстановительных событий элемент случайности.

Исходя из логики работы бригады, нельзя говорить, что событие, соответствующее переходу из состояния «не готов» в состояние «готов» для отдельного ТХД, может быть мгновенным. Однако регистрация данного события на пульте управления по окончании работы по калибровке или поверке может считаться мгновенной. Такой же мгновенной может считаться и регистрация перехода ТХД в состояние «не готов». Поэтому можно принять, что переходы между состояниями совокупности ТХД в случайных потоках событий разрушительного и созидательного подпроцессов происходят мгновенно.

Для получения общих формул рассмотрим сначала частный случай и на его примере покажем, как можно построить марковскую модель. Предположим, что длина стороны НТУ не превышает 30 м и по ее краю установлено шесть ВД, три из которых перешли в состояние «не готов» (Рисунок 2.16). На Рисунке 2.16 они обозначены контурно. Поскольку условный номер ВД в совокупности не имеет значения, как не имеет значения и то, какие ВД перешли в состояние «не готов», то с точки зрения модели любые из указанных ВД могли оказаться в состоянии неготовности. Поэтому для расчета можно использовать формулу (2.73).

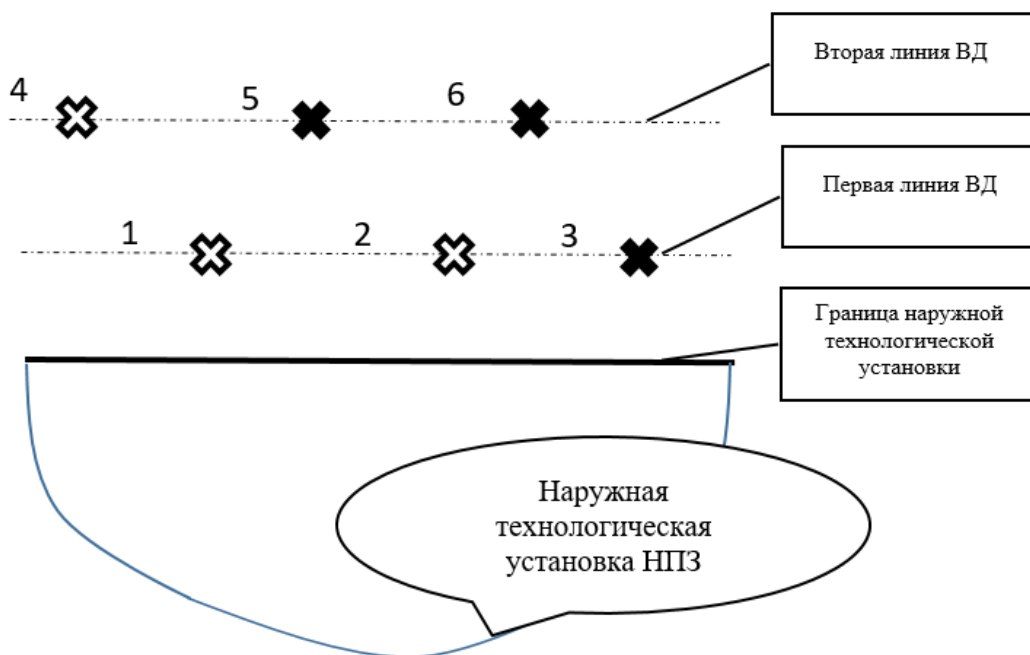


Рисунок 2.16 – Примерное расположение ВД (состояние совокупности ТХД)

В указанном случае несоответствие заданному выше значению уровня нормативной надежности совокупности ТХД равно 50 %, что явно значительно превышает уровень нормативной надежности 10 %. И значит, необходимо срочно восстанавливать совокупность ТХД или останавливать производственный процесс на данном производственном участке из-за отсутствия требуемых средств контроля пожарной обстановки.

Рассчитаем возможное число состояний совокупности ТХД для такой ситуации. Примем, что установленные на первой линии ВД (см. Рисунок 2.16) являются началом отсчета и нумеруются слева направо. Из Рисунка 2.16 видно, что неисправны датчики с номерами {1, 2, 4}, а значит, вся их совокупность может содержать шесть (в соответствии с (2.73)) возможных состояний, которые можно записать в виде множества:

$$S_{124} = \{S_{[124]}, S_{[142]}, S_{[214]}, S_{[241]}, S_{[412]}, S_{[421]}\}. \quad (2.75)$$

Эти состояния совокупности ТХД соответствуют времени их перехода в состояние «не готов». Состояние  $S_{[124]}$  означает, что первым в это состояние перешел ВД под номером 1, вторым – под номером 2 и т. д. Другое состояние (вариант для расчета) данной совокупности ТХД с тремя ВД в состоянии «готов» из общего числа ТХД, равного 6, показано на Рисунке 2.17 (обозначения на нем те же, что и на Рисунке 2.16).

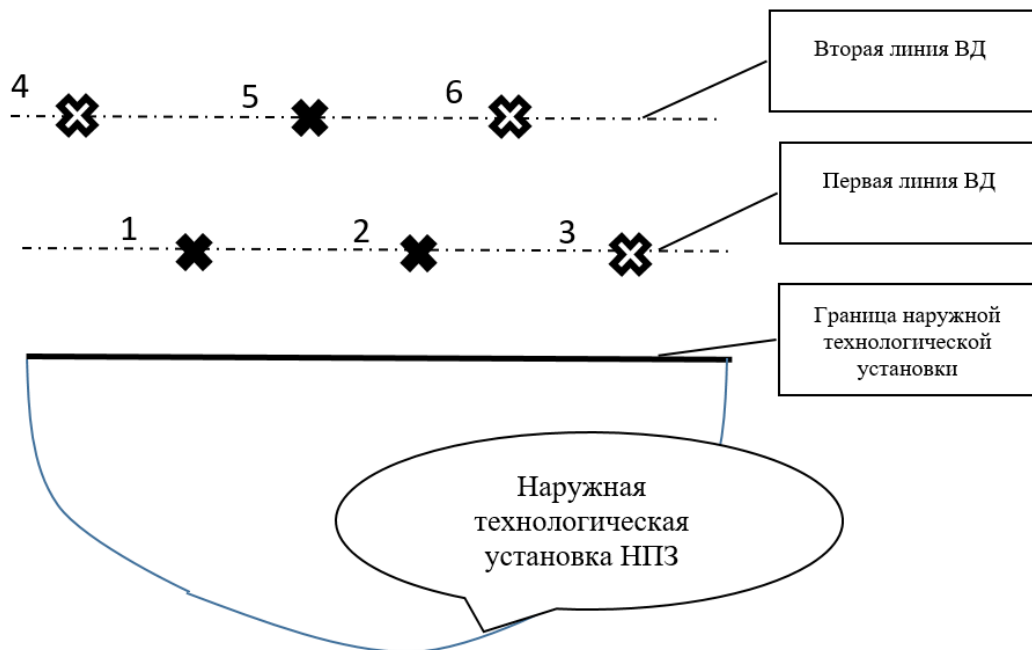


Рисунок 2.17 – Другое расположение ВД в состояниях «готов» / «не готов» (другое состояние совокупности ТХД)

Ремонтная бригада будет стремиться сделать так, чтобы как можно меньше ВД оказывалось в состоянии «не готов» одновременно. В то же время различные условия эксплуатации ТХД и реалии работы ремонтной бригады не исключают возможности возникновения такой ситуации, при которой в какой-то момент времени в состоянии «не готов» окажутся все датчики или их произвольное число. Расчеты показывают, что, если не учитывать условный номер ВД (см. Рисунки 2.16 и 2.17), общее число возможных состояний для всей совокупности ТХД в данном конкретном случае по формуле (2.74) будет равно 64.

В том случае, когда датчики пронумерованы и имеет значение порядок их перехода в состояние «не готов», число таких состояний будет определяться формулой (2.72). Расчет показывает, что для данного конкретного случая это число равно 1957. Учитывая разницу в таких деталях, следует рассматривать состояния совокупности ТХД в данном случае в неупорядоченном виде, а варианты состояний совокупности ТХД, изображенные на Рисунках 2.16 и 2.17, и все иные варианты с такими же данными (три ВД в состоянии «не готов», три ВД в состоянии «готов») как одно состояние совокупности ТХД. Исходя из логики калибровки или поверки ВД по ГСО-ПГС, можно считать, что состояния совокупности ТХД на Рисунках 2.16 и 2.17 – лишь варианты некоторой реальной ситуации. При этом, с точки зрения принятого выше правила о значении для расчета только количества ВД в состоянии «не готов», а не их нóмера в совокупности, оба состояния, показанные на Рисунках 2.16 и 2.17, одинаковы для модели. В этом случае можно говорить о группе состояний, содержащей элементарные состояния совокупности ТХД (см. формулу (2.75)). Чтобы отличать их друг от друга, будем далее называть различные состояния совокупности ТХД, где ВД пронумерованы, элементарным состоянием совокупности ТХД или просто элементарным состоянием, а набор состояний совокупности ТХД, включающий в себя несколько вариантов ВД в состоянии «не готов» с одинаковым их количеством, – группой состояний совокупности ТХД или просто группой состояний.

Для каждой из таких групп можно посчитать количество различных состояний совокупности ТХД, которые будут им соответствовать. Разбивая эти

64 состояния совокупности ТХД на группы состояний, можно посчитать по (2.73) число состояний в зависимости от того, сколько ВД будут в состоянии «не готов» (Таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Виды и число состояний совокупности ТХД

Номер группы состояний	Расшифровка состояния	Количество состояний совокупности ТХД	Уровень нормативной надежности, %
1	Все ВД в состоянии «готов»	1	100
2	В состоянии «не готов» 1 ВД	6	83,33
3	То же, 2 ВД	15	66,67
4	То же, 3 ВД	20	50
5	То же, 4 ВД	15	33,33
6	То же, 5 ВД	6	16,67
7	Все ВД в состоянии «не готов»	1	0

Из Таблицы 2.1 видно, что группа состояний 4, к которой относятся оба состояния совокупности ТХД, показанные на Рисунках 2.16 и 2.17, содержит 20 состояний совокупности ТХД:

$$S_{124} = \left\{ S_{[123]}, S_{[124]}, S_{[125]}, S_{[126]}, S_{[134]}, S_{[135]}, S_{[136]}, S_{[145]}, S_{[146]}, S_{[156]}, S_{[234]}, S_{[235]}, S_{[236]}, S_{[245]}, S_{[246]}, S_{[256]}, S_{[345]}, S_{[346]}, S_{[356]}, S_{[456]} \right\}. \quad (2.76)$$

Возвращаясь к формуле (2.1), можно по аналогии с ней задать общий характер динамики изменения состояний как самих ВД, так и всей их совокупности. Приняв, что поток перехода каждого  $i$ -го ВД в состояние «не готов»  $\varepsilon_i$  есть функция ряда групп некоторых параметров, можно записать:

$$\varepsilon_i = \{ \varepsilon_{1i}, \varepsilon_{2i}, \varepsilon_{3i}, \varepsilon_{4i} \}, \quad (2.77)$$

где  $i$  – номер ВД;

$\varepsilon_{1i}$  – специфические параметры данной модели ТХД (см.  $F_{1i}$ );

$\varepsilon_{2i}$  – параметры климата и топологии НТУ НПЗ (см.  $F_{2i}$ );

$\varepsilon_{3i}$  – параметры, связанные с ограничениями на работу персонала (см.  $F_{3i}$ );

$\varepsilon_{4i}$  – прочие параметры (см.  $F_{4i}$ ).

Первая группа параметров определяется нормативным временем проведения калибровочных и поверочных процедур по РЭ [77, п. 2.2.2]. Данная группа значений детерминирована и связана только с конструктивными особенностями конкретного ТХД.

Вторая группа параметров связана с особенностями погодных условий и расположения НТУ НПЗ. В формировании их значений большую роль играет статистика наблюдений и вероятностные меры тех или иных особенностей конкретного объекта НПЗ.

Третья группа параметров относится к внутренним процедурам, которые регламентируются на конкретном объекте организационно-распорядительной документацией. Впрямую на интенсивность собственно отказов данные значения не влияют. Тем не менее косвенно значения этих параметров определяют, например, частоту закупок необходимого оборудования для проведения соответствующих работ. Это влияет на время, в течение которого отдельные ВД будут находиться в состоянии «не готов». В данную категорию «влияния» можно отнести события, связанные с человеческим фактором при проведении производственных операций. Подобные события могут повлиять на состояние реагента ЧЭ. Данные значения так же, как и предыдущая группа параметров, определяются статистическим путем.

Последняя группа параметров, которая влияет на интенсивность потока отказов, – это особенности основного производства, которые на конкретном объекте НПЗ могут приводить к появлению агрессивных веществ или каталитических ядов.

Переход между группами состояний происходит в результате мгновенных событий разрушительного и созидательного подпроцессов. Иными словами, когда один из ВД совокупности ТХД подсистемы оповещения о пожаре переходит в состояние «не готов» (планово или по другой причине), совокупность ТХД в свою очередь переходит в другую группу при условии, что изменяется число ТХД, находящихся в состоянии «не готов». Последнее замечание важно, так как

ремонтная бригада в тот же (или близкий к моменту регистрации данного события) момент времени может закончить перевод другого ВД в состояние «готов».

После попадания совокупности ТХД подсистемы предупреждения о пожаре объекта НПЗ в очередную группу состояний, отличную от первой (см. Таблицу 2.1), необходимы немедленные действия ремонтной бригады для восстановления работы совокупности ТХД объекта НПЗ. В результате их действий формируется дискретный поток ТО, интенсивность которого может определяться статистически.

Количество ВД вокруг НТУ НПЗ и порядок их перевода из состояния «не готов» в состояние «готов» определяют приоритеты ремонтной бригады. При этом ей постоянно необходима сверка очереди проводимых мероприятий с состоянием остальных ТХД. Иногда, например в случае появления незапланированных выбросов агрессивных веществ, ей следует с одного ТХД переключиться на другой в течение  $t_{\text{рег}}^{\text{кан}}$ . Попарное сравнение параметров значимости конкретного ТХД для всей системы оповещения о пожаре позволяет обнаружить ТХД с максимальным приоритетом. Для каждого из них темп работы сотрудников бригады можно приравнять некоторому значению  $\nu_i$ , где  $i$  – номер ТХД.

Для каждого конкретного состояния совокупности ТХД внутри одной из групп состояний можно посчитать интенсивность потока восстановления. Она будет определяться не только параметром  $\nu_i$ , но и тем, какие работы по восстановлению ВД были проведены до этого.

Наиболее очевидной причиной выбора приоритета в потоке восстановления ВД (перевода их из состояния «не готов» в состояние «готов») является положение ВД. ВД первой линии необходимо обслуживать быстрее, чем второй и третьей. Поэтому данную причину следует рассматривать как первую в общей структуре приоритетов работы ремонтной бригады.

Далее необходимо учитывать наличие ГСО-ПГС, возможность быстрой закупки необходимых заменяемых компонентов и расходных материалов, а также удаленность ВД от БСП, условия работы бригады и т. п. Примерные данные о таких приоритетах приведены в Таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Возможные приоритеты восстановления совокупности ТХД

Номер приоритета	Причина, обуславливающая его выбор ремонтной бригадой
1	Работы по ВД в первой линии вокруг НТУ
2	Наличие ГСО-ПГС на объекте НПЗ позволяет провести необходимые восстановительные работы
3	Наличие заменяемых компонентов на объекте НПЗ позволяет провести необходимые восстановительные работы (закупка не требуется)
4	У ВД истекает срок поверки или калибровки ( $t_{\text{мпов}}$ , $t_{\text{мкал}}$ )
5	У членов ремонтной бригады истекает срок разрешения на работу с данным оборудованием, необходимы экзамены

Приоритеты задают интенсивность потока событий в созидательном подпроцессе. При этом для переходов между группами состояний в разрушительном подпроцессе можно утверждать, что их интенсивность  $\varepsilon_i$  точно не зависит от событий, случившихся при таком переходе ранее. В то же время в событиях созидательного подпроцесса совокупность ТХД в каждом конкретном элементарном состоянии может иметь свои особенности.

В связи с этим приоритеты в созидательном подпроцессе для ремонтной бригады будут зависеть от событий и их интенсивности на предыдущем шаге ее деятельности. Учет переходов совокупности ТХД между группами ее состояний при проведении работ в восстановительном процессе можно определить в виде группы зависимостей следующего вида:

$$\left\{ \begin{array}{l} v_{i/ij} = v_i D_i^{(j)}, \\ v_{i/ijk} = v_i D_i^{(jk)}, \\ v_{i/ijkl} = v_i D_i^{(jkl)} \\ \dots \\ \text{и т. д.,} \end{array} \right.$$

где  $i$  – номер ВД;

$v_i$  – интенсивность потока событий по переводу  $i$ -го ВД в состояние «готов»;

$v_{i/ij}$ ,  $v_{i/ijk}$ ,  $v_{i/ijkl}$  – интенсивность потока событий по переводу  $i$ -го ВД в состояние «готов» с учетом восстановления до этого ВД с номерами соответственно  $j$ ,  $k$  и  $l$ ;

$D_i^{(jk)}$  – приоритет перевода  $i$ -го ВД в состояние «готов» перед  $j$ -м и  $k$ -м ВД;  
 $D_i^{(jkl)}$  – приоритет перевода  $i$ -го ВД в состояние «готов» перед  $j$ -м,  $k$ -м и  $l$ -м ВД.

Моделирование переходов между группами состояний совокупности ТХД в разрушительном подпроцессе можно выполнить с помощью графа (Рисунок 2.18). Последние три группы состояний ТХД рассматривать нецелесообразно ввиду низкого уровня нормированной надежности подсистемы оповещения о пожаре. Интенсивность переходов между элементарными состояниями равна  $\varepsilon_i$ .

Обратный процесс может также быть представлен в виде графа (Рисунок 2.19). Группы состояний ТХД с номерами 5, 6, 7 из рассмотрения также исключены, так как уровень нормативной надежности подсистемы оповещения о пожаре в них ниже 50 %.

Переходы между состояниями совокупности ТХД в созидательном подпроцессе имеют интенсивность  $\nu_{i/ijk}$  в зависимости от номера предыдущего ВД, переведенного в состояние «готов». Ввиду большого объема информации часть весов в ориентированном графе не показана.

Исходя из представленных рассуждений, можно говорить о вероятностном векторе динамики изменения уровня нормативной надежности совокупности ТХД, установленных вокруг НТУ НПЗ, через группы состояний этой совокупности в подсистеме оповещения о пожаре в конкретный момент времени:

$$P(t) = \{P_1(t), P_{ij}(t), P_{ijk}(t), P_{ijkl}(t), 0, 0, 0\} \quad (2.79)$$

с начальным состоянием

$$P(0) = \{P_1(0), P_{ij}(0), P_{ijk}(0), P_{ijkl}(0), 0, 0, 0\}. \quad (2.80)$$

Здесь  $P_1(t), P_{ij}(t), P_{ijk}(t), P_{ijkl}(t)$  – вероятности того, что совокупность ТХД подсистемы оповещения о пожаре на НТУ НПЗ находится в группах с номерами 1, 2, 3, 4 (вероятность того, что уровень нормативной надежности данной составной части подсистемы будет равен соответственно 100; 83,33; 66,67; 50 %).

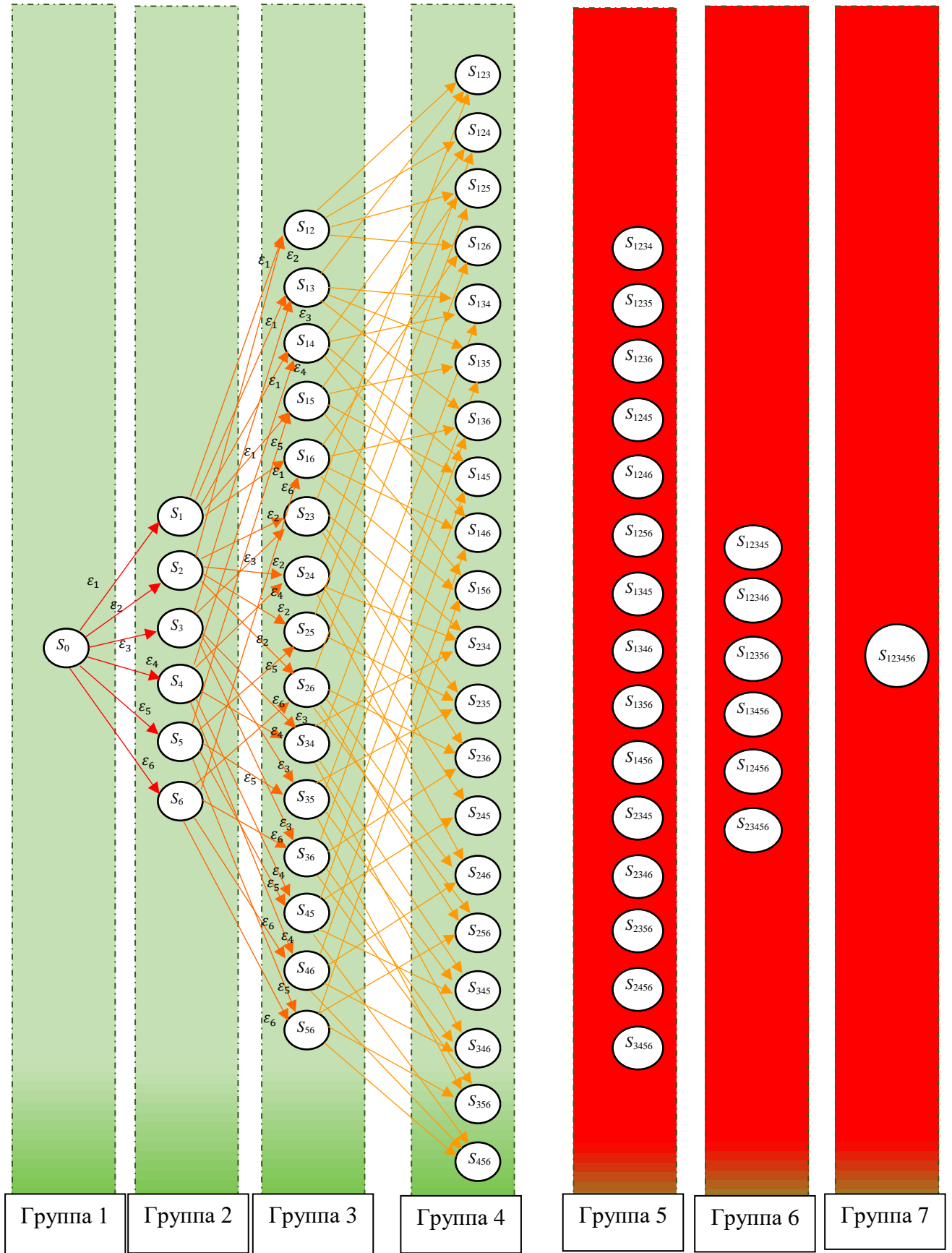


Рисунок 2.18 – Переходы совокупности ТХД между состояниями «готов» и «не готов» (при увеличении количества ВД в состоянии «не готов»)

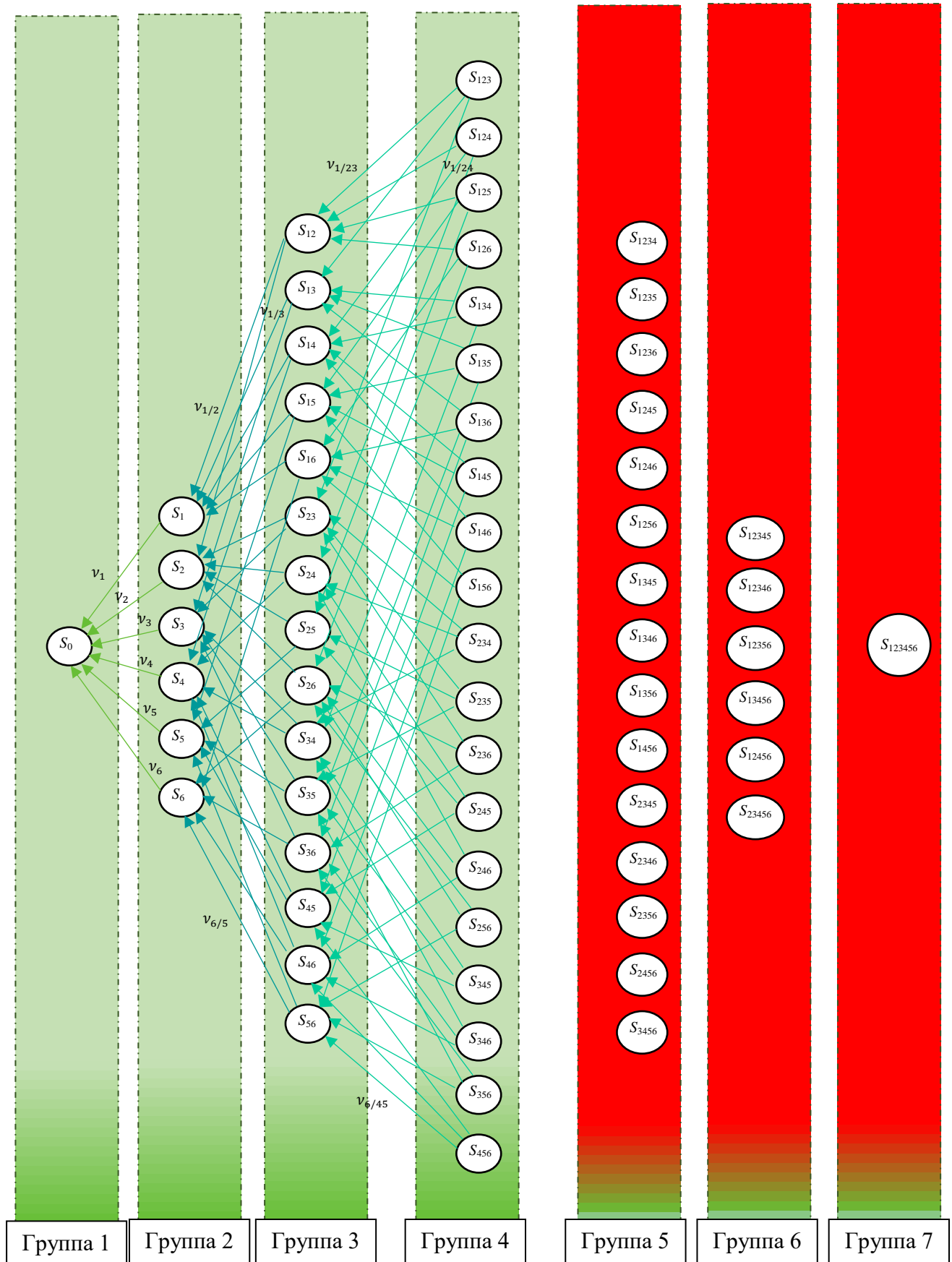


Рисунок 2.19 – Переходы совокупности ТХД между состояниями «не готов» и «готов» (при уменьшении количества ВД в состоянии «не готов»)

Три последних нуля в формулах (2.79) и (2.80) соответствуют возможным событиям в совокупности ТХД, при которых они переходят в элементарные состояния последних трех групп с недопустимым уровнем нормативной надежности. Предполагается, что ремонтная бригада должна работать так, чтобы не допустить снижения этого уровня ниже 50 %. Иными словами, совокупность ТХД никогда не перейдет в аварийные с точки зрения ПБ состояния.

Динамика перехода между группами состояний в совокупности ТХД подсистемы оповещения о пожаре на НТУ объекта НПЗ для обеспечения ее уровня нормативной надежности в пределах от 50 до 100 % может моделироваться уравнениями Колмогорова. При этом заданные начальные состояния данной совокупности будут определяться либо нормативно и планоно (детерминированные величины) с учетом специфических параметров данной модели ТХД, либо статистически, исходя из климата и топологии НТУ НПЗ, а также конкретных условий и ограничений в работе персонала ремонтной бригады. Особенности основного производства на данном объекте НПЗ, которые не могут приводить к появлению агрессивных веществ или каталитических ядов, обычно хорошо известны ЛПР. Однако регистрируемые им проявления таких событий – величина случайная, поэтому они могут быть учтены как в статистическом, так и в детерминированном виде.

Если не указывать зависимость вероятностей из (2.79) от времени, то система дифференциальных уравнений Колмогорова для такого варианта (см. Рисунки 2.16 и 2.17) расположения ВД (шесть ВД для НТУ НПЗ длиной не более 30 м) должна иметь восемь равенств. Однако, принимая во внимание, что три группы состояний совокупности ТХД (с номерами 5, 6, 7) в данной постановке не задействованы, искомые уравнения можно записать таким образом:

$$\left\{ \begin{array}{l}
dP_1/dt = -P_1 \sum_{i=1}^6 \varepsilon_i + \sum_{i=1}^6 P_i v_i, \\
dP_i/dt = P_1 \varepsilon_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^6 P_j v_{i/ij} - P_i \left( v_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^6 \varepsilon_j \right), \\
dP_{ij}/dt = P_j \varepsilon_i + P_i \varepsilon_j + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i,j}}^6 P_{jk} v_{i/ikj} - P_{ij} \left( v_{\frac{i}{ij}} + v_{\frac{j}{ji}} + \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq i,j}}^6 \varepsilon_k \right), \\
dP_{ijk}/dt = P_{ij} \varepsilon_k + P_{ik} \varepsilon_j + P_{jk} \varepsilon_i + \sum_{\substack{l=1 \\ l \neq i,j,k}}^6 P_{jkl} v_{i/ikjl} - P_{ijk} (v_{i/ijk} + \\
+ v_{j/jik} + v_{k/jik} + \sum_{\substack{l=1 \\ l \neq i,j,k}}^6 \varepsilon_l), \\
P_1 + \sum_{i=1}^6 P_i + \sum_{j=1}^6 \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j}}^6 P_{ij} + \sum_{k=1}^6 \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^6 \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j,k}}^6 P_{ijk} + \\
+ \sum_{l=1}^6 \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq l}}^6 \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k,l}}^6 \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq j,k,l}}^6 P_{ijkl} + P_{1234} = 1.
\end{array} \right. \quad (2.81)$$

Здесь  $P_{1234}$  – вероятность того, что совокупность ТХД не «выйдет» из первых четырех групп своих состояний.

Пятый член системы уравнений показывает, что совокупность ТХД должна находиться в одной из групп своих состояний.

Расчет, выполненный на примере шести установленных вдоль НТУ ВД, может быть обобщен на любое их количество. В этом случае вместо цифры 6 в суммах будет фигурировать значение  $N_{\text{общ}}$ . Количественные расчеты для данной величины в зависимости от формы НТУ приведены в подразделе 2.1 настоящего исследования.

Число уравнений Колмогорова в системе расчета динамики переходов между состояниями для случая с  $N_{\text{общ}}$  ВД будет определяться по числу групп состояний. Для шести групп их восемь, для  $N_{\text{общ}}$  их будет  $N_{\text{общ}} + 2$ .

Таким образом, в данном подразделе был осуществлен расчет динамики переходов внутри совокупности ТХД, которая является составной частью подсистемы оповещения о пожаре на объекте НПЗ. Данный расчет на частном примере может быть обобщен в виде модели оценки готовности ТХД, установленных вокруг НТУ объекта НПЗ, с учетом проводимых мероприятий по калибровке. Расчеты этого и предыдущих подразделов позволяют говорить о моделировании дисциплины ТО стационарных термохимических газосигнализаторов, установленных на НТУ объектов переработки нефти и газа.

## Выводы по второй главе

Таким образом, в данной главе получены следующие основные научные и практические результаты:

1. Предложена концепция базовой линии процесса ТО газосигнализаторов, устанавливаемых вокруг НТУ переработки нефти и газа на объектах НПЗ. Это позволило рассматривать дисциплину ТО данного оборудования в качестве функции нескольких групп параметров, варианты построения которой могут отличаться в зависимости от выбора одного из трех выделенных критериев оценки.

2. Проведено моделирование для определения числа выносных датчиков, устанавливаемых вокруг НТУ НПЗ в соответствии с действующими нормативными актами. Расчеты были выполнены для трех вариантов форм площадок: прямоугольной, произвольного многоугольника и произвольной. Полученные формулы позволяют рассчитывать нормативно требуемое количество датчиков газосигнализаторов в зависимости от размеров НТУ.

3. Проведено моделирование оценки числа мероприятий по калибровке для ТХД, установленных вокруг НТУ НПЗ. В модели учтен средний срок службы ТХД, интервал между поверками и интервал между калибровками, а также расчет коэффициента преобразования по ПГС, который вносит важную поправку в срок эксплуатации чувствительного элемента. Выведена формула для оценки количества оставшихся к проведению мероприятий по калибровке, учитывающая изменения коэффициента преобразования, выраженного через функцию зависимости от агрессивности среды.

4. Предложен алгоритм расчета регламентированного времени диагностирования газосигнализаторов и количественного состава бригады для его проведения в установленный срок, позволяющий определить время проведения калибровочных процедур для датчиков газосигнализаторов, требуемое число специалистов для проведения диагностических работ в плановый период. Последовательно определяется число смен для диагностирования; учет одновременно обслуживаемых датчиков, числа датчиков за смену; расчет

регламентированного времени проведения ТО датчиков бригадами, состав которых известен. Получена формула, позволяющая оценить количественный состав бригады ТО для его проведения в заданный срок.

5. Выполнено моделирование динамики переходов состояний совокупности датчиков АСППВР на НТУ НПЗ с учетом проводимых мероприятий по калибровке. Модель оценки готовности газосигнализаторов к применению в АСППВР учитывает расчет отношения числа ТХД, потенциально готовых к использованию в соответствии с нормативно-технической документацией, к их общему числу с учетом случайности событий, которые выводят ТХД из состояния готовности. Рассмотрен частный случай, на примере которого проиллюстрирована схема построения марковской модели. Рассчитано возможное число состояний совокупности ТХД для такой ситуации.

### **ГЛАВА 3 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИЗМЕНЕНИЯМ В ДИСЦИПЛИНЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И КОНТРОЛЮ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗСИГНАЛИЗАТОРОВ В АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРЕДПОЖАРНЫХ И ВЗРЫВООПАСНЫХ РЕЖИМОВ**

Общий перечень мероприятий и работ по ТО газосигнализаторов включает в себя, как правило, установку нулевых значений и погрешностей измерений. Калибровка и поверка ТХД являются основными агрегируемыми мероприятиями при проведении ТО, состав которых определяется для каждого конкретного типа газосигнализатора в его РЭ. Они должны выполняться при соблюдении ряда условий (регламентированные значения температуры, давления, влажности и т. п.) по ГСО-ПГС. Проведение калибровок для ТХД в термохимических газосигнализаторах связано с потерей части полезной составляющей катализатора в ТХД. Поэтому их количество для одного ТХД ограничено не только сроком эксплуатации, но и составом каталитической смеси в нем (см. формулу (2.53)).

Состав мероприятий для НТУ конкретного объекта НПЗ определяется исходя из числа установленных единиц оборудования. Он регулируется соответствующим разделом плана проведения ТО оборудования, ежедневными мероприятиями и регистрируемыми случайными событиями на объекте, которые инициируют внеплановое проведение мероприятий по ТО на отдельных единицах оборудования. В подразделе 2.3 учет всех категорий мероприятий было предложено рассматривать в виде иерархии, названной графом стратегического планирования (см. Рисунок 2.15). Такое построение позволяет использовать ранее накопленный опыт [53] при оценке большой совокупности мероприятий уровня объекта переработки нефти и газа.

Вместе с тем предложения по изменениям в дисциплине ТО и контролю применения газосигнализаторов в АСППВР на объектах НПЗ должны основываться на количественных значениях. Для этого необходимы не только данные по количеству используемых на них газосигнализаторов, но и конкретные сведения о мероприятиях по ТО. Определяемые в РЭ мероприятия по калибровке

и поверке ВД имеют стоимостную и временную оценку. Они не могут быть выполнены мгновенно. За их проведение необходимо платить либо персоналу объекта НПЗ, если на нем имеется соответствующая бригада, либо сторонней компании, которая выполняет такие работы.

Оценка стоимости и времени проведения таких мероприятий в общем виде была представлена выше. В этой главе рассмотрим конкретные варианты оценок времени проведения и стоимости данных работ.

### **3.1 Оценка регламентированного времени проведения мероприятий технического обслуживания выносных датчиков газосигнализаторов**

Для получения обоснованной оценки регламентированного времени проведения мероприятий по ТО необходимо обобщить следующие данные:

- минимально возможное регламентированное количество устанавливаемых выносных датчиков газосигнализаторов для НТУ объекта НПЗ;
- статистические данные о периметрах наружных установок объектов НПЗ;
- статистические данные о числе мероприятий по ТО для ВД газосигнализаторов конкретных типов;
- статистические данные о стоимости обслуживания подсистем обнаружения пожаров для наружных установок объектов НПЗ из открытых источников.

Собрав все данные воедино, можно будет провести нужную оценку. Рассмотрим по порядку все перечисленные направления.

#### **3.1.1 Оценка минимально возможного регламентированного количества выносных датчиков газосигнализаторов**

Как уже отмечалось выше, указанный в ТУ-газ-86 [102] примерный порядок расположения ВД на НТУ определяется ее периметром. Для наружных установок периметром не более 30 м мы имеем два ряда ВД, более 30 м – три ряда. Исходя из полученных в главе 2 формул для расчета общего числа ВД на основании указанных в [102] планов их расположения на плоскости (без учета высоты

отдельных частей установки) можно рассчитать максимальные и минимальные значения  $N^{(общ)}_{\text{мал}}$  и  $N^{(общ)}_{\text{бол}}$ .

При этом в ТУ-газ-86 нет данных о периметрах наружных установок, а указана только их длина. Это ориентирует расчет для прямоугольных и многоугольных установок в двух различных направлениях. Во-первых, для получения максимального значения  $N^{(общ)}_{\text{мал}}$  для таких установок следует считать, что весь периметр установки не превышает 30 м. Во-вторых, для получения данного количества ВД следует считать, что каждая из сторон геометрической фигуры, которая соответствует форме НТУ, не превышает 30 м.

Для НТУ произвольной формы данный вопрос неактуален, так как для нее расчет максимального значения  $N^{(общ)}_{\text{мал}}$  возможен только исходя из ее периметра. Причем он не должен превышать 30 м. В противном случае необходимо будет рассчитывать минимально возможное значение  $N^{(общ)}_{\text{бол}}$ .

Предположим, что НТУ имеет форму прямоугольника, длина сторон которого в сумме не превышает 30 м. Тогда для получения максимально возможного значения  $N^{(общ)}_{\text{мал}}$  используем формулы (2.10) и (2.12). Для решения этой задачи имеем:  $P_{\text{ОУ}} = 30$  м,  $l_{\text{рег}}^{(1)} = 6$  м,  $l_{\text{рег}}^{(2)} = 17,32$  м. Подставив эти значения в (2.10), получим:

$$N_{\text{мал}}^{(общ)-} = 1/20 (2 \cdot 30 + 16 \cdot 6 + 8 \cdot 17,32) = 14,728.$$

Соответственно, с учетом (2.12) минимальное значение  $N_{\text{мал}}^{(общ)-}$  для НТУ нефтепереработки объекта НПЗ в форме прямоугольника, сумма сторон которого имеет длину не более 30 м, равно 15.

Если же каждая из сторон площадки такой формы имеет длину не более 30 м, то общий периметр такой площадки не будет превышать 120 м. Для решения этой задачи имеем:  $P_{\text{ОУ}} = 120$  м. Тогда по (2.10)

$$N_{\text{мал}}^{(общ)-} = 1/20 (2 \cdot 120 + 16 \cdot 6 + 8 \cdot 17,32) = 23,728.$$

С учетом (2.12) минимальное значение  $N_{\text{мал}}^{(общ)-}$  для НТУ нефтепереработки объекта НПЗ в форме прямоугольника, каждая из сторон которого имеет длину не более 30 м, равно 24.

Аналогичный расчет для минимального значения  $N_{\text{бол}}^{(\text{общ})-}$  по (2.11) и (2.13) дает следующие результаты. Для НТУ нефтепереработки объекта НПЗ в форме прямоугольника, сумма сторон которого имеет длину более 30 м ( $P_{\text{ОУ}} = 30$  м,  $l_{\text{рег}}^{(1)} = 6$  м,  $l_{\text{рег}}^{(2)} = 17,32$  м), получаем:

$$N_{\text{бол}}^{(\text{общ})-} = 1/20 (3 \cdot 30 + 24 \cdot 6 + 24 \cdot 17,32) = 32,484.$$

Минимальное количество устанавливаемых датчиков – 33.

Для площадки с  $P_{\text{ОУ}} = 120$  м

$$N_{\text{бол}}^{(\text{общ})-} = 1/20 (3 \cdot 120 + 24 \cdot 6 + 24 \cdot 17,32) = 45,984.$$

Минимальное количество устанавливаемых датчиков после округления – 46.

Можно видеть, что рассчитанное по формулам главы 2 минимальное число устанавливаемых вокруг НТУ произвольной формы ВД отличается от их соответствующего числа для площадки прямоугольной формы. Так, в случае, когда периметр НТУ произвольной формы не превышает 30 м, имеем число датчиков 13, а когда он чуть более 30 м, число датчиков – 28.

Площадка в форме произвольного многоугольника является частным случаем площадки произвольной формы, поэтому этот вариант расчетов здесь рассматривать не будем. Сведем в таблицу полученные расчетом данные (Таблица 3.1).

Таблица 3.1 – Минимально возможные количества устанавливаемых вокруг НТУ объектов НПЗ различных форм ВД газосигнализаторов

Форма НТУ	Количество ВД при длине, м			
	периметра		стороны квадрата	
	не более 30	более 30	не более 30	более 30
Прямоугольная	15	33	24	46
Произвольная	13	28	–	–

Рассчитанные значения минимально возможного числа устанавливаемых ВД газосигнализаторов важны с точки зрения уточнения минимального числа проводимых с ними мероприятий по ТО на уровне объекта переработки нефти и газа.

Следует также дополнительно обратить внимание на то, что согласно [130, пп. 2.17, 2.26] «количество датчиков и расстояние между ними устанавливаются разработчиком проекта в соответствии с нормативными техническими документами организации-изготовителя» и места их установки «определяются проектом в соответствии с техническими характеристиками средств (приборов), указанных в паспортах организации-изготовителя». Однако сегодня документ [130] не действует. В актуальном документе [131] сохранилось указание на особенности размещения датчиков: «места расположения и тип средств автоматического непрерывного газового контроля и анализа с сигнализацией для контроля загазованности в рабочей зоне производственных помещений и открытых наружных установок устанавливаются и обосновываются в проектной документации». Про специфику расчета количества датчиков и требований соблюдения определенного расстояния между ними в [131] не упоминается. Данный факт позволяет сделать вывод об актуальности применения в этом случае ТУ-газ-86 [102], в котором описывается примерный план расположения датчиков ДВК на плоскости, что позволяет произвести в общем виде (без привязки к отдельной проектной документации объекта) оценку минимально возможного количества их для НТУ НПЗ.

Таким образом, в соответствии с такой оценкой минимально возможное количество ВД для НТУ прямоугольной формы равно 15 при длине ее периметра не более 30 м и 33 – более 30 м, а для НТУ произвольной формы – соответственно 13 и 28.

### ***3.1.2 Оценка величины периметров наружных технологических установок объектов нефтеперерабатывающих заводов***

Для того чтобы понять, какие данные необходимо анализировать в этом подразделе, нужно определить, какие именно установки можно отнести к НТУ. Ранее (в подразд. 1.1.3) было введено определение НТУ: согласно [94] под НТУ понимается «комплекс аппаратов и технологического оборудования, расположенных вне зданий и сооружений».

Нормативные документы не регулируют значения длины периметров таких установок. Они определяются исходя исключительно из интересов конкретных технологических процессов на конкретных объектах НПЗ.

В п. 3 ТУ-газ-86 [102] НТУ определяются как «открытые площадки». Такое определение имеет достаточно общий характер и не может быть использовано для нужного расчета. Будем классифицировать как НТУ те виды производственных участков, которые перечислены в [130] в качестве мест установки ТХД:

- технологическое оборудование и технологические трубопроводы;
- емкостное и резервуарное оборудование;
- стальные емкости для хранения сжиженных горючих газов;
- шаровые резервуары для хранения сжиженных горючих газов и легко-воспламеняющихся жидкостей под давлением;
- изотермические резервуары для хранения сжиженных горючих газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением;
- железнодорожные сливноналивные эстакады сжиженных горючих газов, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей;
- речные причалы слива/налива нефти и нефтепродуктов;
- морские причалы слива/налива нефти и нефтепродуктов;
- компрессорное оборудование;
- насосное оборудование;
- нагревательные печи;
- аппараты воздушного охлаждения;
- факельные системы;
- установки переработки газа, нефти и конденсата, содержащих серо-водород;
- установка сероочистки;
- установка по производству серы;
- установка по производству газового технического углерода;
- установка по производству печного технического углерода;
- установка по производству термического технического углерода;
- установка по производству канального технического углерода;

- электрообессоливающая установка;
- атмосферно-вакуумная установка;
- установка по производству нефтяного битума;
- установка по производству метилтретбутилового эфира.

Данный перечень, несмотря на то что он базируется на нормативном документе, может быть не полон. Тем не менее он дает оценочное представление о назначении тех производственных участков, на которых технологические процессы могут протекать вне производственных помещений. Частично сведем полученные данные в таблицу и определим ориентировочные форму и периметр указанных технологических участков (Таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Ориентировочные формы и периметры НТУ технологических участков объектов НПЗ

Технологический участок на объекте НПЗ	Ориентировочная форма НТУ	Ориентировочная длина периметра, м	Число ВД (по [102])
Технологические трубопроводы (внутрицеховые/межцеховые)	Произвольная	До 200 (внутрицеховые) / до 1500 (межцеховые) [132, п. 1.3]	53 / 248*
Емкостное и резервуарное оборудование (агрегаты / парки)	То же	От 20 до 500 [133, с. 15]	62
Стальные емкости для хранения сжиженных горючих газов	«	От 30 до 500 [133, с. 25, 33]	64
Шаровые резервуары для хранения сжиженных горючих газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением (агрегаты / парки)	«	От 20 до 500 [133, с. 25, 33]	62
Изотермические резервуары для хранения сжиженных горючих газов и легковоспламеняющихся жидкостей под давлением	«	От 20 до 500 [133, с. 25, 33]	62
Железнодорожные сливноналивные эстакады сжиженных горючих газов, легковоспламеняющихся и горючих жидкостей	Прямоугольная	До 100 [134, п. 2.1] / до 200 [135, п. 10.1]	45 / 60*
Речные причалы слива/налива нефти и нефтепродуктов	Произвольная	До 1500 [136]	248
Морские причалы слива/налива нефти и нефтепродуктов	То же	До 2500 [136; 137; 138, п. 5.4]	398
Компрессорное оборудование	Прямоугольная	До 30 [139, прил. D]	33

Технологический участок на объекте НПЗ	Ориентировочная форма НТУ	Ориентировочная длина периметра, м	Число ВД (по [102])
Насосное оборудование	Прямоугольная	До 30 [139, прил. D]	33
Нагревательные печи	То же	До 50 [140, п. 4.3]	36
Факельные системы	Произвольная	До 100 [141, прил. 2]	38
Установки переработки газа, нефти и конденсата, содержащих сероводород	Прямоугольная	До 100 [142]	45
Установка сероочистки	То же	До 100 [142]	45

\* Над чертой указано число ВД, соответствующее ориентировочной длине периметра технологического участка одного типа, под чертой – другого типа. Во всех остальных случаях указано число ВД, соответствующее минимальной ориентировочной длине периметра НТУ.

Форма наружных установок выбрана на основе экспертных оценок. Данные об ориентировочных периметрах участков получены из открытой печати для различных объектов НПЗ. Число ВД газосигнализаторов (по ТУ-газ-86 [102]) рассчитано по формулам главы 2 для ориентировочных значений периметров, приведенных в Таблице 3.2 для технологических участков указанной формы.

Таким образом, статистически рассматривая возможные периметры НТУ, можно судить о возможном количестве необходимых мероприятий по ТО газосигнализаторов в АСППВР.

### **3.1.3 Оценка числа и времени мероприятий технического обслуживания выносных датчиков газосигнализаторов**

Для оценки числа мероприятий при проведении ТО газосигнализаторов различных типов необходимо собрать данные о числе мероприятий по ТО для ВД газосигнализаторов, выполняемых различными компаниями и регламентируемых нормативными документами. Начнем с последних.

В [143–145] даны определения взрывоопасной среды. Это «смесь горючего газа, пара, тумана или твердых частиц горючего вещества (пыли или волокон) с воздухом при нормальных атмосферных условиях, в которой при воспламенении горение распространяется на весь объем несгоревшей смеси» [143, п. 3.1].

Аналогичным образом определяется взрывоопасная газовая среда: это «смесь с воздухом при атмосферном давлении горючих веществ в форме газа, пара или тумана, способная взрываться при наличии источника воспламенения, например, электрической искры, нагретого тела» [145, п. 3.1]. В зависимости от вероятности наличия и времени присутствия и существования ее на определенном участке защищаемого объекта в указанных нормативных документах устанавливается классификация зон опасности. В зонах класса 0 взрывоопасная газовая среда присутствует постоянно или в течение длительных промежутков времени. В зонах класса 1 такая смесь может появиться при нормальных условиях эксплуатации, которые определены как «эксплуатация электрооборудования в соответствии с установленными в технических условиях электрическими и механическими характеристиками при соблюдении ограничений, определенных изготовителем электрооборудования» [145, п. 3.24]. Зоны опасности определяют мероприятия, предусматриваемые ЛПР по предупреждению опасных событий.

При анализе состава и содержания этих мероприятий, составной частью которых являются проверки и калибровки ВД газосигнализаторов, следует отметить, что НТУ объектов переработки нефти и газа не могут рассматриваться в качестве рабочих зон производственных помещений. Поэтому на них могут и не распространяться санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны, установленные [146]. Однако регламентированные действия ЛПР дежурной смены по контролю за соблюдением максимальных ПДК в зоне установленных ВД необходимы для поддержания требуемого уровня всех видов безопасности на объекте.

Кроме того, состав газов, выделяемых в ходе проведения процедур и операций в технологических процессах предприятий и воздействующих на ВД газосигнализаторов, может повлиять на чувствительность установленных вокруг таких площадок стационарных ТХД. Поэтому целесообразно, чтобы дежурная смена проводила автоматизированный расчет по формулам [65, п. 4.3.1] по ряду газов (с учетом данных из [147]) для оценки состояния среды эксплуатации ВД на объекте НПЗ. Это поможет сформулировать дополнительные мероприятия по ТО, которые будут проводить специализированные бригады.

Согласно [130, п. 3.43] «техническое обслуживание и ремонт КИПиА, аварийно-предупредительной сигнализации и противоаварийных защит должны проводиться в соответствии с инструкциями, разработанными на основе паспорта организации-изготовителя по графикам, утвержденным эксплуатирующей организацией».

В [148, п. 11] сформулированы рекомендации по проведению ТО различных (в том числе стационарных) датчиков газосигнализаторов. В частности, для новых систем стационарных газосигнализаторов рекомендуется проводить еженедельные градуировки (калибровки) [148, п. 11.1, рекомендация 3], а также проверять работоспособность ТХД «после воздействия горючих газов с высокими концентрациями» [148, п. 11.4.1]. Это положение в некоторой степени контрастирует с [77], где указано, что интервал между калибровками составляет не более 45 сут (1080 ч).

Важным параметром НТУ является также их естественная вентиляция. В [144, п. В.4.1.2] приведены расчеты для понимания связи между гипотетическим объемом вокруг источника утечки, где образуется взрывоопасная смесь (в нашем случае один из каналов газоаналитической системы для НТУ НПЗ), и размерами зоны класса 0. Эти формулы целесообразно использовать при проведении калибровок и проверок ВД по ГСО-ПГС с учетом погодных условий (например, сильного ветра).

НТУ на объектах переработки нефти и газа, помимо перечисленных в Таблице 3.2 технологических участков, могут представлять собой открытый гравитационный сепаратор [144, пример 6, прил. В] или открытый резервуар для хранения горючих отходов производственного процесса. В соответствии с действующими нормативными документами такие объекты следует относить к зонам класса 0. В случае если НТУ являются объектами резервуарных парков или установками по переработке нефти и газа, их следует относить к зонам класса 1. Для таких типов наружных установок примеры возможных источников утечки приведены в [144, прил. А].

С учетом вышесказанного можно утверждать, что выдвинутые в главе 2 предположения (см. (2.1)–(2.3)) обоснованны, так как соответствуют требованиям

нормативных документов. Следовательно, учет групп специфических параметров, основанных на модели и марке ЧЭ, особенностях климата и топологии местности объекта НПЗ и работы его персонала, может использоваться в качестве основы для построения модели оценки числа мероприятий по ТО для ВД газосигнализаторов. Вероятностные оценки для процедур ТО предложены в подразделе 2.4 (см. (2.81)).

Точное соблюдение перечисленных выше нормативных требований может привести к отклонениям от регламентных работ по калибровке и поверке, относимых к процедурам ТО. Поэтому следует отдельно рассматривать мероприятия по ТО в контексте данных процедур как для различных моделей и марок ЧЭ, так и для различных объектов НПЗ. Для исключения чрезмерного разнообразия учитываемых при этом условий логично выбрать для рассмотрения базовой линии процессов ТО в качестве предполагаемой основы условный производственный объект с условиями работы на объекте оборудования и персонала, максимально соответствующими описанным в эксплуатационной документации на один из видов ТХД. А остальные объекты и модели ТХД могут рассматриваться как варианты отклонения от базовой линии процесса.

Состав и содержание процедур ТО для конкретных моделей и марок ТХД описываются в эксплуатационных документах предприятий-изготовителей. Учитывая большое разнообразие типов моделей и марок газосигнализаторов (см. Таблицу 1.4), выберем один из них и на данном оборудовании попытаемся оценить примерный состав и временные характеристики процесса ТО.

Как было показано выше, газосигнализатор СТМ-10 представляет собой прибор, который можно использовать для определения 145 горючих веществ. Поэтому остановимся на его эксплуатационной документации. Согласно [77, приложение А, табл. А.1.1] в состав ежегодной поверки входят три группы работ:

- внешний осмотр;
- опробование;
- определение метрологических характеристик.

Более детальный обзор [77] позволяет составить таблицу, содержащую как сами операции, так и их временные характеристики (Таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Вариант перечня мероприятий по ТО для ВД газосигнализаторов НТУ объектов НПЗ (на примере СТМ-10)

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочное время на один канал (один ВД), мин
<b>1</b>	<b>Присоединение проводов к лепесткам групп лепестков БСП</b>	
<b>1.1</b>	<b>Присоединение (п. 2.1.6)</b>	<b>36</b>
	На длине кабеля не более 180 мм снять верхнюю изоляцию	2
	Обрезать каждый из 5 проводов до нужной длины	2
	Снять изоляцию с каждого провода	5
	Надеть изоляционные трубки	1
	Припаять провода к наконечникам	10
	Обжать соединения	1
	Надеть на наконечники изоляционные трубки	1
	Провести маркировку проводов в соответствии с номерами лепестков	5
	Присоединить наконечники с помощью винтов	5
	Произвести укладку проводов	2
	Выполнить механическое крепление проводов к нижней стяжке БСП	2
<b>2</b>	<b>Присоединение выносного датчика к трубе</b>	
<b>2.1</b>	<b>Монтаж ВД на трубе (п. 2.1.10.4)</b>	<b>16</b>
	Отсоединить фланец, вывернув стопорный винт	1
	Вывернуть стопорный винт и отвинтить крышку	2
	Навернуть контргайку и муфту на трубу	2
	Выбрать уплотнительное кольцо	1
	Установить уплотнительное кольцо и нажимное кольцо в корпус датчика	2
	Завернуть фланец в корпус датчика до соприкосновения с кольцом	1
	Надеть датчик на кабель и подвинуть его до торца трубы	1
	Ввинтить фланец в неподвижный корпус ВД	1
	Завернуть стопорный винт фланца	1
	Подвинуть фланец к концу трубы и навинтить муфту. Законтрить контргайкой	2
	Выполнить механическое крепление проводов к нижней стяжке БСП	2
<b>2.2</b>	<b>Разделка кабеля (п. 2.1.10)</b>	<b>25</b>
	Снять с кабеля защитную оболочку на длине не менее 5 мм от внутренней торцевой поверхности	5
	Обрезать жилы кабеля до нужной длины для присоединения с помощью наконечников	5
	Снять изоляцию с каждого провода	5
	Надеть изоляционные трубки	1

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочное время на один канал (один ВД), мин
	Снять лепестки с токопроводов	2
	Проверить наличие и правильность маркировки проводов	1
	Присоединить жилы кабеля к токопроводам ВД. Уложить жилы. Поджать лепестки	6
<b>2.3</b>	<b>Для датчиков с колодкой кабеля паять на колодку (п. 2.1.10.4, прим.)</b>	
<b>2.4</b>	<b>Проверить электрическое сопротивление изоляции</b>	<b>69</b>
	<b>Проверка электрического сопротивления изоляции</b>	
	Отключить основное питание МПОП, включив переключатель «СЕТЬ»	1
	Отключить выносные датчики	3
	<i>Проверка сопротивления изоляции между соединенными контактами 1 и 2 клеммной колодки «СЕТЬ 220V» и корпусом БСП</i>	
	Замкнуть контакты 1 и 2 клеммной колодки «СЕТЬ 220V»	1
	Присоединить мегомметр на 500 В	2
	Измерить сопротивление	2
	Отсоединить мегомметр на 500 В	1
	<i>Проверка сопротивления изоляции между соединенными вместе контактами 3-8 клеммной колодки «РЕЛЕ ОТКАЗ» и корпусом БСП</i>	
	Замкнуть контакты 3–8 клеммной колодки «РЕЛЕ ОТКАЗ»	1
	Присоединить мегомметр на 500 В	2
	Измерить сопротивление	2
	Отсоединить мегомметр на 500 В	1
	<i>Проверка сопротивления изоляции между соединенными вместе контактами 9–17 клеммной колодки «РЕЛЕ ПОРОГ1» и корпусом БСП</i>	
	Замкнуть контакты 9–17 клеммной колодки «РЕЛЕ ПОРОГ1»	1
	Присоединить мегомметр на 500 В	2
	Измерить сопротивление	2
	Отсоединить мегомметр на 500 В	1
	<i>Проверка сопротивления изоляции между соединенными вместе контактами 9–17 клеммной колодки «РЕЛЕ ПОРОГ2» и корпусом БСП</i>	
	Замкнуть контакты 9–17 клеммной колодки «РЕЛЕ ПОРОГ2»	1
	Присоединить мегомметр на 500 В	2
	Измерить сопротивление	2
	Отсоединить мегомметр на 500 В	1
	<i>Проверка сопротивления изоляции между соединенными вместе контактами 1–8 клеммных колодок «ДАТЧИК», «ВЫКЛ. ТОКА ДАТЧИКА», «ВЫХОДНОЙ СИГНАЛ», контактами 1–2 клеммной колодки «СИГНАЛ ВКЛЮЧЕНИЯ МПОП» и корпусом БСП</i>	
	Замкнуть контакты 1–8 клеммных колодок и остальные контакты	2

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочное время на один канал (один ВД), мин
	Присоединить мегомметр на 500 В	2
	Измерить сопротивление	2
	Отсоединить мегомметр на 500 В	1
	<b>Проверка сопротивления изоляции между контактами 1–8 клеммных колодок «ВЫКЛ. ТОКА ДАТЧИКА», «ВЫХОДНОЙ СИГНАЛ», контактами 1, 2 клеммной колодки «СИГНАЛ ВКЛЮЧЕНИЯ МПОП» и соединенными вместе контактами 3–8 клеммной колодки «РЕЛЕ ОТКАЗ», 9–17 клеммных колодок «РЕЛЕ ПОРОГ1» и «РЕЛЕ ПОРОГ2»</b>	
	Замкнуть контакты 1–8 клеммных колодок «ВЫКЛ. ТОКА ДАТЧИКА», «ВЫХОДНОЙ СИГНАЛ»	1
	Замкнуть контакты 1, 2 клеммной колодки «СИГНАЛ ВКЛЮЧЕНИЯ МПОП»	1
	Присоединить мегомметр на 100 В	2
	Измерить сопротивление	2
	Замкнуть контакты 3–8 клеммной колодки «РЕЛЕ ОТКАЗ»	1
	Присоединить мегомметр на 100 В	2
	Измерить сопротивление	2
	Замкнуть контакты 9–17 клеммных колодок «РЕЛЕ ПОРОГ1» и «РЕЛЕ ПОРОГ2»	1
	Присоединить мегомметр на 100 В	2
	Измерить сопротивление	2
	Отсоединить мегомметр на 100 В	1
	<b>Проверка сопротивления изоляции между соединенными контактами 1 и 2 клеммной колодки «СЕТЬ 220V», контактами 1–8 клеммных колодок «ВЫКЛ. ТОКА ДАТЧИКА», «ВЫХОДНОЙ СИГНАЛ», контактами 1, 2 клеммной колодки «СИГНАЛ ВКЛЮЧЕНИЯ МПОП»</b>	
	Замкнуть контакты 1, 2 клеммной колодки "СЕТЬ 220 V"	1
	Замкнуть контакты 1–8 клеммных колодок «ВЫКЛ. ТОКА ДАТЧИКА», «ВЫХОДНОЙ СИГНАЛ»	1
	Присоединить мегомметр на 100 В	2
	Измерить сопротивление	2
	Замкнуть контакты 1–2 клеммной колодки «СИГНАЛ ВКЛЮЧЕНИЯ МПОП»	1
	Присоединить мегомметр на 100 В	2
	Измерить сопротивление	2
	Отсоединить мегомметр на 100 В	1
	<b>Проверка сопротивления изоляции между соединенными вместе контактами ТХД и корпусом ВД</b>	
	Замкнуть контакты термохимического датчика	1
	Присоединить мегомметр на 100 В	2
	Измерить сопротивление	2

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочное время на один канал (один ВД), мин
<b>2.5</b>	<b>Завершающие операции (пп. 2.1.10.6–2.1.10.10)</b>	<b>14</b>
	После проверки изоляции присоединить наконечники к лепесткам 1–4	4
	Завинтить крышку и стопорный винт	2
	Опломбировать датчик	1
	Установить кронштейн и закрепить на нем датчик (10 мин, если есть кронштейн)	0
	Провести заземление датчика (п. 2.1.8)	5
	Убедиться, чтобы сопротивление заземления было не более 4 Ом	2
<b>3</b>	<b>Проверка герметичности газовой системы блока датчика (п. 2.1.10.14)</b>	<b>17</b>
<b>3.1</b>	<b>Предварительные мероприятия</b>	<b>9</b>
	Извлечь БД из БСП в соответствующем канале	4
	Отсоединить кабель датчика от группы лепестков в соответствующем канале	4
	Закрыть запорно-регулирующий вентиль	1
<b>3.2</b>	<b>Проверка герметичности</b>	<b>8</b>
	Присоединить в соответствующем канале к штуцеру "ВХОД" манометр образцовый	2
	Установить кран в положение "КОНТРОЛЬ"	1
	Подать воздух	1
	Перекрыть сжатый воздух до манометра	1
	Ждать 2 мин	2
	Зафиксировать спад давления и убедиться, что он не более 2,94 кПа	1
<b>4</b>	<b>Подготовка сигнализатора к работе (п. 2.2.2)</b>	<b>54</b>
<b>4.1</b>	<b>Предварительные мероприятия</b>	<b>9</b>
	Провести внешний осмотр БСП на предмет отсутствия механических повреждений	1
	Провести внешний осмотр блока датчика на предмет отсутствия механических повреждений	1
	Провести внешний осмотр датчика на предмет отсутствия механических повреждений	1
	Проверить наличие пломб	2
	Проверить наличие на датчике маркировки	1
	Проверить исправность заземления БСП	1
	Проверить исправность заземления датчика	1
	Проверить наличие (или установить) крышки на задней стенке БСП	1
<b>4.2</b>	<b>Включение</b>	<b>22</b>
	Включить сетевое питание	1
	Включить питание на БСП	1
	Включить питание на датчиках	1
	Проверить индикацию	1

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочное время на один канал (один ВД), мин
	Прогреть сигнализатор	10
	Переменным резистором «С1» отрегулировать порог 1	2
	Переменным резистором «С2» отрегулировать порог 2	2
	Переменным резистором «УСТ.0» убедиться в правильности показаний	2
	Переменным резистором «УСТ.0» сбалансировать мост датчика	2
<b>4.3</b>	<b>Установка порогов срабатывания (п. 2.2.2.7)</b>	<b>6</b>
	Установка порога 2 в 110 мВ (11 % НКПР)	2
	Установка порога 1 в нужное на предприятии значение % НКПР	2
	Установка порога 2 в нужное на предприятии значение % НКПР	2
<b>4.4</b>	<b>Установка нуля сигнализаторов (п. 2.2.2.8)</b>	<b>17</b>
	Прогрев сигнализатора	10
	Подсоединить вольтметр к сигнализатору	1
	Надеть колпак для проверки нуля (или присоединить баллон с воздухом)	2
	Ждать 3 мин	3
	Переменным резистором «УСТ.0» провести установку	1
<b>5</b>	<b>Проверка сигнализаторов по поверочной смеси (п. 2.2.2.9)</b>	<b>349</b>
<b>5.0</b>	<b>Прогрев (10 мин, п. 1.1.2.25) и установка нуля (п. 2.2.2.8)</b>	<b>27</b>
<b>5.1</b>	<b>Проверка сигнализаторов с конвекционной подачей среды (п. 2.2.2.9.4)</b>	<b>12</b>
	Надеть колпак на защитный кожух датчика	2
	Подсоединить баллон с ГСО-ПГС № 2	2
	Плавно открыть вентиль и установить расход смеси	2
	Ждать 3 мин	3
	Провести регулировку переменным резистором «КАЛИБР»	2
	Убедиться в правильности показаний	1
<b>5.2</b>	<b>Проверка сигнализаторов с принудительной подачей среды (п. 2.2.2.9.5)</b>	<b>13</b>
	Подсоединить баллон с ГСО-ПГС № 2 к штуцеру «ВХОД»	2
	Отключить линии сжатого воздуха	1
	Перевести кран в положение «КОНТРОЛЬ»	1
	Плавно открыть вентиль и установить расход смеси	2
	Ждать 3 мин	3
	Провести регулировку переменным резистором «КАЛИБР»	2
	Убедиться в правильности показаний	1
	Перевести кран в положение «АНАЛИЗ» и выключить сжатый воздух	1

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочное время на один канал (один ВД), мин
<b>5.3</b>	<b>Проверка МПРП (п. 2.2.2.11.3)</b>	<b>6</b>
	Подключить вольтметр к гнезду «U <sub>c</sub> »	2
	Включить «СЕТЬ 24 В» в МПРП	1
	Запомнить или записать показания вольтметра в МИП	1
	Включить в МПОП питание переключателем «220 В» и ждать 1 мин	1
	Убедиться, что показания в МИП соответствуют значению концентрации в баллоне ГПО-ПГС	1
<b>5.4</b>	<b>Определить коэффициент преобразования (п. 2.3.2.4.2)</b>	<b>2</b>
<b>5.5</b>	<b>Определение времени срабатывания сигнализаторов с конвекционной подачей среды (п. 2.3.2.4.4)</b>	<b>34</b>
	Прогрев (10 мин, п. 1.1.2.25) и установка нуля (п. 2.2.2.8)	27
	Подсоединить баллон с ГСО-ПГС № 2 к колпаку	2
	Открыть вентиль на баллоне и пропустить смесь через колпак	1
	Надеть колпак с поверочной смесью, включив секундомер	2
	Определить время срабатывания реле «ПОРОГ2»	1
	Установить прежнее время срабатывания реле «ПОРОГ2»	1
<b>5.6</b>	<b>Определение времени срабатывания сигнализаторов с принудительной подачей среды (п. 2.3.2.4.4)</b>	<b>43</b>
	Прогрев (10 мин, п. 1.1.2.25) и установка нуля (п. 2.2.2.8)	27
	Подсоединить баллон с ГСО-ПГС № 2 к штуцеру «ВХОД»	2
	Перекрыть линию сжатого воздуха	1
	Перевести кран в положение «КОНТРОЛЬ»	1
	Открыть вентиль на баллоне и установить расход смеси	1
	Закрыть вентиль на баллоне и отсоединить трубку от штуцеров «ВХОД»	1
	Присоединить баллон со сжатым воздухом и установить нуль	5
	Отсоединить баллон со сжатым воздухом	1
	Открыть вентиль на баллоне с ГСО-ПГС № 2 и прогнать смесь через вентиль и трубку	1
	Надеть трубку на штуцер и включить секундомер	1
	Определить время срабатывания реле «ПОРОГ2»	1
	Установить прежнее время срабатывания реле «ПОРОГ2»	1
<b>5.7</b>	<b>Замена чувствительных элементов датчиков (п. 2.3.2.6)</b>	<b>76</b>
	Выключить «СЕТЬ», снять крышку с группы лепестков на БСП (п. 2.3.2.6.1)	3
	Отсоединить провода датчика от БСП	2
	Перейти от БСП к месту расположения датчика	5
	Вывинтить стопорный винт и крышку датчика	2

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочное время на один канал (один ВД), мин
	Отсоединить провода от токопроводов датчика и изолировать их (5 по 2 мин)	10
	Снять чувствительный элемент датчика	1
	Установить новый чувствительный элемент	2
	Присоединить провода кабеля в соответствии с их маркировкой	5
	Завернуть крышку	1
	Завернуть стопорный винт	1
	Опломбировать стопорный винт	1
	Присоединить провода к лепесткам 1–4 на задней панели БСП	5
	Проконтролировать ток датчика	2
	Провести регулировку устройства коррекции	36
<b>5.8</b>	<b>Регулировка устройства коррекции (п. 2.3.2.6.10)</b>	<b>36</b>
	Подсоединить вольтметр к сигнализатору	1
	Переменным резистором «УСТ.0» провести установку напряжения 400 мВ (или по формуле (2.39))	1
	Перейти от БСП к месту расположения датчика	5
	Установить нуль	17
	Провести калибровку по п. 2.2.2.9.4	12
<b>5.9</b>	<b>Замена предохранителей в БСП (п. 2.3.2.7)</b>	<b>13</b>
	Выключить «СЕТЬ» на БСП	1
	Отключить от сигнализаторов напряжение питания (вынуть вилку из розетки)	1
	Снять крышку БСП	5
	Заменить предохранитель	1
	Установить крышку БСП	5
<b>5.10</b>	<b>Слив конденсата в БД (п. 2.3.2.8.1)</b>	<b>59</b>
	Вывернуть винт на втулке	1
	Слить конденсат	1
	Вернуть винт на место	1
<b>5.11</b>	<b>Обслуживание фильтра в БД (п. 2.3.2.8.2)</b>	<b>28</b>
	Снять фильтр БД	3
	Разобрать фильтр	5
	Подготовить спиртовую ванну для фильтра	2
	Промыть фильтр в спирте	10
	Собрать фильтр	5
	Вернуть фильтр на место	3

В Таблице 3.3 подробно показаны операции, проводимые при различных видах работ с ЧЭ и иными составными частями газосигнализаторов при ТО. Время в минутах дано в соответствии с экспертными оценками. Оно может быть меньше для каждой из операций, но незначительно. Для пронумерованных отдельных групп операций дано суммарное время.

Анализ данных Таблицы 3.3 дает представление о том, насколько емким по времени может оказаться состав работ по ТО для одного ВД. Для СТМ-10 внешний осмотр, опробование и определение метрологических характеристик должны составить, исходя из приведенных данных, 440 мин (7 ч 20 мин) для одной единицы оборудования (ВД). При этом логика работ подсказывает, что для процедуры проверки по газовой смеси необходимо минимум два сотрудника.

Данная оценка времени обоснованна, но является завышенной, так как в качестве точного времени проводимых операций ТО выбрано его максимально возможное значение, а не реальное, статистически установленное. Так, по результатам наблюдений за проведением процедур ТО СТМ-10 на предприятии АО «Газпромнефть – МНПЗ» среднее время процесса калибровки составило 10 мин, поверки – 60–70 мин.

Тем не менее на основании данных Таблицы 3.3 можно утверждать, что суммарное число работ по ТО газосигнализаторов в АСППВР для НТУ НПЗ определяется количеством установленных ВД. При этом все указанные операции могут быть заменены одной – комплексом работ по ТО с одним ВД. От времени проведения данного комплекса работ будет зависеть общее состояние ПБ на объектах НТУ НПЗ, а также порядок затрат денежных ресурсов.

Таким образом, оценочным количеством мероприятий по ТО для ВД газосигнализаторов можно считать число этих приборов, установленных вокруг НТУ НПЗ. При этом весь комплекс операций ТО с одним ВД принимается равным одному мероприятию, время проведения которого рассчитывается исходя из РЭ для определенного вида газосигнализаторов.

### 3.1.4 Оценка стоимости обслуживания газосигнализаторов для наружных технологических установок

Для получения оценки регламентированного времени проведения мероприятий по ТО также необходимы статистические данные по стоимости обслуживания подсистем обнаружения пожаров для НТУ НПЗ. Ежемесячные калибровки, осмотр, замена ЧЭ проводятся внутренними службами НПЗ по ТОиР или на договорной основе сервисными организациями. Оценить стоимость таких работ довольно трудно. Однако можно получить среднюю цену ежегодной обязательной поверки приборов. Эту информацию для ранее выбранной базовой модели СТМ-10 получаем из открытых источников. СТМ-10 поверяется по метану (СН<sub>4</sub>), поэтому для анализа цены на метрологические услуги выбираем именно этот газ в качестве поверяемого газового канала. Полученные данные представлены в Таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Стоимость поверки газосигнализатора СТМ-10 (данные с web-страниц организаций)

Организация	Цена за поверку одного канала, руб.
ООО «ЖПО-ЭЛЕКТРО»	1926
ФБУ Красноярский ЦСМ	1713
ФБУ Ростест-Москва	2390
ФБУ Карачаево-Черкесский ЦСМ	1400
ФБУ Пензенский ЦСМ	1403
ФБУ Нижегородский ЦСМ	2709
ФБУ Кировский ЦСМ	1736
ООО «Метрология Сервис»	2700
ФБУ Вологодский ЦСМ	1396
ФБУ Амурский ЦСМ	2925
Средняя цена по данной выборке	<b>2041</b>

Полученная выборочная совокупность позволяет сделать вывод о средней стоимости поверки одного канала СТМ-10 порядка 2000 руб.

Приведем также выборочные данные по стоимости поверки данного газосигнализатора, взятые из некоторых публично доступных закупочных процедур из Единой информационной системы в сфере госзакупок. Сведем в таблицу данные из документов, в которых зафиксировано обоснование начальной (максимальной) цены контракта (Таблица 3.5).

Таблица 3.5 – Стоимость поверки газосигнализатора СТМ-10 (данные с торговых площадок)

Объект закупки	Субъект 1 (коммерческое Предложение № 1)	Субъект 2 (коммерческое Предложение № 2)	Субъект 3 (коммерческое Предложение № 3)	Средняя цена, руб.
Поверка контрольно-измерительных приборов и лабораторного оборудования (системы СТМ-10)	2112,00	2462,40	2450,40	2341,60
Техническое обслуживание с организацией поверки сигнализаторов СТМ-10	5200,00	5608,13	6016,26	5608,13
Поверка газосигнализатора СТМ-10, СТМ-30М-10 (датчики АПИ 5.132.039)	***	***	***	2364,00
Выполнение работ по калибровке, поверке и ремонту газосигнализаторов СОУ-1, СТГ-1, СТГ-6М, СТГ-3, СТМ-10, СТМ-30	***	***	***	4066,00
Выполнение работ по техническому обслуживанию, замене неисправных и периодической поверке сигнализатора СТМ-10	***	***	***	2812,50
Средняя цена по данной выборке:				<b>3438</b>

**Примечание.** \*\*\* – в составе закупочной документации отсутствовали сведения по цене коммерческого предложения субъекта.

На основании приведенных в Таблицах 3.4 и 3.5 данных среднюю стоимость поверки будем считать равной 2700 руб. Следует отметить, что сокращение необходимого срока поверки определенного объема приборов на предприятии может повлечь за собой увеличение стоимости услуг на данный вид работ. Цена, например, может корректироваться в зависимости от планируемого срока реализации договора: в случае планового периода – базовая цена, внепланового ускоренного периода – увеличенная цена, срочного периода – высокая цена.

Полученная информация необходима для представления уровня влияния рассматриваемого в подразделе 3.1 параметра оценки регламентированного времени проведения мероприятий по ТО газосигнализаторов на НТУ НПЗ на объем затрат денежных ресурсов предприятия. Принимая во внимание большой объем размещенных на НТУ датчиков, можно сказать, что от корректности оценки временных затрат на проведение ТО газосигнализаторов зависит качество планирования бюджета расходов финансовых средств на данный вид работ. Провести более подробную оценку данного параметра (с учетом трудоемкости в человеко-часах, фактической зависимости срока реализации и стоимости работ) ввиду отсутствия большего объема статистической информации на данном этапе исследования не представляется возможным.

### **3.2 Обоснование выбора вида нейронной сети для моделирования процессов технического обслуживания выносных датчиков**

Используя различные общеизвестные определения искусственных нейронных сетей (ИНС), приведем в качестве базового следующее определение. ИНС – это класс статистических моделей (с учетом возможной программной реализации), основанных на имитации строения сетевой структуры нейронов мозга человека и предназначенных для решения разнообразных задач анализа данных после прохождения алгоритма обучения на известных данных (специального метода корректировки параметров сети) [149–151]. Существует масса других определений ИНС. Большое количество модификаций ИНС объединяется общей парадигмой искусственного нейрона – нелинейного преобразователя входных сигналов. Принцип действия нейросетевой технологии во многом обуславливает выбор именно ИНС в качестве способа обработки информации при решении поставленной в исследовании задачи.

Отметим некоторые преимущества данного класса моделей перед традиционными алгоритмами. Одно из них – возможность их обучения для совершенствования способности ИНС выявлять сложные зависимости между входными и выходными данными [152]. Кроме того, ИНС способны реализовать

управление для нелинейного алгоритма при неполном описании объекта управления, обеспечивая тем самым легко реализуемую адаптацию при нестабильной статистике [153]. Вычислительная мощь таких сетей заключается в каскадном соединении базовых искусственных нейронов (единицы обработки информации) в специальные сетевые конфигурации, многократно усиливающие способности ИНС [150].

Задачу прогнозирования возможности появления отказа функционирования датчика на некоторый момент времени в будущем можно считать некоторой задачей классификации. Задача классификации заключается в предсказании категории объектов и разделении их по заданным заранее признакам. В методах решения задач такого типа нередко применяют модели глубокого обучения [151; 154–157]. Первые подобные сети в виде перцептронов были описаны в середине 1960-х годов советским ученым А.Г. Ивахненко [154]. Глубокая нейронная сеть (ГНС) создает не только глубокое, но и распределенное представление, т. е. каждый уровень глубокой сети состоит не из одного нейрона, а из многих [154]. Глубина сети зависит от количества входных и выходных слоев. ГНС хорошо работают при больших объемах исходных данных [151]. В работах [158–160] отмечено, что ГНС являются наиболее часто используемыми методами при реализации стратегии предсказательного (по состоянию) технического обслуживания. При построении предсказательных моделей для такого ТО наиболее перспективным представляются подходы, основанные на обработке данных с использованием именно ГНС [158]. Возможность автоматического выделения из исходного набора данных важных скрытых признаков, необходимых для решения задачи, является еще одним существенным преимуществом ГНС. Алгоритм глубокого обучения по сравнению с другими методами лучше справляется с изменениями производственной среды [159].

Отдельно остановимся на одном из алгоритмов глубокого обучения – сверточной нейронной сети. С помощью СНС можно получить высокое качество классификации, существенно сократить количество обучаемых параметров, а также увеличить скорость обучения по сравнению с полносвязной нейронной

сетью [161]. Экспериментальная работа [162] с использованием набора данных C-MAPSS (состоит из данных с различными условиями работы и неисправностями) показала большую эффективность и высокую точность СНС при решении задачи прогнозирования оставшегося срока службы оборудования по сравнению с другими методами. Благодаря операции свертки, фильтры в сверточных слоях могут извлекать локальные паттерны в необработанных данных и далее создавать сложные паттерны для мониторинга состояния оборудования путем комбинирования этих сверточных слоев [158]. Практические результаты, представленные в [160], показывают преимущества СНС перед традиционными методами машинного обучения (случайный лес, метод опорных векторов и многослойный персептрон) для реализации стратегии технического обслуживания по состоянию. Авторы [163] описывают новый подход к оценке оставшегося срока службы оборудования с использованием СНС. Модель СНС применяется для автоматизированного анализа признаков на основе сигналов, переданных с датчиков. Данный подход показывает более эффективные и точные результаты по сравнению с другими алгоритмами.

Стоит дополнительно отметить, что алгоритмы машинного обучения претерпевают сверхбыстрые изменения, что связано с активным развитием технологий и появлением новых подходов к обработке данных. Это позволяет улучшать точность и эффективность моделей. Изменения в последние годы отразились и на моделях СНС. Так, например, в [164] приведены результаты исследования использования гибридной модели прогнозного анализа (СНС и долгой краткосрочной памяти (СНС-ДКП)) на зашумленном и нелинейном наборе данных фондового рынка. Такой подход показал существенный прирост доходности по сравнению с традиционным методом. Вызывает интерес работа [165], в которой также предложена гибридная модель СНС-ДКП для интеллектуального прогнозирующего обслуживания киберфизических систем. СНС используется для извлечения важных признаков, уменьшения размерности исходных данных. Гибридная модель позволила провести классификацию

с высокой точностью. Техническое состояние оборудования было идентифицировано с вероятностью 99 %. Утверждается, что полученные в [165] результаты могут быть использованы в системах прогнозирования технического обслуживания, направленных на надежную идентификацию текущей стадии износа оборудования.

На основании проведенного анализа можно сделать вывод, что для управления диагностическими мероприятиями, связанными с обслуживанием газосигнализаторов, расположенных на НТУ НПЗ, целесообразно использовать сверточную нейронную сеть.

### **3.3 Моделирование процессов технического обслуживания выносных датчиков с помощью нейронной сети**

СНС широко применяются в настоящее время для различных целей. Их основной задачей является оказание помощи при проведении анализа большого количества плохо структурированных данных при задании определенных целевых параметров [149–155]. Наибольшее распространение они получили в распознавании образов. Однако по результатам проведенного в подразд. 3.2 анализа можно сказать, что сегодня область применения моделей СНС распространяется и на прогнозирование технического состояния оборудования, при этом формируется полезный для ЛПР инструмент на различных производственных объектах.

Применение СНС в качестве рекомендательных систем для ЛПР на объектах НПЗ во многом зависит от качества обучающего и тестового наборов данных. Рассмотрим вариант создания такой сети для целей настоящего исследования. Целевым параметром сети выберем прогнозное значение количества неготовых ТХД, установленных на НТУ объектов НПЗ. Для создания СНС необходимо предложить ее архитектуру, входные и выходные данные и функцию потерь, задающую уровень качества ее работы.

### **3.3.1 Архитектура нейронной сети по моделированию технического обслуживания газосигнализаторов для наружных установок объектов нефтеперерабатывающих заводов**

Для ряда НС характерно наличие нескольких уровней – входного, скрытых и выходного. Входной уровень получает данные заданной архитектуры в виде наборов. Скрытые уровни их обрабатывают. Выходной уровень формирует искомое прогнозное значение. Связь между уровнями сквозная. Данные предыдущего уровня передаются следующему. Функция потерь описывает, насколько верны прогнозы созданной сети [151]. Опишем сначала предполагаемую к разработке НС по моделированию ТО газосигнализаторов для наружных установок объектов НПЗ в общих терминах НС, а затем привяжем ее архитектуру к конкретным данным, полученным ранее в исследовании.

Для целей настоящего исследования будем использовать сверточную нейронную сеть прямого распространения. Первый уровень данной сети (уровень НС № 1) будет входным. С его помощью будет происходить подготовка и анализ вводимых данных на предмет их соответствия правилам обработки информации, используемым в ней. Для НС в целом принято называть особенности категорий вводимой информации полезными признаками (или закономерностями), поэтому будем придерживаться этой терминологии.

Далее, как принято для указанного типа сверточных сетей, будет идти уровень свертки информации (уровень НС № 2). На нем будет происходить сжатие входных данных по указанным признакам. Характер поступающей в НС информации и разброс данных относительно условных ядер признаков обсудим в следующем подразделе. Будем считать, что количество используемых для этого фильтров кратно степени числа 2. Полученные на данном уровне нейронной сети карты признаков (наборы фильтров для информации входного уровня) для различных параметров оценки процесса ТО газосигнализаторов будут использованы последующими уровнями.

На третьем уровне (уровень НС № 3) будет выполняться процесс агрегации карт признаков уровня НС № 2 для получения обобщений по ряду значений признаков. Это может быть, например, точное (запланированное) или вероятное

(основанное на прогнозах последствий от погодных факторов) время проведения калибровки. Учитывая, что в процессе агрегации карт признаков может произойти потеря полезной для работы НС информации, их разработчики рекомендуют добавлять в НС дополнительные сверточные и агрегирующие уровни, которые будут эти потери компенсировать.

В соответствии с рекомендациями введем в создаваемую НС еще один сверточный уровень (уровень НС № 4), а следующим уровнем сделаем также уровень агрегации (уровень НС № 5). Карты признаков и варианты агрегации на данных уровнях обсудим в следующем подразделе.

В ходе реализации сверточных НС перед уровнем необходимо подготовить данные таким образом, чтобы они имели одномерный характер. Для этого в создаваемой сети следует предусмотреть уровень преобразования данных (уровень НС № 6). Возможно, в процессе эксплуатации и доработки данной НС по мере совершенствования обучающих и тестовых наборов возникнет необходимость добавить еще несколько пар сверточных и агрегирующих уровней. Однако это тема отдельной работы, которая лежит за пределами данного исследования.

Все предыдущие уровни создаваемой НС преобразовывали данные и готовили их к последующей классификации. Сделаем уровень НС № 7 классифицирующим уровнем. На нем средствами соответствующих инструментов создаются блоки (нейроны), с помощью которых выполняется классификация входных данных. Он может быть последним, но разработчики инструментария создания НС рекомендуют включать в них несколько таких уровней. Будем на данном этапе считать его последним. Последующее развитие данной НС позволит уточнить реальное количество классифицирующих уровней в ней. Этот уровень будет выходным.

Описанный выше вариант архитектуры НС представлен на Рисунке 3.1.

Разумеется, представленный вариант архитектуры НС может быть неполным. Как много скрытых и классифицирующих уровней должна содержать НС, предназначенная для формирования рекомендаций ЛПР объекта НПЗ по планированию работ и мероприятий по ТО и ремонту в отношении ВД,

расположенных вокруг НТУ, покажут дальнейшие исследования. Будем придерживаться выдвинутой гипотезы о том, что предложенная на Рисунке 3.1 архитектура НС соответствует заявленным целям по определению состояния ВД.

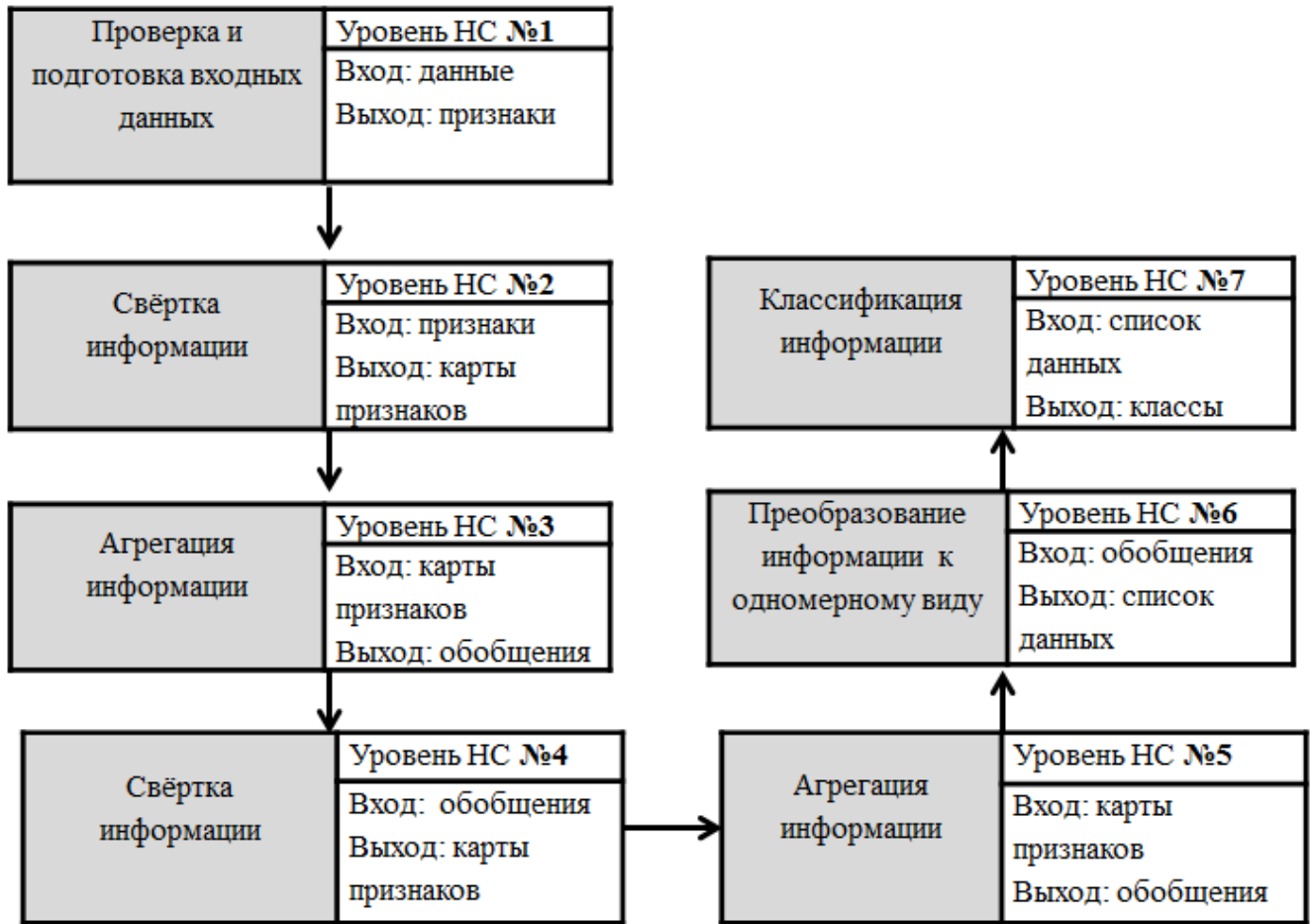


Рисунок 3.1 – Вариант архитектуры нейронной сети по моделированию ТО газосигнализаторов для наружных технологических установок НПЗ

Несмотря на наличие определенных аналитических материалов по использованию НС для данной задачи [158–160; 162; 163; 165], в настоящее время реальная практика их применения довольно невелика. Обучающие и тестовые наборы для уровня НС № 1 только предстоит сформировать. Необходимо разрабатывать впервые и карты признаков уровня НС № 2, и обобщения уровня НС № 3 (см. Рисунок 3.1). Данные для входов и выходов более глубоких уровней НС также потребуют отдельной проработки.

Рассмотрим входные данные для данного варианта НС (уровень НС № 1).

### 3.3.2 Определение категорий входных данных нейронной сети

Для большинства создаваемых в учебных целях НС так или иначе уже сформированы обучающие или тестовые наборы. Как правило, в обучающем наборе содержатся данные об определяемом объекте в виде набора категорий информации и значения этих категорий, которые должны быть определены. Однако для НС, которая бы контролировала текущее состояние системы газового анализа на объекте НПЗ с учетом многих обстоятельств работы ВД на конкретной территории, таких наборов нет, и задача их создания сложна и многогранна.

Для определения категорий входных данных создаваемой НС воспользуемся полученными выше группами специфических параметров стационарных термохимических газосигнализаторов, основанных на модели и марке ЧЭ, на особенностях климата и топологии местности, где расположен объект НПЗ, и на особенностях работы персонала. В этом случае формат информации во входном наборе будет представлен в виде

$$\{d_1, d_2, d_3, N_{\text{общ}}\}, \quad (3.1)$$

где  $d_1$  – набор признаков на основе специфических параметров данной модели ЧЭ стационарного термохимического газосигнализатора;

$d_2$  – набор признаков на основе климатических параметров и топологии местности, в которой находится объект НПЗ;

$d_3$  – набор признаков на основе параметров работы персонала;

$N_{\text{общ}}$  – число ВД, установленных вокруг НТУ.

Детализируем последовательно наборы этих признаков.

#### 3.3.2.1 Набор признаков на основе определенной модели газосигнализатора

Первым в данном списке является набор признаков на основе специфических параметров выбранной для целей исследования модели газосигнализатора, а именно СТМ-10. Учитывая, что количество видов термохимических газосигнализаторов велико (см. Таблицу 1.4), будем использовать одну из их

моделей в качестве базовой для построения данного набора признаков. Обратимся для его формирования к РЭ [77]. В п. 1.1.1.4 РЭ сформулированы условия эксплуатации. Исходя из них можно обобщить ряд признаков:

- диапазон температуры окружающей среды для ВД;
- диапазон температуры окружающей среды для блока датчика;
- диапазон температуры окружающей среды для блока сигнализации и питания;
- диапазон атмосферного давления для газосигнализатора;
- диапазон относительной влажности воздуха для газосигнализатора;
- допустимую частоту вибрации;
- допустимый уровень содержания пыли;
- допустимую напряженность внешнего однородного переменного магнитного поля;
- допустимую напряженность внешнего однородного переменного электрического поля;
- допустимое содержание вредных веществ в контролируемой среде (отдельно по каждому из каталитических ядов и агрессивных веществ).

Продолжая далее, рассмотрим технические характеристики. Хотя они и менее важны с точки зрения изменения плановых мероприятий по ТО, но не следует забывать, что при возникновении опасных ситуаций условия среды могут влиять именно на них. В п. 1.1.2 [77] перечислены следующие технические характеристики:

- электрическое питание сигнализаторов;
- потребляемая электрическая мощность;
- выходное напряжение;
- минимальное сопротивление нагрузки;
- диапазон токового сигнала при срабатывании;
- максимальное значение пульсации сигнала;
- пределы допускаемой основной абсолютной погрешности по поверочному компоненту;

- пределы допускаемой основной абсолютной погрешности по неверочному компоненту;
- пределы допускаемой основной абсолютной погрешности срабатывания порогового устройства;
- пределы допускаемой вариации выходного сигнала;
- пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности при изменении температуры окружающей среды;
- пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности при изменении атмосферного давления окружающей среды;
- пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности при изменении влажности воздуха в окружающей среде;
- время срабатывания сигнализации при установленной концентрации поверочного компонента;
- время прогрева;
- предельное время непрерывной работы ВД без ТО и без вмешательства оператора;
- фактическое время непрерывной работы ВД без ТО и без вмешательства оператора;
- предельное время средней наработки на отказ в обычных условиях эксплуатации (без агрессивных веществ и каталитических ядов) с учетом ТО;
- фактическое время средней наработки на отказ в обычных условиях эксплуатации (без агрессивных веществ и каталитических ядов) с учетом ТО;
- максимально возможный полный срок службы в обычных условиях эксплуатации для всего комплекта сигнализатора;
- фактически прошедший с начала эксплуатации полный срок службы для всего комплекта сигнализатора в обычных условиях эксплуатации;
- максимально возможный полный срок службы в обычных условиях эксплуатации для ТХД;
- фактически прошедший с начала эксплуатации полный срок службы для ТХД в обычных условиях эксплуатации;

- максимально возможный полный срок службы в обычных условиях эксплуатации для ЧЭ;
- фактически прошедший с начала эксплуатации полный срок службы для ЧЭ в обычных условиях эксплуатации;
- напряжение при измерении порога «1»;
- погрешность напряжения при измерении порога «1»;
- напряжение при измерении порога «2»;
- погрешность напряжения при измерении порога «2»;
- электрическое сопротивление изоляции ВД;
- максимально возможное расстояние между ВД и БСП.

Несмотря на то что этот список неполон, он охватывает основные признаки первого набора в достаточно общей форме. Поэтому данный набор признаков может служить основой для создания  $d_1$  не только для СТМ-10, но и для других моделей и марок газосигнализаторов, причем необязательно термохимических (при исключении некоторых признаков). При этом подразумевается, что все используемые модели газосигнализаторов, для которых работа НС будет предикативно составлять изменяемое расписание мероприятий по ТО, будут иметь ВД, размещаемые в опасных зонах, и аналоги БСП для СТМ-10, монтируемые в местах управления комплексной безопасностью объекта НПЗ.

Дополнительно введем в него специфические признаки, характерные для ТХД:

- время запаздывания при переходе датчика из режима превышения диапазона измерений, вызванного концентрацией более 50 % НКПР или искусственным небалансом моста, в режим измерения;
- напряжение при расчете нижней расчетной границы диапазона, % НКПР, по ГСО-ПГС;
- напряжение при расчете верхней расчетной границы диапазона, % НКПР, по ГСО-ПГС;
- минимально возможное значение коэффициента преобразования, указанное в формуляре;

- даты и величины изменений коэффициента преобразования при калибровке по ГСО-ПГС;

- даты и измеренные значения концентраций, определенные для очередной проверки в зависимости от реальных концентраций поверочных смесей и условий проверки (сроки в днях);

- даты и расчетные значения концентраций, определенные для первой, второй и дальнейших проверок в зависимости от реальных концентраций поверочных смесей и условий проверки (сроки в днях);

- время между моментом надевания стакана на датчик и включением сигнализации при его калибровке по ГСО-ПГС.

Добавим для ВД также следующие признаки:

- модель и марка газосигнализатора;

- дата закупки;

- фактическое время хранения ЧЭ до установки (в днях);

- номер ВД на объекте НПЗ (позиция по периметру площадки);

- дата установки на позицию;

- дата ввода в эксплуатацию;

- дата последней замены ЧЭ;

- число дней до проведения очередной калибровки;

- число дней до проведения очередной поверки;

- среднее значение дрейфа нуля для данной модели датчика.

Сведем выделенные признаки в таблицу, отсортируем их с точки зрения значимости формирования и изменения планов мероприятий по ТО, пронумеруем и выделим в них детерминированные и случайные величины (Таблица 3.6).

Единицы измерения соответствующих параметров установлены в РЭ [77]. Характер величин выбран на основе практики работ по ТО. Учет выбранных параметров в мероприятиях по ТО установлен исходя из РЭ и экспертных оценок.

Таблица 3.6 – Анализ набора признаков для определенной модели газосигнализатора

№ п/п	Признак	Ед. изм.	Характер величины	Учет в ТО
1	Модель и марка газосигнализатора	–	Детерминир.	Нет
2	Число дней с даты закупки	дни	Случайная	Нет
3	Фактическое время хранения ЧЭ до установки	дни	То же	Да
4	Номер ВД на объекте НПЗ (позиция по периметру площадки)	–	Детерминир.	Нет
5	Число дней с даты установки ВД на позицию	дни	Случайная	Да
6	Число дней с даты ввода в эксплуатацию	дни	То же	Да
7	Число дней с даты последней замены ЧЭ	дни	«	Да
8	Диапазон температуры окружающей среды для устойчивой работы ВД	°С	Детерминир.	Да
9	Диапазон температуры окружающей среды для устойчивой работы блока датчика	°С	То же	Да
10	Диапазон температуры окружающей среды для устойчивой работы БСП	°С	«	Да
11	Диапазон атмосферного давления для устойчивой работы ВД	кПа	«	Да
12	Диапазон относительной влажности воздуха для устойчивой работы ВД	%	«	Да
13	Допустимая частота вибрации для устойчивой работы ВД	Гц	«	Да
14	Допустимый уровень содержания пыли для устойчивой работы ВД	мг/м <sup>3</sup>	«	Да
15	Допустимая напряженность внешнего однородного переменного магнитного поля для устойчивой работы ВД	А/м	«	Да
16	Допустимая напряженность внешнего однородного переменного электрического поля для устойчивой работы ВД	В/м	«	Да
17	Допустимое содержание вредных веществ в контролируемой среде (отдельно по каждому из каталитических ядов и агрессивных веществ) для устойчивой работы ВД	мг/м <sup>3</sup>	«	Да
18	Рабочее напряжение питания	В	«	Нет
19	Потребляемая электрическая мощность	Вт	«	Нет
20	Выходное напряжение	В	«	Нет
21	Минимальное сопротивление нагрузки	кОм	«	Нет
22	Диапазон токового сигнала при срабатывании	мА	«	Нет

№ п/п	Признак	Ед. изм.	Характер величины	Учет в ТО
23	Максимальное значение пульсации сигнала	мВ	Детерминир.	Нет
24	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности по поверочному компоненту	%	То же	Да
25	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности по неверочному компоненту	%	«	Да
26	Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности срабатывания порогового устройства	%	«	Да
27	Пределы допускаемой вариации выходного сигнала	%	«	Да
28	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности при изменении температуры окружающей среды	%	«	Да
29	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности при изменении атмосферного давления окружающей среды	%	«	Да
30	Пределы допускаемой дополнительной абсолютной погрешности при изменении влажности воздуха в окружающей среде	%	«	Да
31	Время срабатывания сигнализации при установленной концентрации поверочного компонента	с	«	Да
32	Время прогрева	мин	«	Да
33	Предельное время непрерывной работы ВД без ТО и без вмешательства оператора	дни, ч	«	Да
34	Фактическое время непрерывной работы ВД без ТО и без вмешательства оператора	дни, ч	Случайная	Да
35	Предельное время средней наработки на отказ в обычных условиях эксплуатации (без агрессивных веществ и каталитических ядов) с учетом ТО	дни, ч	Детерминир.	Да
36	Фактическое время средней наработки на отказ в обычных условиях эксплуатации (без агрессивных веществ и каталитических ядов) с учетом ТО	дни, ч	Случайная	Да
37	Максимально возможный полный срок службы в обычных условиях эксплуатации для всего комплекта сигнализатора	дни, ч	Детерминир.	Да
38	Фактически прошедший с начала эксплуатации полный срок службы для всего комплекта сигнализатора в обычных условиях эксплуатации	дни, ч	Случайная	Да
39	Максимально возможный полный срок службы в обычных условиях эксплуатации для ТХД	дни, ч	Детерминир.	Да
40	Фактически прошедший с начала эксплуатации полный срок службы для ТХД в обычных условиях эксплуатации	дни, ч	Случайная	Да

№ п/п	Признак	Ед. изм.	Характер величины	Учет в ТО
41	Максимально возможный полный срок службы в обычных условиях эксплуатации для ЧЭ	дни, ч	Детерминир.	Да
42	Фактически прошедший с начала эксплуатации полный срок службы для ЧЭ в обычных условиях эксплуатации	дни, ч	Случайная	Да
43	Напряжение при измерении порога «1»	мВ	То же	Да
44	Погрешность напряжения при измерении порога «2»	мВ	«	Да
45	Напряжение при измерении порога «2»	мВ	«	Да
46	Погрешность напряжения при измерении порога «2»	мВ	«	Да
47	Электрическое сопротивление изоляции ВД	кОм	«	Да
48	Максимально возможное расстояние между ВД и блоком сигнализации и питания.	м	«	Да
49	Время запаздывания при переходе датчика из режима превышения диапазона измерений, вызванного концентрацией более 50 % НКПР или искусственным небалансом моста, в режим измерения	с	Детерминир.	Да
50	Напряжение при расчете нижней расчетной границы диапазона (% НКПР) по ГСО-ПГС	мВ	Случайная	Да
51	Напряжение при расчете верхней расчетной границы диапазона (% НКПР) по ГСО-ПГС	мВ	То же	Да
52	Минимально возможное значение коэффициента преобразования, указанное в формуляре	усл. ед.	«	Да
53	Дата и величина изменений коэффициента преобразование при калибровке по ГСО-ПГС	усл. ед.	«	Да
54	Измеренные значения концентраций, определенные для очередной проверки в зависимости от реальных концентраций поверочных смесей и условий проверки	мг/м <sup>3</sup>	«	Да
55	Расчетные значения концентраций, определенные для очередной проверки в зависимости от реальных концентраций поверочных смесей и условий проверки	мг/м <sup>3</sup>	«	Да
56	Время между моментом надевания стакана на датчик и включением сигнализации при его калибровке по ГСО-ПГС	дни	«	Да
57	Число дней до проведения очередной калибровки	дни	«	Да
58	Число дней до проведения очередной поверки	дни	«	Да
59	Среднее значение дрейфа нуля для данной модели	%	«	Да

Детерминированные величины указаны в эксплуатационной документации. Там же для них определены и те значения в обучающем и тестовом наборах, которые необходимо принять за искомые при работе НС. Случайные величины представляют собой зафиксированные в определенный момент времени данные при проведении мероприятий по ТО. Для получения требуемых меток для них следует либо рассчитывать наиболее вероятные их значения по формулам главы 2 или указанным в РЭ [77], либо получать эти данные из статистики применения конкретных моделей ТХД на конкретных объектах НПЗ. Фактически это означает отсутствие данных для обучающих и тестовых наборов. Однако значения меток для данных признаков могут уточняться экспертами или в ходе статистического опроса сотрудников НПЗ при проведении дальнейших исследований.

С точки зрения инструментария машинного обучения все приведенные в Таблице 3.6 параметры представляют собой заранее задаваемые величины и поэтому могут служить гиперпараметрами. Их настройка в ходе обучения НС позволит выявить для некоторых из них значения, наиболее важные для результата ее работы.

Выбор образцов для признаков, величина которых носит случайный характер, представляет собой в данной постановке нетривиальную задачу. Ее решение для различных видов газосигнализаторов должно основываться на РЭ и статистике их применения на конкретных объектах. Пока такая статистика для большого числа объектов отсутствует.

Анализ данных Таблицы 3.6 показывает, что всего в наборе  $d_1$  59 признаков, 50 из которых важны для мероприятий по ТО. Следовательно, размерность набора  $d_1$  в выбранном варианте НС можно принять равной 50. В дальнейшем число признаков может меняться как в большую, так и в меньшую сторону.

Рассмотрим теперь набор признаков на основе климатических параметров и топологии местности, в которой находится объект НПЗ.

### 3.3.2.2 Набор признаков на основе климатических параметров и топологии местности

Для получения данных о наборе  $d_2$  обратимся к ТУ-газ-86 [102], формулам главы 2 диссертации, а также воспользуемся данными Таблиц 3.3 и 3.6. Будем сразу формировать таблицу признаков (Таблица 3.7).

Список признаков, приведенный в Таблице 3.7, составлен предварительно и может быть в дальнейшем дополнен. Его особенностью является большое количество признаков, которые представляют собой массивы данных различной размерности. Рассмотрим их подробнее.

Название и периметр НТУ необходимы для определения числа устанавливаемых вокруг нее ВД (см. главу 2). На объекте НПЗ таких установок может быть несколько. Для каждой из них необходим отдельный расчет входных данных для НС.

Тип обрабатываемого сырья также сложный признак. В нем следует учесть не только сам состав сырья. Для разных технологических участков он будет различным, хотя на входе объект НПЗ может получать только один его вариант. Размерность данного массива будет определяться количеством участвующих в переработке участков с НТУ и количеством агрессивных веществ и каталитических ядов в воздушных выделениях, сопутствующих процессу. Размерность по измерению, связанному с технологическими участками, является фиксированной и будет определяться эксплуатационной документацией объекта НПЗ. Задавшись вопросом о размерности, обратимся сначала к формулировке для СТМ-10: «каталитические яды – галогены, сера, мышьяк, сурьма и их соединения, летучие соединения, содержащие атомы металлов, кремния, фосфора. Уровень ПДК для сероводорода  $H_2S$  не должен превышать  $10 \text{ мг/м}^3$  за время непрерывной работы не менее 300 ч» [77, п. 1.1.1.4, 8, прим.]. Учитывая ее, следует предусмотреть изменяемую размерность по этому измерению (свои данные для каждого типа при его наличии). В данном признаке будут содержаться их максимально возможные значения, которые по условиям производства прописаны в регламентных документах объекта НПЗ.

Таблица 3.7 – Анализ набора признаков для климатических параметров и топологии местности, в которой находится объект НПЗ

№ п/п	Признак	Ед. изм.	Характер величины	Учет в ТО
1	Название объекта НПЗ	–	Детерминир.	Нет
2	Адрес объекта НПЗ (регион)	–	То же	Нет
3	Координаты объекта НПЗ (широта и долгота)	–	«	Нет
4	Название и периметр НТУ	–	«	Нет
5	Тип обрабатываемого сырья	–	«	Да
6	Допустимое содержание в газах объекта агрессивных веществ при выполнении установленной технологии производства	%	Случайная	Да
7	Допустимое содержание в газах объекта каталитических ядов при выполнении установленной технологии производства	%	То же	Да
8	Сезон	–	Детерминир.	Да
9	День и месяц (номер дня с начала года)	–	То же	Да
10	Среднемесячная фиксируемая температура на объекте НПЗ (12 значений)	°С	Случайная	Да
11	Среднемесячное фиксируемое атмосферное давление на объекте НПЗ (12 значений)	кПа	То же	Да
12	Среднемесячная фиксируемая относительная влажность воздуха на объекте НПЗ (12 значений)	%	«	Да
13	Среднемесячная фиксируемая частота вибрации в районе установки ВД (12 значений)	Гц	«	Да
14	Среднемесячный фиксируемый уровень содержания пыли (12 значений)	мг/м <sup>3</sup>	«	Да
15	Среднемесячная фиксируемая напряженность внешнего однородного переменного магнитного поля (12 значений)	А/м	«	Да
16	Среднемесячная фиксируемая напряженность внешнего однородного переменного электрического поля (12 значений)	В/м	«	Да
17	Коэффициент учета воздействия туманов (12 значений)	%	«	Да
18	Коэффициент учета сильных ветров (12 значений)	%	«	Да
19	Коэффициент учета сильных дождей (12 значений)	%	«	Да
20	Коэффициент учета сильных снегов (12 значений)	%	«	Да
21	Число ВД на объекте	шт.	Детерминир.	Да

В связи с тем, что в производственном процессе на НТУ могут иметь место различные особенности переработки, уместно выделить в отдельные признаки

массивы с агрессивными веществами и каталитическими ядами, которые будут содержать перерассчитанные на уменьшение ресурса катализатора ВД их процентные доли. В этом же массиве для каждого из видов отрицательно воздействующих на катализатор ВД веществ следует предусмотреть вероятности возникновения событий, которые приведут к их утечке.

Изменяемые средние значения климатических параметров местности, в которой расположен объект НПЗ, для каждого из месяцев рассчитываются как математическое ожидание соответствующей величины (температуры, влажности, давления и т. п.), исходя из статистических значений для данных параметров по региону. Их значения можно не перерассчитывать в НС, а получать от взаимодействующих с объектом НПЗ организаций (метеобюро и т. п.). Размерность каждого из них определяется количеством месяцев в году. А значения, помимо математического ожидания, могут содержать вероятности регистрации именно данных значений в общей статистической последовательности многолетних наблюдений для региона.

Коэффициенты учета туманов, ветров, дождей и снегов представляют собой вероятностную меру для данного месяца года этих событий и должны быть учтены в расчете значений реакции на эти опасные события персонала.

Количественная оценка входного набора признаков по направлению  $d_2$  дает следующий результат. Признаки 1–3 и 8 (см. Таблицу 3.7) представляют собой единичные значения, учет которых для дисциплины ТО газосигнализаторов неважен. Однако важно учитывать их для ведения протокольных записей (например, для учета эпох обучения НС). Признак 5 может представлять собой уже описанный выше массив, для которого главным измерением является количество агрессивных веществ и каталитических ядов на данном объекте НПЗ, представляющих опасность для данного типа газосигнализаторов. Для СТМ-10 согласно приведенной выше цитате из РЭ [77] его минимально возможная размерность будет в районе 20. Признаки 6 и 7, связанные с признаком 5, представляют собой двумерные массивы с процентными вероятностями по каждому из указанных в признаке 5 соединений. Следовательно, минимальная оценка для них равна 40. Признаки 9 и 21 представляют собой единичные значения,

учет которых важен для ТО. Признаки с 10 по 20 представляют собой массивы из 12 или 24 значений. Общее число их будет равно 132 или 264.

Таким образом, размерность набора  $d_2$  в выбранном варианте НС можно принять равным 234 или 366. В дальнейшем число признаков может меняться как в большую, так и в меньшую сторону. Кроме того, расчет с данным числом признаков должен выполняться с учетом количества НТУ на объекте НПЗ, причем отдельно для каждой.

Рассмотрим теперь набор признаков на основе параметров работы персонала.

### 3.3.2.3 Набор признаков на основе параметров работы персонала

Для получения данных о наборе  $d_3$  используем [130]. Будем также сразу формировать таблицу признаков (Таблица 3.8).

Таблица 3.8 – Анализ набора признаков на основе параметров работы персонала

№ п/п	Признак	Ед. изм.	Характер величины	Учет в ТО
1	Число лиц в составе бригады ТО	чел.	Детерминир.	Да
2	Плановое отсутствие членов бригады ТО	–	То же	Да
3	Фактическое наличие членов бригады ТО	–	Случайная	Да
4	Наличие медицинских противопоказаний у членов бригады ТО	–	То же	Да
5	Норма выработки бригады (ежедневное число обслуживаемых каналов)	ед.	Детерминир.	Да
6	Наличие допуска на работы у членов бригады	да/нет	То же	Да
7	Число дней, прошедших с момента подтверждения квалификации	дни	«	Да
8	Дата подтверждения квалификации	–	«	Да
9	Число дней, прошедших с момента инструктажа по безопасному ведению работ	дни	«	Да
10	Дата инструктажа по безопасному ведению работ	–	«	Да
11	Число дней, прошедших с момента выдачи разрешительных документов на проведение работ	дни	«	Да
12	Дата окончания действия разрешительных документов на проведение работ	–	«	Да
13	Число дней, прошедших с момента утверждения комплекса мер по обеспечению безопасности работников	дни	«	Да
14	Дата окончания действия утвержденного комплекса мер по обеспечению безопасности работников	–	«	Да
15	Стоимость нормо-часа одного члена бригады ТО	руб./нормо-час	«	Нет

Список признаков в наборе из Таблицы 3.8 ориентировочно показывает, что должно быть учено во входном наборе по данному направлению. Проанализируем полученные признаки. Признак 1 характеризует состав бригады ТО. От числа ее членов (см. подразделе 2.2.2) зависит время работы по калибровке или поверке всего числа ВД, установленных вокруг НТУ (по формуле (2.67)), что отражается в признаке 5. Помимо этого, данное число используется в качестве гиперпараметра НС для определения размерностей массивов для признаков 2–4 и 6–14.

Таким образом, в данном подразделе для определения категорий входных данных создаваемой НС выполнено определение категорий входных данных НС для прогнозирования времени ТО газосигнализаторов на НТУ НПЗ. Выделение групп признаков для НС основано на анализе работы и РЭ модели ТХД СТМ-10 [77]. Признаки группировались исходя из специфических параметров данной модели ЧЭ стационарного термохимического газосигнализатора, возможных климатических условий его эксплуатации, параметров и топологии местности, в которой находится объект НПЗ, а также характера работы с ним персонала.

Установлено, что специфическими для выбранной модели газосигнализатора (СТМ-10) являются 59 признаков, 50 из которых важны для мероприятий по ТО. Анализ признаков на основе климатических параметров и топологии местности, в которой находится объект НПЗ, показал, что их число можно принять равным 234 или 366 в зависимости от интервала измерений. Все они значимы для ТО. Число признаков на основе параметров работы персонала в варианте модели газосигнализатора СТМ-10 равно 15. Все эти признаки значимы для мероприятий по ТО. Кроме того, при изменении модели ЧЭ или ВД число признаков для всех трех категорий может измениться в большую или меньшую сторону.

В итоге, установленное число признаков для сверточной НС, которые объединены в три группы, для одного ТХД модели газосигнализатора СТМ-10 можно принять равным 299 или 431 в зависимости от значений ограничивающих их интервалов измерений, которые будут определяться статистически. Соответственно для одной НТУ полученное число параметров следует умножить на рассчитанное ранее число датчиков по её периметру. При наличии на объекте НПЗ  $N$  НТУ число признаков увеличится в  $N$  раз.

### **3.3.3 Работа нейронной сети на втором, третьем, четвертом и пятом уровнях**

В целях организации корректной работы НС для диагностирования газосигнализаторов в АСППВР на втором уровне потребуется создать обучающие наборы данных, содержащие целевые метки. Без целевых меток карты признаков получить будет нельзя. Такие наборы могут быть одинаковыми для отдельных моделей и, возможно, даже для групп газосигнализаторов различных моделей и типов.

Исходя из практики, изначально в условиях отсутствия нужных меток следует рассматривать принцип работы НС без них (как в машинном обучении без учителя). Метод  $k$ -средних позволит разбить все признаки на кластеры их возможных значений, что позволит на третьем уровне НС выполнить обобщающие действия. Рассмотрим этот процесс подробнее.

Согласно данным Таблицы 3.6 ряд признаков можно рассматривать как безусловно необходимые для устойчивой работы газосигнализатора конкретной модели, ряд – как показатели текущего его состояния относительно начала и всего периода эксплуатации, ряд – как выходные значения показателей в определении текущего состояния газосигнализатора, ряд – как значения параметров, устанавливаемых в ходе калибровки. Такое обобщение может пригодиться и на третьем уровне для определения состояния конкретного ТХД в общем контуре защиты НТУ. Для каждой из групп признаков можно задать кластеры, для которых разрабатываемая НС будет выполнять их классификацию на втором уровне. Кластеры на втором уровне могут следить не за одним, а сразу за несколькими приборами, соответствующими или не соответствующими установленным в РЭ значениям их параметров. Следовательно, кластеры второго уровня можно охарактеризовать так. Первый будет включать в себя полностью исправные ТХД, прошедшие все необходимые процедуры поверки и калибровки, второй – только те ТХД, для которых эти процедуры «приближаются» по времени, третий – те, у которых заканчивается срок эксплуатации и которым необходима полная замена.

Кроме того, необходимые для устойчивой работы газосигнализатора признаки могут быть связаны и с условиями окружающей среды. Согласно данным

Таблицы 3.6 к этой группе признаков можно отнести признаки с 8 по 17. Для них можно выделить еще три условных кластера: безусловно не подходящие для работы, безусловно подходящие и подходящие для работы с некоторыми ограничениями. В цветовой гамме им будут соответствовать черная, белая и серая зоны.

К показателям текущего состояния относительно периода эксплуатации газосигнализатора можно отнести признаки 5–7, 34, 36, 38, 40, 42.

Признаки 19–23 относятся к выходным значениям показателей в определении текущего состояния газосигнализатора.

Для признаков из Таблиц 3.7 и 3.8 можно выполнить сходный анализ.

Все перечисленные выше признаки (описание на основе Таблицы 3.6) относятся к первому уровню НС. Они же служат источником сведений для определения того, какой должна быть для нее обучающая последовательность. Учитывая разнородность параметров для обучения НС при использовании даже одного типа ТХД, следует их обобщить таким образом, чтобы процесс анализа проходил более или менее одинаково. В дальнейшем необходимо будет провести обобщение и для различных типов ВД, использование которых основано на разных принципах. Будем ориентироваться на ТХД и на выбранную модель СТМ-10.

В целях упрощения обобщенного анализа параметров приборов в НС для каждого из наборов признаков следует ввести одинаковые формулы. Обозначим через  $n_{\text{класт}}$  число кластеров значений. Если считать, что количество таких признаков изначально неизвестно (не задано или задано нечетко), то, обозначив его как  $n_{\text{призн}}$ , имеем:

$$Pr_{gr} = \{Pr_1, Pr_2, \dots, Pr_{n_{\text{призн}}}\}, \quad (3.2)$$

где  $Pr_{gr}$  – набор признаков;

$Pr_i$  – значение  $i$ -го признака в наборе  $Pr_{gr}$  по шкале кластеров.

Шкала кластеров задается формулой

$$Z_{gr} = \{Z_{\text{кл}1}^{\text{кл}}, Z_{\text{кл}2}^{\text{кл}}, \dots, Z_{\text{кл}n_{\text{класт}}}^{\text{кл}}\}, \quad (3.3)$$

где  $Z_{gr}$  – набор значений кластеров признаков;

$Z_j^{\text{кл}}$  – значение  $j$ -го кластера для признаков в наборе  $Pr_{gr}$ .

При этом

$$Pr_i \in \{Z^{кл}_1, Z^{кл}_2, \dots, Z^{кл}_{n_{класт}}\}. \quad (3.4)$$

Для каждого из типов и моделей ВД эти кластеры можно свести в таблицы, которые будут использоваться в дальнейшем для обучения НС. Наличие таблиц с условно «правильными» данными, так как многие из них по отдельным кластерам будут зависеть от топологии объекта НПЗ, метеоусловий и других причин, например статистических данных о ТО, можно будет затем использовать для обучения НС с учителем. Перевод условно правильных данных в метки для обучения может быть поэтапным. На первом этапе будут выделены наиболее вероятные с точки зрения статистики и мнения экспертов значения. На втором этапе они будут уточнены на вновь появившихся значениях данных параметров. Окончательное же «утверждение» о «корректности» значений параметров для использования их в качестве меток для обучающих выборок кластеров второго уровня НС можно будет сделать только после того, как статистика о ТО при применении различных типов и моделей ВД не только будет достаточно полной по всем группам приводимых выше параметров, но и будет подтверждена в ходе экспериментальных проверок моделей динамики ТО в НС.

Третий уровень НС будет относиться к готовности всей группы ТХД, которые включаются в одну линию [102]. Он будет содержать два кластера – линия готова или не готова. Готовность линии ТХД можно задать как только для случая исправной работы всех ТХД в ней, так и для иного случая. Конкретное решение можно принимать на конкретном объекте. Однако по умолчанию следует задать необходимость исправности всех ТХД в линии для того, чтобы считать ее исправной.

Четвертый уровень НС будет соответствовать всем линиям ТХД, которые будут установлены вокруг НТУ. Он также будет иметь два кластера – готов и не готов. Пятый уровень НС будет соответствовать объекту НПЗ, на котором расположено несколько НТУ, требующих газового контроля. Он также в пределе будет иметь два кластера, как на третьем и четвертом уровнях. Такое построение НС позволит ЛПР иметь возможность оперативно контролировать мероприятия по ТО установленных на объекте НПЗ газосигнализаторов.

Агрегация на более высоких уровнях НС может не ограничиваться двумя кластерами. В зависимости от типа проверочных мероприятий по типам приборов она может подразделяться на группы, например по поверкам на ПГС-ГСО, поверкам электрической части, поверкам каналов связи и т. п. А для ТХД (в частности, СТМ-10) это может быть состояние коэффициента преобразования по объемной доле концентрации в текущем периоде (см. формулу (2.44)).

Приводимый вариант НС может быть «улучшен». В него может войти еще один дополнительный уровень, связанный с компанией в целом. Это возможно тогда, когда предприятие имеет несколько территорий-объектов, на которых установлено газоанализирующее оборудование, требующее ТО. В этом случае агрегация по кластерам может соответствовать объектам компании: один объект – один кластер. В цветовой гамме это могут быть оттенки красного. Цвет объекта в НС будет выбираться в зависимости от процента готовых (поверенных) ТХД.

Таким образом, рассматриваемая в данном подразделе НС позволяет прогнозировать время проведения необходимых мероприятий по ТО на объектах НПЗ. Она позволит ЛПР дежурной смены объекта всегда иметь оперативную информацию как по каждому прибору и срокам его обслуживания, так и в целом по объекту НПЗ. Принцип, положенный в основу построения данной НС, может быть использован не только для ТО иных приборов АСППВР, но и для других типов мероприятий с подобными технически сложными объектами.

### ***3.3.4 Обучение и выходные данные нейронной сети***

Основное назначение НС для диагностирования газосигнализаторов в АСППВР – показать общее состояние дел с газосигнализаторами, необходимыми для контроля состава воздуха на НТУ НПЗ. При этом другим, но не менее важным ее предназначением является прогноз времени проведения мероприятий по ТО для них, т. е. времени поверки и калибровки с учётом текущего влияния признаков (см. формулу (3.1)). На основе полученных с её помощью выходных данных формируется решение ЛПР на проведение управляющего воздействия на объект управления – АСППВР. Оно основывается на выборе из множества всего множества ТХД конкретного оборудования, предназначенного к ТО, ремонту или замене. Помимо этого, НС может быть использована (после соответствующего

обучения и тестирования) для прогнозирования вариантов установки ВД на объекте.

Создание модели НС, ее обучение и тестирование, настройку в ней параметров, оценку ее точности предполагается проводить в экспериментальном режиме после настройки НС. Для этого могут быть использованы данные с различных объектов НПЗ, получаемые по первоначально указанным в Таблице 3.6 параметрам. Затем этот список может быть расширен и уточнен. Данные, получаемые из регистрационных журналов объектов НПЗ, могут составить основу списков размеченных данных для каждого из рассматриваемых параметров. Дальнейшее обучение НС будет проходить уже на объектах НПЗ на вновь получаемых данных.

Формирование прогнозов по вновь получаемым, еще неизвестным значениям должно выполняться в течение некоторого времени уже после обучения НС. В этом режиме НС должна проработать какое-то время совместно с операторами и ЛПР дежурной смены объекта НПЗ.

Выходные данные НС служат для предоставления ЛПР дежурной смены объекта НПЗ необходимой информации о состоянии и отдельных ВД, и всего комплекса приборов на объекте. Это позволит ему делать выводы о необходимости ТО как конкретных ВД, так и их совокупностей, состоящих из многих ВД и объединенных в линии и комплексы.

Таким образом, НС прогнозирования времени ТО газосигнализаторов в составе АСППВР должна первоначально обучаться на регистрационных данных из журналов объектов НПЗ по состоянию газосигнализаторов и проведению для них ТО. Выходными данными для этой НС будут выводы о состоянии как конкретных ВД, так и их групп, объединенных в линии и комплексы.

### **3.4 Применение выходных данных нейронной сети в управлении диагностическими мероприятиями для подтверждения готовности газосигнализаторов**

Если исходить из того, что ВД – это нижний уровень информирования ЛПР в АСППВР, то их готовность является ключевым фактором безопасности на НПЗ.

Поэтому результаты моделирования, полученные при применении НС, следует использовать при принятии решений о порядке проведения их ТО.

С учетом полученных выводов о применении СНС для прогнозирования числа неготовых к функционированию датчиков газосигнализаторов и, как следствие, рекомендуемого времени их ТО новый алгоритм управления диагностическими мероприятиями для подтверждения готовности газосигнализаторов в АСППВР на НТУ НПЗ (Рисунок 3.2) должен включать обновленные данные, рассчитанные СНС.

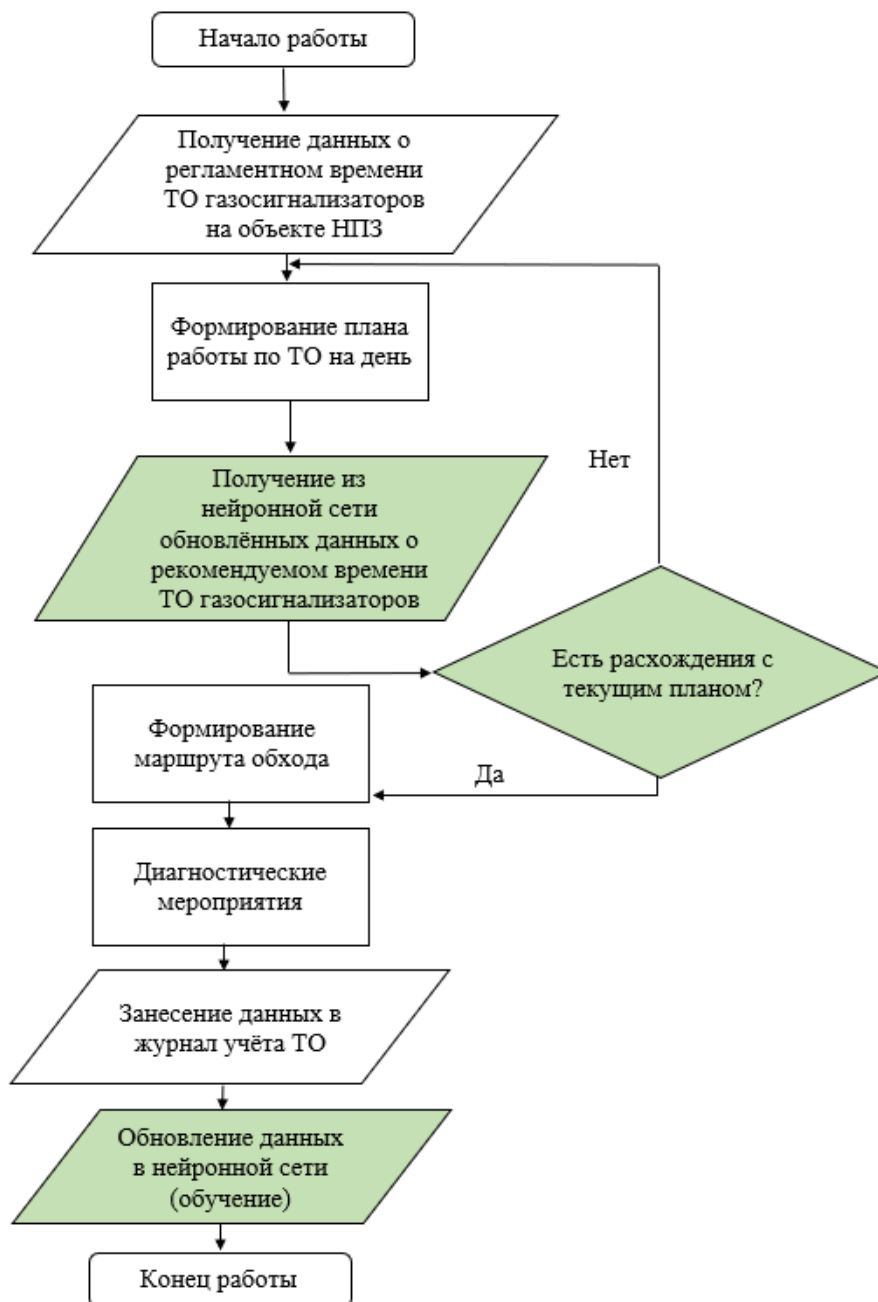


Рисунок 3.2 – Блок-схема алгоритма управления диагностическими мероприятиями для подтверждения готовности газосигнализаторов в АСППВР на НТУ НПЗ [166]

На Рисунке 3.2 зеленым цветом выделены части алгоритма, учитывающие полученные в исследовании результаты. Внедрение предложенного алгоритма в АСППВР на НПЗ позволит ЛПР дежурной смены всегда иметь более точную оперативную информацию по каждому прибору и необходимым срокам его обслуживания.

### **Выводы по третьей главе**

1. В соответствии с ТУ-газ-86 минимально возможное количество ВД вокруг НТУ прямоугольной формы равно 15 при длине ее периметра не более 30 м и 33 – более 30 м, а для НТУ произвольной формы – соответственно 13 и 28.

2. Для различных типов НТУ рассчитаны периметры, что позволило оценить возможное количество устанавливаемых вокруг них газосигнализаторов и, соответственно, число необходимых для них мероприятий по ТО.

3. На примере газосигнализатора СТМ-10 проведена оценка общего числа необходимых мероприятий по ТО в соответствии с РЭ и времени их проведения бригадой для одного ВД.

4. На основании анализа принципов работы НС установлено, что для прогнозирования времени ТО датчиков газосигнализаторов на НТУ НПЗ целесообразно использовать сверточную НС.

5. Выделение групп признаков для НС основано на анализе работы и РЭ модели ТХД СТМ-10. Признаки сгруппированы исходя из специфических параметров данной модели ЧЭ стационарного термохимического газосигнализатора, возможных климатических условий его эксплуатации, параметров и топологии местности, в которой находится объект НПЗ, а также характера работы с ним персонала.

Установлено, что число признаков для сверточной НС, которые объединены в три группы, для модели газосигнализатора СТМ-10 можно принять равным 299 или 431 для одной НТУ. При наличии на объекте НПЗ  $N$  НТУ это число признаков увеличится в  $N$  раз.

6. НС позволяет прогнозировать время проведения необходимых мероприятий по ТО на объектах НПЗ. Благодаря ее непрерывному функционированию ЛПР дежурной смены объекта всегда сможет иметь оперативную информацию как по каждому прибору и срокам его обслуживания, так и в целом по объекту НПЗ. Принцип, положенный в основу построения данной НС, может быть использован не только для ТО иных приборов, но и для других типов мероприятий с подобными технически сложными объектами.

7. В целях применения выходных данных СНС в управлении ЛПР диагностическими мероприятиями для газосигнализаторов в АСППВР предложен новый алгоритм управления ими для подтверждения готовности газосигнализаторов на наружных технологических установках НПЗ.

## ГЛАВА 4 ПРАКТИЧЕСКАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ РАЗРАБОТАННЫХ МОДЕЛЕЙ И АЛГОРИТМОВ

Практическая реализация разработанных в диссертации моделей и алгоритмов позволила создать с их помощью ряд программ. Помимо этого, использование данных моделей дает возможность оценить готовность оборудования нижнего уровня АСУТП.

### 4.1 Программы, созданные с помощью разработанных моделей

В соответствии с алгоритмом управления диагностическими мероприятиями для подтверждения готовности газосигнализаторов к применению в АСППВР на НТУ НПЗ (см. Рисунок 3.2) новые программы следует использовать на этапе оценки ЛПР качества работы АСППВР. Рассмотрим каждую из них подробнее.

#### *4.1.1 Программа расчета регламентированного числа газосигнализаторов, устанавливаемых в пожаровзрывоопасных зонах наружных технологических установок в форме произвольного многоугольника*

Программа расчета регламентного числа газосигнализаторов, устанавливаемых в пожаровзрывоопасных зонах НТУ в форме произвольного многоугольника на объектах нефтегазового комплекса (Приложение А) [167], предназначена для определения с помощью нормативов ТУ-газ-86 [102] количества газосигнализаторов, фиксирующих взрывоопасные и пожароопасные концентрации опасных газов. Для определения их числа используются формулы (2.27) и (2.28) (см. главу 2 диссертации).

Основа программы – набор правил из ТУ-газ-86 [102], разработанный алгоритм расчета и уникальные особенности расстановки газосигнализаторов в зависимости от периметра НТУ. Алгоритм работы программы позволяет с учетом особенностей установки газосигнализаторов любых типов и марок, описываемых в ТУ-газ-86 [102], определить нормативное число регистрирующих приборов вокруг НТУ переработки нефти и газа в форме заданного многоугольника на объектах нефтегазового комплекса.

Чтобы использовать данную программу, необходимо составить схематический план объекта, вокруг которого будут установлены газосигнализаторы. В нашем случае программа используется для объекта, схема которого представлена на Рисунке 4.1.

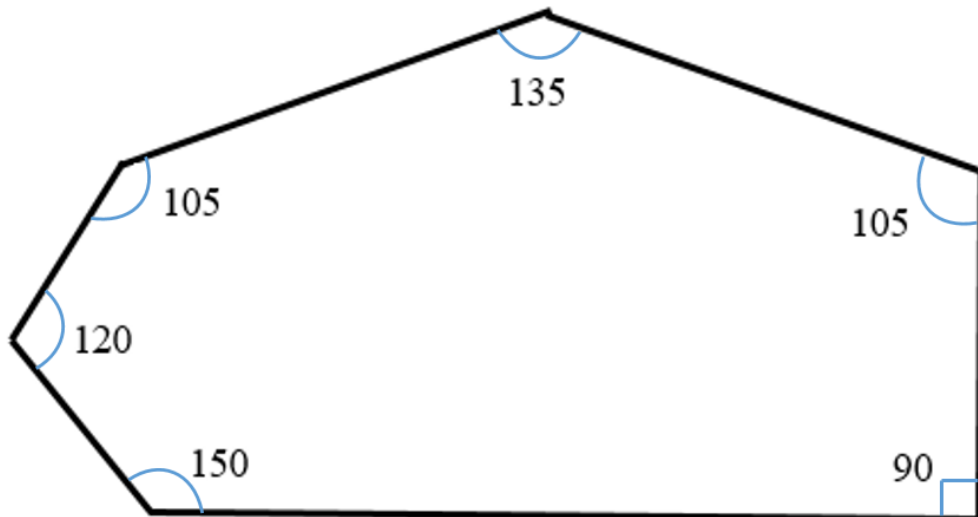


Рисунок 4.1 – Схематическое изображение объекта для расчета

Для ввода данных о многоугольнике программа сначала запрашивает данные о периметре объекта и общем числе углов многоугольника, для которого составляется схема (Рисунок 4.2). Затем необходимо ввести значения углов в градусах (Рисунок 4.3). Порядок ввода значений в форму не зависит от реального порядка их следования друг за другом на схеме. На Рисунке 4.4 показана заполненная форма программы, готовая к расчету.

После расчета производится запись конечных результатов на экране в виде указания: количества рядов для установки приборов, длины каждого из рядов, нормативно установленного количества выносных датчиков газосигнализаторов в каждом из рядов (Рисунок 4.5). Критерии газовой чувствительности газосигнализаторов и количество определяемых ими газов могут быть любыми.

Программа расчёта количества установленных датчиков газоанализаторов в соответствии с ГАЗ-86 вокруг открытой установки объекта ТЭК в форме произвольного многоугольника

Введите длину периметра открытой установки объекта ТЭК: (в метрах)	<input type="text" value="120"/>	
Введите число углов у открытой установки объекта ТЭК: (в "штуках")	<input type="text" value="6"/>	<input type="button" value="Углы"/>
Длина периметра первой линии:		
Длина периметра второй линии:		
Длина периметра третьей линии:		
Общая длина периметров всех линий установки датчиков вокруг открытой площадки:		
Количество установленных датчиков газоанализаторов в первой линии:		
Количество установленных датчиков газоанализаторов во второй линии:		
Количество установленных датчиков газоанализаторов в третьей линии:		
Общее количество установленных датчиков газоанализаторов:		

ГАЗ-86

Расчёт количества датчиков

Рисунок 4.2 – Запрос данных о величине периметра объекта и числе углов на схеме

Программа расчёта количества установленных датчиков газоанализаторов в соответствии с ГАЗ-86 вокруг открытой установки объекта ТЭК в форме произвольного многоугольника

Введите длину периметра открытой установки объекта ТЭК: (в метрах)	<input type="text" value="130"/>	
Введите число углов у открытой установки объекта ТЭК: (в "штуках")	<input type="text" value="6"/>	<input type="button" value="Углы"/>
1: <input type="text" value="90"/> 2: <input type="text" value=""/> 3: <input type="text" value=""/> 4: <input type="text" value=""/> 5: <input type="text" value=""/> 6: <input type="text" value=""/>		<input type="button" value="Ввод углов"/>
Длина периметра первой линии:		
Длина периметра второй линии:		
Длина периметра третьей линии:		
Общая длина периметров всех линий установки датчиков вокруг открытой площадки:		
Количество установленных датчиков газоанализаторов в первой линии:		
Количество установленных датчиков газоанализаторов во второй линии:		
Количество установленных датчиков газоанализаторов в третьей линии:		
Общее количество установленных датчиков газоанализаторов:		

ГАЗ-86

Расчёт количества датчиков

Рисунок 4.3 – Форма для ввода значений углов (текущее значение подсвечено рамкой)

Программа расчёта количества устанавливаемых датчиков газоанализаторов в соответствии с ГАЗ-86 вокруг открытой установки объекта ТЭК в форме произвольного многоугольника

Введите длину периметра открытой установки объекта ТЭК:		(в метрах) 130
Введите число углов у открытой установки объекта ТЭК:		(в "штуках") 6 <input type="button" value="Углы"/>
1: 90	2: 150	3: 120
4: 105	5: 135	6: 105 <input type="text"/>
		<input type="button" value="Ввод углов"/>
Длина периметра первой линии:		
Длина периметра второй линии:		
Длина периметра третьей линии:		
Общая длина периметров всех линий установки датчиков вокруг открытой площадки:		
Количество установленных датчиков газоанализаторов в первой линии:		
Количество установленных датчиков газоанализаторов во второй линии:		
Количество установленных датчиков газоанализаторов в третьей линии:		
Общее количество установленных датчиков газоанализаторов:		

ГАЗ-86

Расчёт количества датчиков

Рисунок 4.4 – Заполненная форма для ввода величин углов, готовая к расчету

Программа расчёта количества устанавливаемых датчиков газоанализаторов в соответствии с ГАЗ-86 вокруг открытой установки объекта ТЭК в форме произвольного многоугольника

Введите длину периметра открытой установки объекта ТЭК:		(в метрах) 130
Введите число углов у открытой установки объекта ТЭК:		(в "штуках") 6 <input type="button" value="Углы"/>
Длина периметра первой линии:		=> 221.67 метров
Длина периметра второй линии:		=> 486.30 метров
Длина периметра третьей линии:		=> 750.94 метров
Общая длина периметров всех линий установки датчиков вокруг открытой площадки:		=> 1458.91 метров
Количество установленных датчиков газоанализаторов в первой линии:		=> 12 шт.
Количество установленных датчиков газоанализаторов во второй линии:		=> 25 шт.
Количество установленных датчиков газоанализаторов в третьей линии:		=> 38 шт.
Общее количество установленных датчиков газоанализаторов:		=> 75 шт.

ГАЗ-86

Расчёт количества датчиков

Рисунок 4.5 – Рассчитанное нормативное количество устанавливаемых вокруг объекта датчиков

#### ***4.1.2 Программа расчета регламентированного числа газосигнализаторов, устанавливаемых в пожаровзрывоопасных зонах наружных технологических установок произвольной формы***

Программа расчета регламентированного числа газосигнализаторов, устанавливаемых в пожаровзрывоопасных зонах НТУ произвольной формы на объектах нефтегазового комплекса (Приложение А) [168], предназначена для определения на основе нормативов ТУ-газ-86 [102] количества газосигнализаторов. Программа аналогична программе, рассмотренной в подразделе 4.1.1. Для нее используются формулы из подраздела 2.1.3, которые легли в основу расчета.

Алгоритм работы программы отражает особенности установки газосигнализаторов любых типов и марок, описываемые в ТУ-газ-86 [102], вокруг НТУ переработки нефти и газа произвольной формы на объектах нефтегазового комплекса. Основой программы является набор правил из этого документа [102] и уникальные особенности расстановки газосигнализаторов в зависимости от периметра НТУ в виде любой замкнутой кривой.

При запуске программы в первой экранной форме с клавиатуры вводятся данные о периметре (Рисунок 4.6). Кнопка «Показать» запускает расчет. После этого программа выводит конечные результаты на экран, указывая количество рядов для установки приборов, длину каждого из рядов, нормативно установленное количество выносных датчиков газосигнализаторов в каждом из рядов (Рисунок 4.7). Критерии газовой чувствительности газосигнализаторов и количество определяемых ими газов не имеют значения, так как ТУ-газ-86 дает указания о размещении газосигнализаторов без учета данного параметра.

Программа расчёта количества установленных датчиков газоанализаторов в соответствии с ГАЗ-86 вокруг открытой установки объекта ТЭК произвольной формы

Введите длину периметра открытой установки объекта ТЭК: (в метрах)	<input type="text" value="150"/>
Длина периметра первой линии:	
Длина периметра второй линии:	
Длина периметра третьей линии:	
Общая длина периметров всех линий установки датчиков вокруг открытой площадки:	
Количество установленных датчиков газоанализаторов в первой линии:	
Количество установленных датчиков газоанализаторов во второй линии:	
Количество установленных датчиков газоанализаторов в третьей линии:	
Общее количество установленных датчиков газоанализаторов:	

Показать

ГАЗ-86

Расчёт количества датчиков

Рисунок 4.6 – Экранная форма для ввода данных о периметре объекта программы для расчета регламентированного числа газосигнализаторов, устанавливаемых в пожаровзрывоопасных зонах НТУ произвольной формы

Программа расчёта количества установленных датчиков газоанализаторов в соответствии с ГАЗ-86 вокруг открытой установки объекта ТЭК произвольной формы

Введите длину периметра открытой установки объекта ТЭК: (в метрах)	<input type="text" value="150"/>
Длина периметра первой линии:	=> 187.70 метров
Длина периметра второй линии:	=> 296.52 метров
Длина периметра третьей линии:	=> 405.35 метров
Общая длина периметров всех линий установки датчиков вокруг открытой площадки:	=> 889.57 метров
Количество установленных датчиков газоанализаторов в первой линии:	=> 10 шт.
Количество установленных датчиков газоанализаторов во второй линии:	=> 15 шт.
Количество установленных датчиков газоанализаторов в третьей линии:	=> 21 шт.
Общее количество установленных датчиков газоанализаторов:	=> 46 шт.

Показать

ГАЗ-86

Расчёт количества датчиков

Рисунок 4.7 – Рассчитанное нормативное количество устанавливаемых вокруг объекта газосигнализаторов

#### ***4.1.3 Программа расчета регламентированного числа газосигнализаторов, устанавливаемых в пожаровзрывоопасных зонах наружных технологических установок прямоугольной формы***

Частным случаем НТУ произвольной формы является форма в виде прямоугольника [169]. Это наиболее распространенный вид форм НТУ, поэтому для нее была разработана отдельная программа.

Программа расчета регламентированного числа газосигнализаторов, устанавливаемых в пожаровзрывоопасных зонах НТУ прямоугольной формы на объектах нефтегазового комплекса (Приложение А), предназначена для определения с использованием нормативов ТУ-газ-86 количества газосигнализаторов.

Основа программы (как и для программ из подраздела 4.1.2 и 4.1.3) – набор правил из ТУ-газ-86 [102] и уникальные особенности расстановки газосигнализаторов в зависимости от периметра НТУ и его формы. Алгоритм программы отражает особенности установки газосигнализаторов любых типов и марок, описываемых в данном документе. Число газосигнализаторов, устанавливаемых вокруг НТУ переработки нефти и газа прямоугольной формы на объектах нефтегазового комплекса, определяется в соответствии с формулами (2.12) и (2.13) (см. главу 2 настоящей работы).

При запуске программы пользователю предоставляется возможность ввести с клавиатуры данные о периметре НТУ, используя экранную форму, изображенную на Рисунке 4.8. После нажатия кнопки «Показать» выполняется расчет и производится запись конечных результатов в поля формы на экране (Рисунок 4.9). После расчета программа по периметру определяет количество рядов для установки приборов, длину каждого из них и число нормативно устанавливаемых выносных датчиков газосигнализаторов в каждом из рядов. Критерии газовой чувствительности газосигнализаторов и количество определяемых ими газов, как малозначимые в данном расчете, во внимание не принимаются.

Программа расчёта количества установленных датчиков газоанализаторов в соответствии с ГАЗ-86 вокруг открытой установки объекта ТЭК прямоугольной формы

Введите длину периметра открытой установки объекта ТЭК:	(в метрах)	186
Длина периметра первой линии:		
Длина периметра второй линии:		
Длина периметра третьей линии:		
Общая длина периметров всех линий установки датчиков вокруг открытой площадки:		
Количество установленных датчиков газоанализаторов в первой линии:		
Количество установленных датчиков газоанализаторов во второй линии:		
Количество установленных датчиков газоанализаторов в третьей линии:		
Общее количество установленных датчиков газоанализаторов:		

Показать

ГАЗ-86

Расчёт количества датчиков

Рисунок 4.8 – Экранная форма ввода данных для расчета регламентированного числа газо-сигнализаторов, устанавливаемых вокруг НТУ прямоугольной формы

Программа расчёта количества установленных датчиков газоанализаторов в соответствии с ГАЗ-86 вокруг открытой установки объекта ТЭК прямоугольной формы

Введите длину периметра открытой установки объекта ТЭК:	(в метрах)	186
Длина периметра первой линии:		=> 234 метров
Длина периметра второй линии:		=> 372.56 метров
Длина периметра третьей линии:		=> 511.12 метров
Общая длина периметров всех линий установки датчиков вокруг открытой площадки:		=> 1117.68 метров
Количество установленных датчиков газоанализаторов в первой линии:		=> 12 шт.
Количество установленных датчиков газоанализаторов во второй линии:		=> 19 шт.
Количество установленных датчиков газоанализаторов в третьей линии:		=> 26 шт.
Общее количество установленных датчиков газоанализаторов:		=> 57 шт.

Показать

ГАЗ-86

Расчёт количества датчиков

Рисунок 4.9 – Конечные результаты работы программы

Общий перечень мероприятий и работ при проведении ТО газо-сигнализаторов включает в себя, как правило, установку нулевых значений и погрешностей измерений. Калибровка и поверка ТХД являются основными агрегируемыми мероприятиями при проведении ТО, состав которых определяется для каждого конкретного типа газосигнализатора его руководством по эксплуатации. Их проведение должно осуществляться при соблюдении ряда условий (регламентированные значения температуры, давления, влажности и т. п.) по ГСО-ПГС. Проведение калибровок ТХД в термохимических газосигнализаторах связано с потерей части полезной составляющей катализатора в ТХД. Поэтому их количество для одного ТХД ограничено не только сроком эксплуатации, но и составом каталитического реагента в нем (см. формулу (2.53)).

#### ***4.1.4 Программа для оценки готовности, регламентированного времени работы, численности работников при техническом обслуживании газосигнализаторов***

Данная программа [170] позволяет ЛПР оценить готовность установленных на объекте ВД с привлечением информации о предыдущих мероприятиях по ТО.

Программа может быть использована для расчета регламентированного времени проведения ТО датчиков газосигнализаторов, установленных вокруг наружных технологических установок НПЗ (Приложение А). При этом известен состав ремонтных бригад, а также количественный состав работников для проведения данного обслуживания в заданный срок. Это позволяет рассчитать рекомендуемое число датчиков газосигнализаторов и количество линий совокупности датчиков для технологических установок различной формы.

С учетом детерминированной группы специфических параметров (связанных с составом катализатора) выбранной модели газосигнализатора, предусмотренной системы контроля дат ввода в эксплуатацию, дат плановой и фактической поверки и калибровки оператор программы (ЛПР) может диагностировать актуальное состояние готовности совокупности датчиков для конкретной установки. Предусмотрен ввод данных о ТО газосигнализаторов в автоматизированном режиме с применением версии программы для мобильного

устройства. Для задания входных данных расчета выдается экранная форма (Рисунок 4.10).

Рисунок 4.10 – Ввод данных программы оценки готовности, регламентированного времени работы, численности работников при ТО газосигнализаторов

Выбор НТУ на объекте ТЭК, а также модели газосигнализатора осуществляется в верхней левой части данной формы. Для этого оператору программы необходимо справа в поле «Выбор НТУ» нажать стрелку и установить галочку в поле «Выбрать модель газосигнализатора» (Рисунок 4.11).

Рисунок 4.11 – Выбор НТУ на объекте НПЗ и выбор модели газосигнализатора

Для более быстрого и точного ввода информации о датчике в программе предусмотрен механизм ввода с использованием QR-кода. Каждый прибор, установленный на НПЗ, имеет даты калибровки и поверки. Программа может быть внедрена в информационную подсистему АСППВР [125].

#### 4.2 Моделирование регламентированного числа и состава бригад при техническом обслуживании газосигнализаторов на реальном объекте нефтеперерабатывающего завода

Рассмотрим реальный участок НПЗ, на котором должны устанавливаться ВД. Данные по предыдущим мероприятиям по ТО использовать не будем.

На Рисунке 4.12 представлен один из вариантов установки ВД на ЭЛОУ-АВТ. Число ВД оптимизировано.

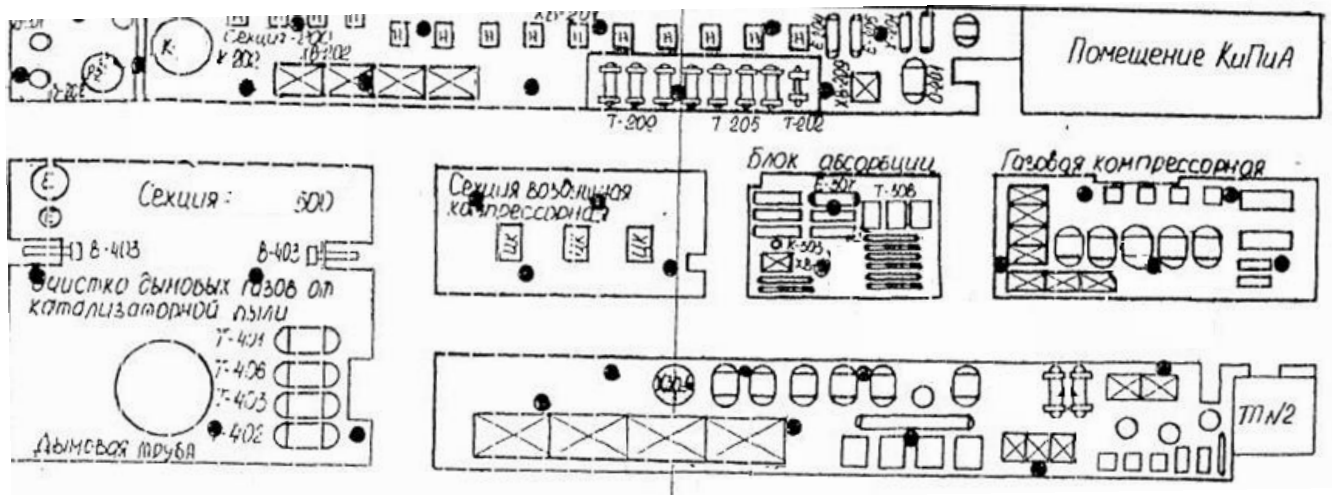


Рисунок 4.12 – Участок объекта ТЭК по переработке нефтепродуктов с расположенными на нем ВД (обозначены ●) [106]

Другим вариантом установки ВД может служить формальный раздел установки ЭЛОУ-АВТ на несколько блоков, каждый из которых имеет прямоугольную форму или форму многоугольника. Вокруг каждого из них будут установлены ВД. Если следовать указаниям [102], то необходимо размещать их в два или три ряда в зависимости от периметра НТУ.

Рассмотрим план расположения ЭЛОУ-АВТ на Сызранском НПЗ (Рисунок 4.13). Для данного типа НТУ известна ее площадь – 28 476 м<sup>2</sup>. Считая, что она имеет форму квадрата со стороной 211 м, получим периметр 844 м.

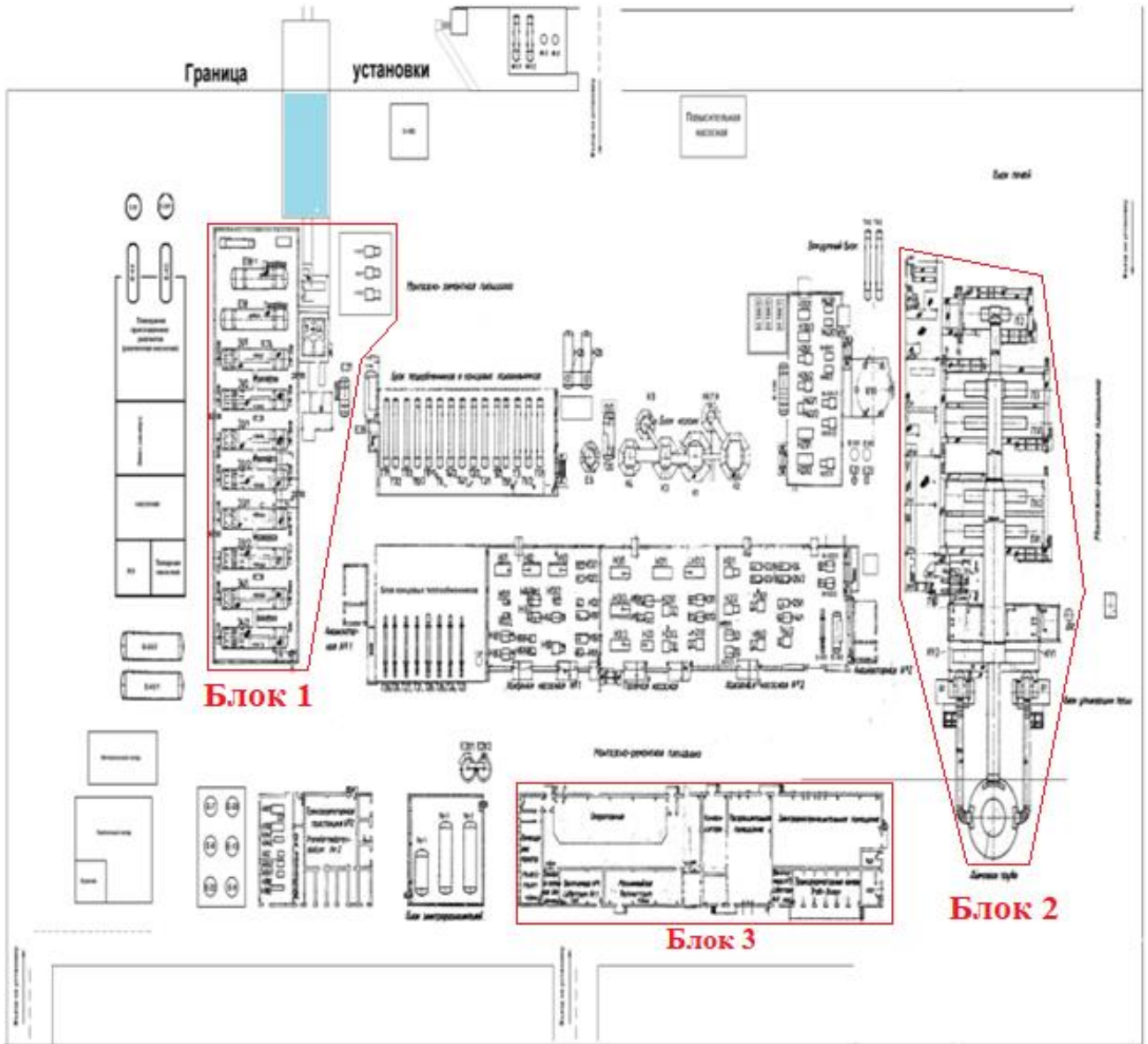


Рисунок 4.13 – План расположения основного технологического оборудования установки ЭЛОУ-АВТ-6 [171]

На плане выделены три блока оборудования, представляющие собой единое целое (выделены красными линиями). Блок 3 по форме представляет собой прямоугольник, блоки 1 и 2 – многоугольники. Сторона квадрата 211 м позволяет пропорционально рассчитать размеры выделенных блоков. Размеры и углы элементов установки, указанные на Рисунках 4.14 и 4.15, как необходимые данные будут использоваться в программах расчета [167–169].

Итак, блоки 1–3 имеют следующие размеры сторон:

– **блок 1** периметром 247,1 м: 38,9 – 20,3 – 12,7 – 63,4 – 20,9 – 90,9 м (см. рис. 4.14);

– **блок 2** периметром 282,1 м: 71,8 – 30,5 – 63,4 – 52,2 – 12 – 52,2 м (см. рис. 4.14);

– **блок 3** периметром 89,8 м: 12 × 32,9 м (см. рис. 4.15).

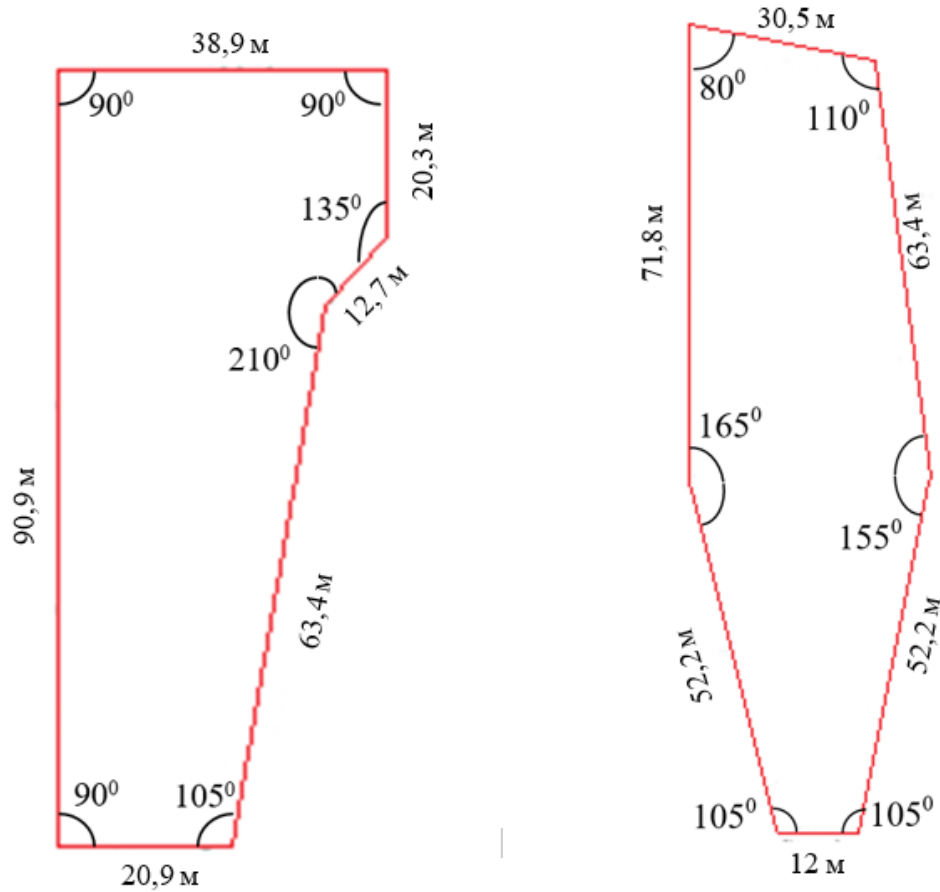


Рисунок 4.14 – Форма и размеры блоков 1 и 2 установки ЭЛОУ-АВТ-6



Рисунок 4.15 – Форма и размеры блока 3 установки ЭЛОУ-АВТ-6

Рассчитаем необходимое количество ВД, которые следует установить вокруг каждого из выделенных блоков. Полученные данные сведем в таблицу (Таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Результаты моделирования регламентированного числа ВД на реальном объекте НПЗ согласно ТУ-газ-86 [102]

№ п/п	Объект защиты	Периметр общий, м	Реглам. число линий	Параметр, м / Число ВД			Всего
				1-я линия	2-я линия	3-я линия	
1	Блок 1	247,1	3	288,4 / 15	407,9 / 21	527,4 / 27	63
2	Блок 2	282,1	3	406,6 / 21	766,1 / 39	1125,7 / 57	117
3	Блок 3	89,8	3	137,0 / 7	275,6 / 14	414,1 / 21	42
4	Всего (для 3-х блоков)	–	–	–	–	–	222
5	Установка в целом	844,0	3	892,0 / 45	1030,6 / 52	1169,1 / 59	156

Проанализируем, исходя из данных, полученных в главе 3, каковы могут быть затраты времени на ТО для данной НТУ и, соответственно, численность персонала. Состав бригады должен определяться не только количеством ВД, но и моделью и маркой установленных ВД, а также регламентированной периодичностью проведения на них мероприятий по ТО.

Предположим, что все устанавливаемые ВД термохимические и имеют марку СТМ-10. Для них в главе 3 было рассчитано время ТО при оптимальной температуре на НТУ без съема ВД и проверки его в лабораторных условиях. Для упрощения расчетов примем время ТО одного ВД в соответствии с [77] равным 7 ч 20 мин (см. Таблицу 3.3). Для калибровки или поверки одного ВД требуются 2 чел.: один – в месте установки ВД с ПГС-ГСО, другой – в месте установки БСП. При рабочем дне продолжительностью 8 ч бригада из 2 чел. выполнит ТО на одном ВД в течение одного рабочего дня. Не будем «округлять» их деятельность по времени, учитывая, что операции из мероприятий по ТО могут проводиться независимо друг от друга. Будем также считать, что у выполняющего ТО персонала есть полный комплект исправных и не требующих дополнительных исследований поверочных средств.

Важным параметром в расчете состава бригады служит число дней, за которое следует провести мероприятия по ТО всех ВД на участке объекта ТЭК. Будем ориентироваться на установленный в [77] срок между калибровками 45 сут.

Таким образом, за данный период необходимо провести мероприятия по ТО для всех датчиков установки.

На 222 датчика (см. Таблицу 4.1, п. 4) 2 чел. из бригады должны потратить 1628 ч, или 203,5 рабочих дня. При принятой в РФ 40-часовой рабочей неделе это составит 40 недель и 3,5 рабочих дня. С учетом необходимости уложиться в 45 сут состав бригады должен быть не менее 9 чел. Следует учитывать резервирование персонала, чтобы в случае необходимости можно было компенсировать отсутствие сотрудников, связанное с болезнью, отпусками или иными причинами.

Таким образом, в данной части исследования было проведено моделирование регламентированного числа ВД и состава бригад по проведению их ТО на реальном объекте НПЗ [125].

#### **4.3 Тестирование работы модели сверточной нейронной сети для оценки готовности газосигнализаторов**

Учитывая, что ранее в работе был обоснован выбор типа нейронной сети (подраздел 3.2), сосредоточимся на количестве признаков для моделирования. Общее число необходимых для точной оценки состояния одного ВД признаков, приведенных в Таблицах 3.6 и 3.7, исчисляется десятками. Принимая во внимание необходимость именно тестирования разработанного принципа диагностирования газосигнализаторов, считаем малозначимыми количество и состав признаков. В связи с этим для получения приемлемого по времени тестового результата работы СНС сократим их количество и отберем произвольно (Таблица 4.2). Использование СНС обеспечит необходимую точность решения поставленных задач за счет создания паттернов мониторинга путем комбинирования сверточных слоев.

Минимальные и максимальные значения признаков (см. Таблицу 4.2) определяются согласно руководству по эксплуатации СТМ-10 [77] и с учетом установленных стандартами безопасности ПДК [171]. Ряд максимальных

значений намеренно завышен для формирования у СНС представления о более высоких классах состояний ТХД [172].

Таблица 4.2 – Признаки для обучения СНС

№ п/п	Признак	Значение	
		min	max
1	Диапазон атмосферного давления, мм рт. ст.	630	800
2	Диапазон влажности воздуха, %	30	98
3	Напряженность внешнего электрического поля, кВ/м	5,5	10,0
4	Напряженность внешнего магнитного поля, А/м	220	400
5	Содержание пыли в воздухе, мг/м <sup>3</sup>	3,5	10,0
6	Вибрации с частотой 25 Гц, амплитуда, мм	0,05	0,12
7	Содержание серы, мг/м <sup>3</sup>	0,01	6,60
8	Содержание мышьяка, мг/м <sup>3</sup>	0,01	0,05
9	Содержание пыли сурьмы, мг/м <sup>3</sup>	0,01	0,24
10	Содержание сероводорода, мг/м <sup>3</sup>	0,01	10,2

Состав набора данных для обучения СНС должен содержать не только значения признаков, но и значение класса готовности, который определит действия ЛППР по изменению дисциплины ТО. Поэтому строки в обучающем и тестовом наборах имеют следующую структуру:

$$X_j = \{x_{j1}, x_{j2}, \dots, x_{jN_{\text{пр}}}, y_j\}, \quad (4.1)$$

где  $j$  – номер строки обучающего и тестового наборов;

$x_{j1}, x_{j2}, \dots, x_{jN_{\text{пр}}}$  – значения признаков (см. Таблицу 4.2);

$N_{\text{пр}}$  – число признаков в строке обучающего и тестового наборов (в нашем случае 10 согласно Таблице 4.2);

$y_j$  – значение класса состояния ТХД.

Сформированная на основе Таблицы 4.2 общая структура набора данных для обучения СНС представлена на Рисунке 4.16. Она содержит те же элементы, что и вектор (4.1).

$x_1$	$x_2$	$x_3$	$x_4$	$x_5$	$x_6$	$x_7$	$x_8$	$x_9$	$x_{10}$	...	$x_K$	$y$
742	39	5	265	7	8	0,01	0	15	0	...	...	8
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...

Рисунок 4.16 – Вид набора данных для СНС

Для определения значений готовности ТХД ( $y_j$  в (4.1)) следует считать, что все признаки из Таблицы 4.2 взаимно независимы. Тогда, используя математическую модель, аналогичную изложенной в [84], будем считать значение класса готовности целевой функцией, основанной на значениях двоичных функций признаков  $f(x_{ji})$ . Для каждой из них запишем

$$f(x_{ji}) = \begin{cases} 0, \{x_{ji} \geq x_{ji}^{(\min)} | x_{ji} \leq x_{ji}^{(\max)}\}, \\ 1, \{x_{ji} \leq x_{ji}^{(\min)} | x_{ji} \geq x_{ji}^{(\max)}\}, \end{cases} \quad (4.2)$$

где  $x_{ji}$  – значение  $i$ -го признака из вектора (9) в  $j$ -й строке;

$x_{ji}^{(\min)}$  и  $x_{ji}^{(\max)}$  – минимальное и максимальное значения  $i$ -го признака (см. Таблицу 4.2) для  $j$ -й строки.

Каждый из признаков  $x_{ji}$  имеет для ЛПР определенную значимость

$$\alpha = \{\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_{N_{\text{пр}}}\}. \quad (4.3)$$

Для корректного расчета значений  $y_j$  следует считать значимость нормированной величиной:

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{пр}}} \alpha_i = 1. \quad (4.4)$$

В общем случае она может изменяться, так как задачи, стоящие перед ЛПР, могут заставить его менять приоритеты:

$$\alpha(t) = \{\alpha_1(t), \alpha_2(t), \dots, \alpha_{N_{\text{пр}}}(t)\}. \quad (4.5)$$

Придерживаясь изложенной в [84] математической модели, запишем аддитивную целевую функцию для значений класса состояния ТХД:

$$y_j = \sum_{i=1}^{N_{\text{пр}}} \alpha_i(t) f(x_{ji}). \quad (4.6)$$

Другим вариантом расчета  $y_j$  может быть модель, изложенная в [173].

Для упрощения расчетов значения  $y_j$  в строках обучающего и тестового наборов СНС следует сделать нормированными или дискретными. В последнем случае значения класса готовности ТХД будут частью множества  $Y$ :

$$Y: y_j \in \{1, 2, \dots, N_{\text{пр}}\}. \quad (4.7)$$

В нашем случае  $y_j$  будет принимать значения от 0 до 9. При этом 0 – полная готовность. Для остальных значений класса готовности ТХД ниже приведены характеристики, описывающие рекомендуемые действия ЛПР:

- 1–3 – наблюдение;
- 4–7 – корректировка плана несрочная;
- 8, 9 – корректировка плана срочная.

На первом шаге построения СНС был сгенерирован массив исходных данных, включающий набор случайных значений признаков (см. Таблицу 4.2). С этой целью на языке программирования (ЯП) Python была написана программа генерации синтетического набора данных для решения с помощью СНС задачи классификации состояний выносных датчиков газосигнализаторов на объектах ТЭК по данным для газосигнализаторов СТМ-10 (Приложение А) [174]. Она сгенерировала набор данных по следующему алгоритму.

Значения каждого из 10 предложенных признаков записывались в отдельный массив, формируемый из случайных значений, находящихся между  $x_{ji}^{(\min)}$  и  $x_{ji}^{(\max)}$ . Затем из полученных 10 массивов объемом по 1000 элементов каждый случайным образом одновременно выбирались значения признаков  $x_{ji}$ . Полученные 10 значений заносились в отдельный массив, прототип строки входного набора, для которого по формуле (4.6) рассчитывалось значение класса готовности. Изначально в целях отработки правильности работы программы важность каждого из признаков была зафиксирована равной 1. Полученное в результате значение класса состояния выносного датчика записывалось в массив со значениями признаков. Объем сгенерированного таким образом входного набора составил свыше 59 000 записей, что соответствует общепринятым рекомендациям к объемам набора данных для обеспечения более высокой точности модели при ее обучении. Количество записей определяет диапазон изменения индекса  $j$  (см. формулы (4.2)–(4.7)). Пример полученного входного набора показан в Таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Пример входного набора СНС

№ п/п	Давление	Влажность	Электр. поле	Магнитное поле	Пыль	Сера	Мышь-як	Сурь-ма	Сероводород	Вибрация	Класс готовности
1	631	46	0,1279	76,939	7,938	6,410	0,036	0,082	1,321	0,724	4
2	672	48	10,746	376,566	5,123	3,342	0,029	0,127	6,168	0,915	2
3	685	49	3,429	277,475	7,041	1,715	0,011	0,212	0,879	0,069	1
4	633	52	7,546	77,886	8,630	4,202	0,003	0,138	10,492	0,265	3
5	671	86	6,691	115,738	4,346	0,149	0,036	0,153	2,951	0,466	2
6	737	42	3,412	221,173	11,782	2,898	0,048	0,143	3,952	0,009	1
7	661	54	8,802	336,984	10,734	4,265	0,039	0,144	8,214	0,376	2
8	631	89	10,636	298,427	10,061	3,326	0,026	0,018	8,105	0,151	3
9	780	44	5,291	192,099	1,049	0,636	0,017	0,025	4,466	0,007	3
10	762	50	5,228	290,546	3,721	3,194	0,031	0,005	11,666	0,111	1
11	776	30	8,529	5,35488	0,339	0,149	0,029	0,109	4,298	0,056	2
12	719	61	11,793	302,342	7,615	7,119	0,025	0,101	5,965	0,063	2
13	704	98	1,443	214,605	11,398	2,859	0,039	0,131	8,068	0,079	3

После получения массива исходных данных на языке программирования Python с использованием предназначенных для задач машинного обучения библиотек TensorFlow, Keras и Scikit-learn была реализована программа построения модели СНС. Для нее входной набор был разделен на обучающий и тестовый в соотношении 4 к 1 (80 % на обучение, 20 % на тест). Для оценки производительности модели была выбрана метрика ассигасу, которая измеряет процент правильно классифицированных образцов, качество модели. Перед работой СНС в обучающем наборе были проведены проверка на пустые значения и масштабирование признаков.

При разбиении данных использовали параметр `random_state` в целях контроля рандомизации (случайности появления каждой из строк набора) и для гарантии, что каждый раз будем получать одно и то же разделение на тренировочную и тестовую выборки. Это обстоятельство необходимо для визуализации динамики изменения

значений параметров по оценке качества модели в СНС при каждой новой генерации.

Для решения задачи классификации с использованием СНС на данных, которые не являются изображениями, используется техника одномерных сверточных слоев. В Python они реализованы через оператор одномерных сверточных фильтров Conv1D. С его помощью происходит извлечение из последовательности значений признаков и их свертка.

Учитывая, что сгенерированный входной набор был получен программно, а не из журналов регистрации объектов ТЭК, на начальной стадии создания СНС можно допустить, что она будет содержать небольшое количество слоев. Моделирование допускает внутри СНС два сверточных слоя – слой подвыборки и плотный (полносвязный) слой. Результаты моделирования будут находиться в выходном слое. В дальнейшем, по мере увеличения количества реальных данных во входном наборе, число слоев в ней можно будет увеличить.

Для создания СНС с двумя сверточными слоями будем использовать такую последовательность действий.

1. Добавляем последовательно первый и второй сверточный слой. Для каждого из них используем 64 фильтра, ядро размером 3 и функцию активации ReLU, которая применяется для глубоких нейронных сетей.

2. Для обработки одномерных данных добавляем слой подвыборки (слой пулинга) с размером окна пулинга 2. Пулинг – один из типов техники скользящего окна, где используется статистическая функция некоторого типа для сокращения объема данных. Скользящее окно (условный квадрат или вектор из данных), называемое фильтром, является входом некоторой функции, значение которой затем используется сетью в качестве нового входного параметра. Если размер входа  $(n,n)$  или  $(n)$ , то на следующем этапе сеть заменит его на одно значение функции-фильтра. В данном случае  $(n)$  будет размером окна пулинга. Будем использовать функцию  $\max_2(x_{j_1}, x_{j_2})$  для так называемого максимального пулинга. Это означает, что функция в слое будет выбирать максимальное значение из каждых двух соседних элементов в последовательности, например  $(x_{j_1}, x_{j_2})$ .

3. Преобразуем с помощью оператора сглаживания слоя Flatten() полученные на предыдущем шаге выходы сверточных слоев в одномерный вектор.

4. Добавляем полносвязный слой со 100 нейронами и функцией активации ReLU для нелинейного преобразования признаков после пулинга.

5. При обучении СНС с большим количеством параметров она может слишком точно запоминать данные обучающего набора. Тогда на новых, ранее не вводимых, данных она будет делать неправильные выводы. Для предотвращения спонтанного и незапланированного переобучения модели СНС (регуляризации) добавляем так называемый слой выпадания с помощью оператора языка Python Dropout(). Здесь же устанавливаем вероятность исключения нейронов 0,5.

6. Добавляем выходной слой с девятью нейронами и функцией активации softmax для многоклассовой классификации.

Созданная таким образом СНС должна пройти компиляцию и апробацию. Для этого сначала компилируем ее со следующими значениями параметров:

– optimizer='adam' – тип оптимизатора (выбран градиентный оптимизатор из модуля Keras ЯП Python); используется во многих СНС для обновления весов при преобразовании значений признаков в модели во время обучения;

– loss='categorical\_crossentropy' – функция потерь для задач многоклассовой классификации с категориальным выходом; нам необходимо иметь при обучении более двух классов состояния датчиков;

– metrics=['accuracy'] – оператор задает различные метрики при работе СНС, позволяющие отслеживать процесс ее обучения; выбираем одну метрику accuracy для отслеживания точности во время обучения.

После компиляции проводим апробацию, представляющую собой сам процесс обучения СНС на обучающем наборе (80 % строк от входного). Для этого, помимо перечисленных выше, задаем дополнительное условие, которое заключается в следующем.

Процесс обучения модели должен быть остановлен до обработки всех строк обучающего набора, если интерпретатор Python, в котором будет выполняться модель, зафиксирует, что модель начинает «ухудшаться» на валидационной выборке. Подобная остановка обучения предусмотрена для предотвращения

переобучения СНС. В связи с этим предусмотрена остановка обучения в случае, если интерпретатор Python установит, что значение функции потерь на валидационном наборе (`val_loss`) не будет уменьшаться в течение 10 эпох подряд.

Полученная таким образом СНС согласно плану моделирования для оценки состояний отдельных ВД СТМ-10 обучается в течение 100 эпох (итераций по обучающему набору данных) с использованием оптимизатора `adam` и параметра `categorical_crossentropy` функции потерь при условии, что на выходе нам необходимо иметь 10 классов готовности ТХД. Каждая эпоха – отдельный «проход» по обучающему набору. Для контроля полученных при ее обучении результатов используется тестовый набор (20 % строк от входного), подключаемый интерпретатором Python для формирования метрик точности обучения в конце каждой эпохи. Динамика результатов обучения модели (Приложение А) [175] показана в Таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты обучения СНС

№ п/п	Эпоха	Время обучения, с	Accuracy (качество, точность модели)	Loss (значение функции потерь)	Val_accuracy (качество, точность модели на валидационной выборке)	Val_loss (значение функции потерь на валидационной выборке)
1	1	17	0,3766	1,4694	0,5502	1,0279
2	2	11	0,5507	1,0123	0,6320	0,8544
3	3	11	0,6137	0,8941	0,6561	0,8023
4	4	11	0,6417	0,8291	0,6939	0,7238
5	5	11	0,6649	0,7729	0,6977	0,7116
6	6	11	0,6825	0,7449	0,7251	0,6501
7	...	...	...	...	...	...
8	93	11	0,8781	0,3005	0,8918	0,2896
9	94	11	0,8775	0,3086	0,8929	0,2870
10	95	11	0,8815	0,2964	0,8782	0,3053
11	96	11	0,8778	0,3104	0,8961	0,2860
12	97	11	0,8819	0,2973	0,8858	0,2953
13	98	11	0,8812	0,2945	0,8907	0,3047
14	99	11	0,8801	0,3020	0,8864	0,2941
15	100	11	0,8779	0,3008	0,8888	0,2994
	<b>Итого</b>				<b>0,8910</b>	<b>0,2960</b>

Итоговое значение метрики ассигасы (качество модели) составило 0,8910 (модель правильно классифицирует 89 % образцов), а значение функции потерь – 0,2960 (средняя ошибка модели на данных). Учитывая случайный характер генерации исходного набора данных и отсутствие шага донастройки параметров модели, можно сделать вывод об адекватности функционирования модели и соответствия результатов поставленной цели.

### **Выводы по четвертой главе**

1. В данной главе описаны программы расчета регламентированного числа установленных газосигнализаторов в пожаровзрывоопасных зонах НТУ в форме произвольного многоугольника, произвольной и прямоугольной формы на объектах нефтегазового комплекса, а также программа оценки готовности, регламентированного времени работы, численности работников при ТО газосигнализаторов.

2. Проведено моделирование регламентированного числа ВД и состава бригад по проведению их ТО на реальном объекте ТЭК. Установлено, что применение разработанных программ позволяет более точно рассчитывать требуемое согласно ТУ-газ-86 число ВД и численность персонала, необходимого для их обслуживания, что, в свою очередь, поможет провести сравнение с фактическим количеством установленных на объекте ВД.

3. Тестирование работы сверточной нейронной сети для оценки готовности газосигнализаторов показало приемлемые результаты для 10 отобранных признаков. Дальнейшее обучение СНС с бóльшим количеством признаков позволит более точно определять класс готовности ВД газосигнализаторов (0 – полная готовность, 9 – полная неготовность) в зависимости от различных групп параметров, что в свою очередь способно определить скорость и тип реакции ЛПР для формирования управляющего воздействия: наблюдение, несрочная корректировка плана, срочная корректировка плана.

4. Дальнейшее развитие исследований в направлении увеличения объема анализируемой информации о готовности ВД с использованием заложенных в создание данной СНС принципов позволит проводить оценку готовности не только для одного или нескольких типов ВД газосигнализаторов, но и для других типов оборудования нижнего уровня информирования АСУТП.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При проведении диссертационного исследования были получены следующие научные результаты:

1. Проведен анализ значимости датчиков газосигнализаторов дозрывных концентраций в обеспечении пожарной безопасности на пожаровзрывоопасных объектах нефтеперерабатывающих заводов. Отмечена важность обеспечения пожарной безопасности на объектах топливно-энергетического комплекса, особенно при непрерывных технологических процессах на НПЗ, с учетом химического состава и физических свойств нефти и нефтепродуктов. В качестве объекта исследования выбран процесс технического обслуживания стационарных термохимических газосигнализаторов и их датчиков в составе АСППВР. Анализ показал, что техническое обслуживание зависит от факторов окружающей среды, метеорологических условий и параметров технологического оборудования. Воздействие данных параметров требует корректировки сроков калибровки и поверки датчиков. Отмечена актуальность проблемы технического обслуживания по состоянию и разработки научных методов определения сроков выполнения работ по диагностированию элементов и устройств АСППВР в зависимости от скорости расходования их технического ресурса.

2. Разработаны модели для оценки числа выносных датчиков, устанавливаемых вокруг НТУ НПЗ разной формы (прямоугольной, произвольного многоугольника и произвольной) в соответствии с действующими нормативными актами, а также модель оценки числа мероприятий по их калибровке. При моделировании учтен средний срок службы термохимических датчиков, интервал между поверками и интервал между калибровками, а также расчет коэффициента преобразования по поверочной газовой смеси, который вносит важную поправку в срок эксплуатации чувствительного элемента.

3. Разработан алгоритм расчета регламентированного времени диагностирования газосигнализаторов и количественного состава бригады для его выполнения в установленный срок, позволяющий определить время проведения

калибровочных процедур для датчиков газосигнализаторов, требуемое число специалистов для выполнения диагностических работ в плановый период. Последовательно определяется число смен для диагностирования, проводится учет одновременно обслуживаемых датчиков, числа датчиков за смену.

4. Разработана модель оценки готовности газосигнализаторов к применению в АСППВР, позволяющая оценить динамику переходов состояний совокупности датчиков термохимических газосигнализаторов, размещенных вокруг НТУ НПЗ. Моделирование переходов между группами состояний совокупности датчиков в разрушительном и созидательном подпроцессах процесса обеспечения ПБ выполнено с помощью графов. В качестве одного из вариантов определения значения показателя уровня готовности оборудования выбран расчет отношения числа датчиков, потенциально готовых к использованию в соответствии с нормативно-технической документацией, к их общему числу с учетом случайности событий, которые выводят датчики из состояния готовности.

5. Разработан алгоритм управления диагностическими мероприятиями для подтверждения готовности газосигнализаторов к применению в АСППВР на наружных технологических установках НПЗ, учитывающий выводы о применении СНС для прогнозирования числа неготовых к функционированию датчиков газосигнализаторов и, как следствие, рекомендуемого времени проведения мероприятий по ТО. Благодаря непрерывному функционированию автоматизированной системы, учитывающей данный алгоритм, ЛПР дежурной смены объекта может всегда иметь оперативную информацию как по каждому прибору и срокам его обслуживания, так и в целом по объекту НПЗ.

6. Описан комплекс программ, позволяющих оценить готовность оборудования нижнего уровня АСУТП на этапе диагностирования ЛПР качества функционирования АСППВР. Программная реализация моделей и алгоритмов дополняет процесс технического обслуживания АСППВР. Проведено построение и тестирование работы модели сверточной нейронной сети, которое показало, что ЛПР может верно прогнозировать класс готовности датчиков газосигнализаторов

с вероятностью 89 %. Увеличение объема обучающей выборки позволит правильно определять класс готовности датчиков с более высокой вероятностью.

Таким образом, в результате комплекса теоретических и научно-технических работ, выполненных в рамках диссертации, обеспечено достижение поставленной цели – совершенствования технического обслуживания автоматизированной системы предотвращения предпожарных и взрывоопасных режимов на основе моделей и алгоритмов диагностирования газосигнализаторов.

**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ**

АППЗ	автоматическая противопожарная защита
АСПВБ	автоматизированная система пожаровзрывобезопасности
АСППВР	автоматизированная система предотвращения предожарных и взрывоопасных режимов
АСУПЗ	автоматизированная система управления противопожарной защитой
АСУТП	автоматизированная система управления технологическими процессами
БСП	блок сигнализации и питания
ВД	выносной датчик
ГСО-ПГС	государственный стандартный образец поверочных газовых смесей
ДВК	довзрывная концентрация
КЗ	контролируемая зона
КИПиА	контрольно-измерительные приборы и автоматика
ЛПР	лицо, принимающее решение
МИП	модуль индикации и питания
НКПР	нижний концентрационный предел распространения пламени
НПЗ	нефтеперерабатывающий завод
НС	нейронная сеть
НТУ	наружная технологическая установка
ПБ	пожарная безопасность
ПГС	поверочная газовая смесь
ПДК	предельно допустимая концентрация
ПО	программное обеспечение
СНС	сверточная нейронная сеть
ТО	техническое обслуживание
ТХД	термохимический датчик
ТЭК	топливно-энергетический комплекс
ЧЭ	чувствительный элемент
ЯП	язык программирования

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Топольский, Н.Г. Основы автоматизированных систем пожаровзрывобезопасности объектов / Н.Г. Топольский. – М. : МИПБ МВД России, 1997. – 164 с.
2. Абросимов, А.А. Автоматизированные системы пожаровзрывобезопасности нефтеперерабатывающих производств / А.А. Абросимов, Н.Г. Топольский, А.В. Федоров. – М. : МИПБ МВД России, 1999. – 238 с.
3. Топольский, Н.Г. Основы обеспечения интегральной безопасности высокорисковых объектов / Н.Г. Топольский, Н.П. Блудчий. – М. : МИПБ МВД России, 1998. – 97 с.
4. Топольский, Н.Г. Потенциальная опасность массового поражения при крупных техногенных авариях / Н.Г. Топольский, Н.П. Блудчий. – М. : ВИПТШ МВД России, 1994. – 75 с.
5. Арутюнян, Д.М. Новые технологии гарантированного предотвращения пожаров / Д.М. Арутюнян ; под редакцией Ф.И. Шаровара. – М. : Специнформатика-СИ, 2014. – 230, [1] с. – ISBN 978-5-600-00720-8.
6. Шаровар, Ф.И. О технологиях гарантированного предотвращения пожаров / Ф.И. Шаровар. – Текст : электронный // Технологии техносферной безопасности. – 2015. – № 5. – С. 60–67. – URL: [https://www.elibrary.ru/download/elibrary\\_26249904\\_33141000.pdf](https://www.elibrary.ru/download/elibrary_26249904_33141000.pdf). – Дата размещения: 08.07.2016.
7. Членов, А.Н. Пожарно-предупредительная сигнализация / А.Н. Членов, С.Р. Чан-Оглы, Б.Б. Ласария // Системы безопасности : материалы Международной научно-технической конференции. – 2019. – № 28. – С. 256–258.
8. Членов, А.Н. Метод оценки влияния качества пожарной сигнализации на эффективность автоматизированной системы противопожарной защиты промышленного предприятия / А.Н. Членов, Ф.И. Демехин. – Текст : электронный // Технологии техносферной безопасности. – 2008. – № 5(21). – 4 с. – URL: [https://www.elibrary.ru/download/elibrary\\_14866966\\_27814004.pdf](https://www.elibrary.ru/download/elibrary_14866966_27814004.pdf). – Дата размещения: 29.06.2010.
9. Исследование и разработка средств обнаружения пожара / А.Н. Членов, В.И. Фомин, Т.А. Буцынская, Ф.В. Демехин. – Текст : электронный // Технологии техносферной безопасности. – 2006. – № 6(10). – 3 с. – URL: <https://agps-2006.narod.ru/ttb/2006-6/41.ppt.06.pdf>.
10. Членов, А.Н. Новые возможности управления противопожарной защитой объектов / А.Н. Членов // Пожары и чрезвычайные ситуации: предотвращение, ликвидация. – 2013. – № 3. – С. 48–53.
11. Членов, А.Н. Технические средства и системы оповещения людей о пожаре / А.Н. Членов, Т.А. Буцынская // Системы безопасности. – 2005. – № 6. – С. 80–82.
12. Системы и технические средства раннего обнаружения пожара : монография / А.В. Фёдоров, А.Н. Членов, А.А. Лукьянченко [и др.]. – М. : Академия ГПС МЧС России, 2009. – 159 с.
13. Фёдоров, А.В. Тенденции развития автоматических пожарных извещателей / А.В. Федоров, Т.А. Буцынская, А.А. Лукьянченко. – Текст : электронный // Технологии техносферной безопасности. – 2009. – № 1(23). – 6 с. – URL: [https://www.elibrary.ru/download/elibrary\\_14866979\\_78544747.pdf](https://www.elibrary.ru/download/elibrary_14866979_78544747.pdf). – Дата размещения: 29.06.2010.
14. Фёдоров, А.В. Аналитический обзор газовых пожарных извещателей / А.В. Фёдоров, А.А. Лукьянченко, А.В. Соколов. – Текст : электронный // Технологии техносферной безопасности. – 2005. – № 1(1). – 3 с. – URL: [https://www.elibrary.ru/download/elibrary\\_21584801\\_94488656.pdf](https://www.elibrary.ru/download/elibrary_21584801_94488656.pdf). – Дата размещения: 14.06.2014.

15. Исследование процесса технического обслуживания систем автоматической противопожарной защиты объектов / А.В. Фёдоров, Е.Н. Ломаев, А.В. Лукьянченко, А.В. Семериков. – Текст : электронный // Технологии техносферной безопасности. – 2010. – № 4(32). – 4 с. – URL: [https://elibrary.ru/download/elibrary\\_16116495\\_15127541.pdf](https://elibrary.ru/download/elibrary_16116495_15127541.pdf). – Дата размещения: 26.04.2011.
16. Танклевский, Л.Т. Метод управления поддержанием готовности средств противопожарной защиты с использованием марковских цепей / Л.Т. Танклевский, А.А. Таранцев, И.А. Бабинов // Вестник Санкт-Петербургского университета Государственной противопожарной службы МЧС России. – 2022. – № 4. – С. 60–69.
17. Фёдоров, А.В. Научные основы автоматизации обнаружения полей взрывоопасных концентраций / А.В. Федоров, А.А. Лукьянченко, Е.Н. Ломаев // Проблемы управления рисками в техносфере. – 2010. – № 2(14). – С. 22–35.
18. Фёдоров, А.В. Информационное обеспечение АСУ противопожарной защитой технологических процессов переработки нефти / А.В. Федоров, М.И. Лебедева, Е.Н. Ломаев. – Текст : электронный // Технологии техносферной безопасности. – 2014. – № 6(58). – 7 с. – URL: [https://www.elibrary.ru/download/elibrary\\_23150209\\_51666695.pdf](https://www.elibrary.ru/download/elibrary_23150209_51666695.pdf). – Дата размещения: 04.04.2015.
19. Комплекс технических средств автоматизированной системы управления противопожарной защитой технологической установки первичной переработки нефти / М.И. Лебедева, А.В. Федоров, Е.Н. Ломаев, А.В. Богданов // Пожары и чрезвычайные ситуации: предотвращение, ликвидация. – 2015. – № 1. – С. 22–27.
20. Сатин, А.П. Прогнозирование готовности пожарной техники на основе марковской модели поломок и восстановления / А.П. Сатин, Т.Б. Ле, Ю.В. Прус. – Текст : электронный // Технологии техносферной безопасности. – 2012. – № 5(45). – 11 с. – URL: [https://elibrary.ru/download/elibrary\\_20408662\\_58040139.pdf](https://elibrary.ru/download/elibrary_20408662_58040139.pdf). – Дата размещения: 08.11.2013.
21. Беленький, В.М. Алгоритм оптимизации профилактических мероприятий в системе управления охраной труда / В.М. Беленький, Ю.В. Прус. – Текст : электронный // Технологии техносферной безопасности. – 2014. – № 4(56). – 5 с. – URL: [https://www.elibrary.ru/download/elibrary\\_23105903\\_42971017.pdf](https://www.elibrary.ru/download/elibrary_23105903_42971017.pdf). – Дата размещения: 27.03.2015.
22. Порошин, А.А. Оценка влияния начальных климатических условий на срабатывание пожарных извещателей при горении гептана / А.А. Порошин, Н.В. Семенов // Пожарная безопасность: проблемы и перспективы. – 2018. – Т. 1, № 9. – С. 742–744.
23. Bowen, W. Research on nonlinear calibration of mine catalytic-combustion-based combustible-gas sensor based on RBF neural network / Wang Bowen // Heliyon. – 2023. – Vol.9, No. 3. – Article: e14055. – DOI: 10.1016/j.heliyon.2023.e14055.
24. Development and testing of an electrochemical methane sensor / Praveen K. Sekhar, Eric L. Brosha, Cortney R Kreller, Jesse Kysar // Sensors and Actuators B: Chemical. – 2016. – Vol. 228. – P. 162–167. – DOI: 10.1016/j.snb.2015.12.100.
25. Adrikowski, T. Correlation method of compensating the zero temperature-drift of four-electrode low-range electrochemical NO<sub>2</sub> and SO<sub>2</sub> gas concentration sensors / Tomasz Adrikowski // Przegląd Elektrotechniczny. – 2023. – Vol. 99, No. 3. – P. 79–85. – DOI: 10.15199/48.2023.03.12.
26. Spinelle, L. Protocol of evaluation and calibration of low-cost gas sensors for the monitoring of air pollution / Laurent Spinelle, Manuel Aleixandre, Michel Gerboles. – Luxembourg (Luxembourg) : Publications Office of the European Union, 2013. – 48 p. – DOI: 10.2788/9916.
27. Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2021 году. – М. : ЗАО НТЦ ПБ, 2022. – 407 с. – Текст : электронный // Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору : официальный

сайт. – Москва. – URL: [https://www.gosnadzor.ru/public/annual\\_reports/%D0%93%D0%BE%D0%B4%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B9%20%D0%BE%D1%82%D1%87%D0%B5%D1%82%20%D0%B7%D0%B0%202021%20%D0%B3.pdf](https://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/%D0%93%D0%BE%D0%B4%D0%BE%D0%B2%D0%BE%D0%B9%20%D0%BE%D1%82%D1%87%D0%B5%D1%82%20%D0%B7%D0%B0%202021%20%D0%B3.pdf) (дата обращения: 21.08.2020).

28. Ростехнадзор назвал нелегальной дамбу золотодобывающей артели под Красноярском // Интерфакс : сайт. – Москва. – URL: <https://www.interfax.ru/russia/680985> (дата обращения: 23.08.2020).

29. Пожары и пожарная безопасность в 2006 году : статистический сборник / под общей редакцией Н.П. Копылова. – М. : ВНИИПО, 2007. – 137 с.

30. Пожары и пожарная безопасность в 2007 году : статистический сборник / под общей редакцией Н.П. Копылова. – М. : ВНИИПО, 2008. – 137 с.

31. Пожары и пожарная безопасность в 2008 году : статистический сборник / под общей редакцией Н.П. Копылова. – М. : ВНИИПО, 2009. – 137 с.

32. Пожары и пожарная безопасность в 2009 году : статистический сборник / под общей редакцией Н.П. Копылова. – М. : ВНИИПО, 2010. – 135 с.

33. Пожары и пожарная безопасность в 2010 году : статистический сборник / под общей редакцией В.И. Климкина. – М. : ВНИИПО, 2011. – 140 с.

34. Пожары и пожарная безопасность в 2011 году : статистический сборник / под общей редакцией В.И. Климкина. – М. : ВНИИПО, 2012. – 137 с.

35. Пожары и пожарная безопасность в 2012 году : статистический сборник / под общей редакцией В.И. Климкина. – М. : ВНИИПО, 2013. – 137 с.

36. Пожары и пожарная безопасность в 2013 году : статистический сборник / под общей редакцией В.И. Климкина. – М. : ВНИИПО, 2014. – 137 с.

37. Пожары и пожарная безопасность в 2014 году : статистический сборник / под общей редакцией А.В. Матюшина. – М. : ВНИИПО, 2015. – 124 с.

38. Пожары и пожарная безопасность в 2015 году : статистический сборник / под общей редакцией А.В. Матюшина. – М. : ВНИИПО, 2016. – 124 с.

39. Пожары и пожарная безопасность в 2016 году : статистический сборник / под общей редакцией Д.М. Гордиенко. – М. : ВНИИПО, 2017. – 124 с.

40. Пожары и пожарная безопасность в 2017 году : статистический сборник / под общей редакцией Д.М. Гордиенко. – М. : ВНИИПО, 2018. – 125 с.

41. Пожары и пожарная безопасность в 2018 году : статистический сборник / под общей редакцией Д.М. Гордиенко. – М. : ВНИИПО, 2019. – 125 с.

42. Пожары и пожарная безопасность в 2019 году : статистический сборник / под общей редакцией Д.М. Гордиенко. – М. : ВНИИПО, 2020. – 80 с.

43. Пожары и пожарная безопасность в 2020 году : статистический сборник / П.В. Полехин, М.А. Чебуханов, А.А. Козлов [и др.] ; под общей редакцией Д.М. Гордиенко. – М. : ВНИИПО, 2021. – 112 с.

44. Пожары и пожарная безопасность в 2021 году : статистический сборник / В.С. Гончаренко, Т.А. Чечетина, В.И. Сибирко [и др.] ; рецензент С.В. Соколов. – Балашиха : ФГБУ ВНИИПО МЧС России, 2022. – 114 с.

45. Пожары и пожарная безопасность в 2022 году : информационно-аналитический сборник / В.С. Гончаренко, Т.А. Чечетина, В.И. Сибирко [и др.] ; рецензент С.В. Соколов. – Балашиха : ФГБУ ВНИИПО МЧС России, 2023. – 80 с.

46. Основы создания автоматизированных систем управления противопожарной защитой потенциально опасных производств / А.В. Фёдоров, А.В. Лукьянченко, Чан Донг Хынг,

А.М. Алешков. – Текст : электронный // Технологии техносферной безопасности. – 2008. – № 2(18). – 5 с. – URL: <http://agps-2006.narod.ru/ttb/2008-2/08-02-08.ttb.pdf>. – Дата публикации: 22.06.2010.

47. Жданеев, О.В. К вопросу импортозамещения АСУ ТП в отраслях ТЭК / О.В. Жданеев, П.П. Лукьянченко // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2020. – № 2(182). – С. 5–9. – DOI: 10.33285/1999-6942-2020-2(182)-5-9.

48. Ицкович, Э.Л. Развитие АСУ технологического производства в рамках концепции Индустрия 4.0 (Industry 4.0) / Э.Л. Ицкович // Датчики и системы. – 2017. – № 7(216). – С. 52–63.

49. Prakash, J. Digital twins define oil & gas 4.0 / J. Prakash // ARC Advisory Group. – URL: <https://www.arcweb.com/blog/digital-twins-define-oil-gas-40> (Published: August 7, 2018).

50. Joly, M. Refinery production scheduling toward Industry 4.0 / M. Joly, D. Odloak, M.Y. Miyake [et al.] // Frontiers of Engineering Management. – 2018. – Vol. 5, No. 2. – P. 202–213. – DOI: 10.15302/J-FEM-2017024.

51. Industry 4.0 – An introduction in the phenomenon / F. Zezulka, P. Marcon, I. Vesely, O. Sajdl // IFAC-PapersOnLine. – 2016. – Vol. 49, No. 25. – P. 8–12. – DOI: 10.1016/j.ifacol.2016.12.002.

52. Прус, Ю.В. Методика прогнозирования готовности единиц противопожарного оборудования АСУТП на предприятиях ТЭК / Ю.В. Прус, А.В. Крючков, И.В. Самарин, А.Ю. Строгонов // Современная наука: актуальные проблемы теории и практики. Серия: Естественные и технические науки. – 2019. – № 3/2. – С. 96–103.

53. Самарин, И.В. О целесообразности иерархии в системе стратегического планирования и управления крупным предприятием / И.В. Самарин // Инновации и инвестиции. – 2014. – № 8. – С. 109–114.

54. Латышенко, К.П. Технические измерения и приборы. В 2 томах : учебник для академического бакалавриата / К.П. Латышенко. – 2-е изд., испр. и доп. – М. : Издательство Юрайт, 2019. – Т. 2, Кн. 2. – 232 с.

55. Хаматдинова, А.В. Приборный контроль состояния газовой среды на предприятиях нефтепереработки / А.В. Хаматдинова, О.В. Смородова. – Текст : электронный // Технологии техносферной безопасности. – 2015. – № 4(62). – С. 325–331. – URL: [https://elibrary.ru/download/elibrary\\_25846445\\_87925698.pdf](https://elibrary.ru/download/elibrary_25846445_87925698.pdf). – Дата публикации: 28.04.2016.

56. Гражданская защита: Энциклопедия. В 4 томах. Том I (А–И) / под общей редакцией С.К. Шойгу ; МЧС России. – М. : Московская типография № 2, 2006. – 568 с. – ISBN: 5-86472-158-1.

57. Лукьянченко, А.А. Автоматизированные системы обнаружения пожара и экологического мониторинга : монография / А.А. Лукьянченко. – М. : Академия ГПС МЧС России, 2011. – 102 с.

58. Постоянно действующий открытый семинар «Электронные системы безопасности». Семинар № 10: Проблемы автоматизации систем безопасности, 16 февраля 2011 г. – URL: <http://academygps.ucoz.ru/esb/seminar-10/27-10-2011.html> (дата обращения: 11.10.2020).

59. Виглеб, Г. Датчики. Устройство и применение / Г. Виглеб ; перевод с немецкого М.А. Хацернава. – М. : Мир, 1989. – 196 с. – ISBN 5-03-000634-6.

60. Морские стационарные платформы для добычи нефти и газа на континентальном шельфе. Требования пожарной безопасности : Свод правил (проект, первая редакция) / ФГУ ВНИИПО МЧС России. – М., 2010. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200083439> (дата обращения: 12.10.2020).

61. Толкачев, Н.Н. Словарь нанотехнологий. Газовый сенсор / Н.Н. Толкачев, Д.А. Наймушина. – Текст : электронный // FIND-INFO.RU. Техника и технологии, промышленность : сайт. – URL: <http://www.find-info.ru/doc/dictionary/nanotechnology/articles/222/gazovyy-sensor.htm> (дата обращения: 13.10.2020).
62. Для чего нужны сигнализаторы загазованности? – Текст : электронный // Информационный портал-каталог газового оборудования : сайт. – URL: <https://moscow.armagaz.ru/stati/dlya-chego-nuzhny-signalizatory-zagazovannosti> (дата обращения: 22.10.2020).
63. Стационарные сигнализаторы загазованности горючих газов. – Текст : электронный // Информационный портал-каталог газоаналитического оборудования : сайт. – URL: [https://gas-analiz.ru/statsionarnyye\\_signalizatoryi.html](https://gas-analiz.ru/statsionarnyye_signalizatoryi.html) (дата обращения: 22.10.2020).
64. Газоанализатор. Виды и работа. Применение и особенности. – Текст : электронный // Тех.Приборы.Ру : информационно-познавательный сайт. – URL: <https://tehpribory.ru/glavnaia/pribory/gazoanalizator.html> (дата обращения: 22.10.2020).
65. Газоанализаторы-сигнализаторы. Применение в различных сферах промышленности // Информационный портал-каталог производителя контрольно-измерительных приборов ЭКСИС : сайт. – URL: <https://www.eksis.ru/materials/articles/gazoanalizatory-signalizatoryi-primenenie-v-razlichnykh-sferakh-promyshlennosti.php> (дата обращения: 22.10.2020).
66. Нефть и газ. – Текст : электронный // ООО «КИПКомплект сервис» : сайт. – URL: [http://www.kipkomplekt.ru/sfera\\_neft.php](http://www.kipkomplekt.ru/sfera_neft.php) (дата обращения: 22.10.2020).
67. ГОСТ 12.1.044–89 (ИСО 4589–84). Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения (с Изменением № 1). – М. : Стандартинформ, 2006. – 100 с.
68. Evaluating the performance of low cost chemical sensors for air pollution research / A.C. Lewis, J.D. Lee, P. M. Edwards [et al.] // Faraday discussions. – 2016. – Vol. 189. – P. 85–103. – DOI: 10.1039/C5FD00201J.
69. Szulczyński, B. Currently commercially available chemical sensors employed for detection of volatile organic compounds in outdoor and indoor air / B. Szulczyński, J. Gębicki // Environments. – 2017. – Vol. 4, No. 1. – P. 21. – DOI: 10.3390/environments4010021.
70. РД БТ 39-0147171-003–88. Требования к установке датчиков стационарных газо-сигнализаторов в производственных помещениях и на наружных площадках предприятий нефтяной и газовой промышленности. – Текст : электронный // Кодекс : официальный портал. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200003327> (дата обращения: 15.11.2020).
71. Храпский, С.Ф. Производственная и пожарная автоматика : учебное пособие / С.Ф. Храпский, В.И. Стариков, Д.В. Рысев. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2013. – 150 с. – ISBN 978-5-8149-1472-9.
72. Фёдоров, А.В. Принципы организации информационного обеспечения АСУ ПЗ нефтеперерабатывающих производств / А.В. Федоров // Информатизация систем безопасности (ИСБ–96) : сборник научных трудов. – М. : МИПБ МВД РФ, 1996. – С. 188–191.
73. Автоматический аналитический контроль взрывоопасности воздушной среды промышленных объектов / В.И. Фомин, А.В. Федоров, А.А. Лукьянченко, Д.К. Костюченков // Пожаровзрывобезопасность/Fire and Explosion Safety. – 2004. – Т. 13, № 4. – С. 49–54.
74. Васьков, Р.Е. О некоторых вопросах планирования мероприятий по локализации и ликвидации аварий / Р.Е. Васьков, В.В. Богач // Вестник Казанского технологического университета. – 2015. – Т. 18, № 2. – С. 428–429.

75. Фёдоров, А.В. Современные автоматические газосигнализаторы – сигнализаторы для производственных помещений и наружных установок / А.В. Фёдоров, А.Н. Членов // Системы безопасности. Гротек. – 2004. – № 3(57), июнь – июль. – С. 122–129.

76. Промышленные анализаторы состава и свойств жидкостей и газов в процессах переработки нефти : обзор / ЦНИИТЭнефтехим ; автор-составитель Б.А. Френкель. – М. : ЦНИИТЭнефтехим, 1994. – 145 с.

77. Сигнализаторы СТМ10. Руководство по эксплуатации. АПИ2-840.069 РЭ. – Текст : электронный // ФГУП «СПО «Аналитприбор» : сайт. – URL: [https://www.analitpribor-smolensk.ru/files/rukovodstva/2015/ctm-10/stm-10\\_api2\\_840\\_069\\_re.pdf](https://www.analitpribor-smolensk.ru/files/rukovodstva/2015/ctm-10/stm-10_api2_840_069_re.pdf) (дата обращения: 15.11.2020).

78. Афанасьев, Д.С. Аналитический обзор датчиков летучих веществ для интернета вещей / Д.С. Афанасьев, Е.А. Бардакова, Д.С. Быстряков. – Текст : электронный // Информационные технологии и телекоммуникации. – 2016. – Т. 4, № 4. – С. 1–12. – URL: <https://www.sut.ru/doci/pauka/review/20164/1-12.pdf>. – Дата публикации: 05.05.2017.

79. Фарзани, Н.Г. Автоматические детекторы газов / Н.Г. Фарзани, Л.В. Илясов. – М. : Энергия, 1972. — 168 с.

80. Анализ и выбор методов преобразования концентрации компонентов ракетного топлива в воздухе рабочих мест и окружающей среды / А.В. Мотин, И.Р. Вергазов, Н.С. Чапанов, В.В. Федоренко // Информационно-управляющие и измерительные системы : материалы XI отраслевой научно-технической конференции приборостроительных организаций ГК «РОСКОСМОС», г. Москва, 29 марта 2018 г. – М. : ООО «Издательство «Спутник+», 2018. – С. 92–96. – ISBN: 978-5-9973-5069-7.

81. Кондратьева, О.Е. Сравнительный анализ газоаналитических систем для проведения непрерывного мониторинга выбросов ТЭС / О.Е. Кондратьева, П.В. Росляков // Теплоэнергетика. – 2017. – № 6. – С. 48–62. – DOI: 10.1134/S0040363617060029.

82. Референс-лист. «Аналитприбор». Смоленск. – Текст : электронный // ФГУП «СПО «Аналитприбор» : сайт. – URL: [https://www.analitpribor-smolensk.ru/files/Dokiraznie/referens\\_list1.pdf](https://www.analitpribor-smolensk.ru/files/Dokiraznie/referens_list1.pdf) (дата обращения: 19.04.2020).

83. Mishra, V. Optical gas sensors / V. Mishra, Rashmi, Sukriti // Metal-Oxide Gas Sensors / Soumen Dhara, Gorachand Dutta (eds). – London, UK : IntechOpen, 2022. – DOI: 10.5772/intechopen.108971.

84. Топольский, Н.Г. Методика оценки готовности к работе оборудования АСПВБ первого уровня информирования на объектах ТЭК в особых условиях / Н.Г. Топольский, И.В. Самарин, А.Ю. Строгонов // Пожаровзрывобезопасность/Fire and Explosion Safety. – 2019. – Т. 28, № 1. – С. 35–46. – DOI: 10.18322/PVB.2019.28.01.35-46.

85. ГОСТ Р 52350.29.1–2010 (МЭК 60079-29-1:2007). Взрывоопасные среды. Часть 29-1. Газоанализаторы. Общие технические требования и методы испытаний газоанализаторов горючих газов. – Текст : электронный // Кодекс : официальный портал. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200081655> (дата обращения: 14.12.2020).

86. Газосигнализаторы – Компании. – Текст : электронный // ALL-Pribors.ru. Измерительное оборудование : сайт. – URL: <https://all-pribors.ru/groups/gazoanalizatory-50/companies> (дата обращения: 17.12.2020).

87. ВНЭ 5–79. Правила пожарной безопасности при эксплуатации предприятий химической промышленности. – М. : Химия, 1981. – 168 с.

88. Сергеев, Г.А. Исследование технического состояния электропроводок в животноводческих помещениях / Г.А. Сергеев, В.Г. Стафийчук // Научные труды Украинской сельскохозяйственной академии / редакционная коллегия: Г.Е. Кистень (ответственный редактор) [и др.]. – Киев, [б. и.], 1972. – Вып. 49.

89. Русан, В.И. Электротехническое обеспечение сельскохозяйственного производства / В.И. Русан, Э.В. Барановский. – Минск : Ураджай, 1983. – 167 с.

90. Русан, В.И. О сроках службы электропроводок в сельскохозяйственном производстве / В.И. Русан, Л.С. Рузов // Техника в сельском хозяйстве. – 1990. – № 5. – С. 43–44.

91. Боев, М.А. Срок службы кабельных изделий в условиях сельскохозяйственного производства / М.А. Боев, С.Н. Сидоров // Энергосберегающее электрооборудование для АПК : тезисы докладов II Всесоюзной научно-технической конференции, г. Москва, октябрь 1990 г. – М. : Информэлектро, 1990. – 116 с.

92. ГОСТ ИЕС 60079-29-2–2013. Взрывоопасные среды. Часть 29-2. Газоанализаторы. Требования к выбору, монтажу, применению и техническому обслуживанию газоанализаторов горючих газов и кислорода. – Текст : электронный // Кодекс : официальный портал. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200107190> (дата обращения: 20.04.2023).

93. Старт поставок газовых сенсоров и блоков датчиков (о компании АналитТеплоКонтроль). – Текст : электронный // Сантехника. Отопление. Кондиционирование. Лента новостей : сайт. – URL: [https://www.c-o-k.ru/market\\_news/start-postavok-gazovyh-sensorov-i-blokov-datchikov](https://www.c-o-k.ru/market_news/start-postavok-gazovyh-sensorov-i-blokov-datchikov). – Дата публикации: 08.07.2016.

94. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 25.12.2023) : Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ. – Текст : электронный // Кодекс : официальный портал. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/902111644?section=text> (дата обращения: 21.01.2021).

95. ФБУ «НИЦ ПМ – Ростест» : официальный сайт. – Москва. – URL: <https://www.rostest.ru/page1.php> (дата обращения: 21.01.2021).

96. Основы создания автоматизированных систем пожарной безопасности объектов / Н.П. Блудчий, А.С. Гудков, И.М. Тетерин, Н.Г. Топольский. – Текст : электронный. – URL: <http://agps-2006.narod.ru/ttb/2007-4/16-04-07.ttb.pdf> (дата обращения: 21.01.2021).

97. Модель процесса технического обслуживания и ремонта элементов и систем автоматической противопожарной защиты / А.А. Лукьянченко, А.В. Федоров, Е.Н. Ломаев, Хынг Чан Донг, А.М. Алешков. – Текст : электронный // Системы безопасности. Гротек. – 2009. – С. 84–85. – URL: <http://lib.secuteck.ru/articles2/OPS/model-processa-tehnich-obslužhiv-i-remonta-elementov-i-sistem-automat-protivopozharn-zaschity>.

98. Ажмухамедов, И.М. Выбор стратегии технического обслуживания и ремонта оборудования сетей связи на предприятиях нефтегазового комплекса / И.М. Ажмухамедов, Ю.А. Гостюнин – Текст : электронный // Инженерный вестник Дона. – 2017. – № 2(45). – 10 с. – URL: [https://www.elibrary.ru/download/elibrary\\_29911739\\_15531289.pdf](https://www.elibrary.ru/download/elibrary_29911739_15531289.pdf). – Дата публикации: 11.09.2017.

99. Давыдова, Е.В. Оценка потенциальной опасности оборудования установок нефтеперерабатывающих предприятий / Е.В. Давыдова. – Текст : электронный // Нефтегазовое дело. – 2007. – № 2. – 15 с. – URL: [https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Davydova/Davydova\\_1.pdf](https://ogbus.ru/files/ogbus/authors/Davydova/Davydova_1.pdf).

100. Рукин, М.В. Пожарная безопасность химически-опасных производств и объектов хранения / М.В. Рукин. – Текст : электронный // ООО «Компания ЭРВИСТ» : сайт. – URL:

<https://ervist.ru/support/publikatsii/item/320-pozharnaya-bezopasnost-himicheski-opasnyh-proizvodstv-i-obektov-hraneniya.html> (дата обращения: 21.02.2021).

101. Иванов, Е.Н. Пожарная защита открытых технологических установок / Е.Н. Иванов. – М. : Химия, 1975. – 199 с.

102. Требования к установке сигнализаторов и газосигнализаторов (ТУ-газ-86). – М., 1986. – Текст : электронный // Библиотека нормативной документации : официальный сайт. – URL: <https://files.stroyinf.ru/Data1/9/9177/> (дата обращения: 16.02.2021).

103. Васюков, Г.В. Методика расчета минимального количества газосигнализаторов дозрывных концентраций для защиты производственных помещений с газобаллонными автомобилями, использующими пропан-бутан / Г.В. Васюков, А.Я. Корольченко, В.В. Рубцов // Пожаровзрывобезопасность/Fire and Explosion Safety. – 2006. – Т.15, № 2. – С. 24–30.

104. Корниенко, В.Г. Оптимизация расстановки датчиков контроля воздушной среды, содержащей сероводород, на объектах нефтегазовой промышленности / В.Г. Корниенко, Р.С. Карабицин // Научные труды Кубанского государственного технологического университета. – 2014. – № 3. – С. 50–54.

105. Производственная и пожарная автоматика. Ч. 1. Производственная автоматика для предупреждения пожаров и взрывов. Пожарная сигнализация : учебник / А.А. Навацкий, В.П. Бабуров, В.В. Бабурин [и др.] ; научный редактор А.А. Навацкий. – М. : Академия ГПС МЧС России, 2005. – 335 с.

106. Федоров, А.В. Разработка автоматизированного комплекса взрывопожарозащиты объектов нефтепереработки на примере Московского нефтеперерабатывающего завода : диссертация ... кандидата технических наук : специальность 05.26.01 / Федоров Андрей Владимирович ; Высшая инженерная пожарно-техническая школа МВД России. – М., 1993. – 230 с.

107. Патент № 2143137 RU, МПК G08B 17/00, 17/10. Способ размещения датчиков на открытых технологических установках нефтеперерабатывающих производств : № 98121088/09 : заявлено 25.11.1998 : опубликовано 20.12.1999 / Фёдоров А.В. ; патентообладатель Московский институт пожарной безопасности МВД России. – 9 с.

108. Хаматдинова, А.В. Компьютерное моделирование поведения воздушных масс как инструмент обеспечения безопасности предприятий / А.В. Хаматдинова, О.В. Смородова // Проблемы безопасности и чрезвычайных ситуаций. – 2016. – № 3. – С.100–110.

109. О промышленной безопасности опасных производственных объектов : Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ (ред. от 08.08.2024). – Текст : электронный // Легалакт – законы, кодексы и нормативно-правовые акты Российской Федерации : юридическая информационная система. – URL: <https://legalacts.ru/doc/federalnyi-zakon-ot-21071997-n-116-fz-o/> (дата обращения: 2.03.2021).

110. Лебедева, М.И. Аналитический обзор статистики по опасным событиям на объектах нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности / М.И. Лебедева, А.В. Богданов, Ю.Ю. Колесников. – Текст : электронный // Технологии техносферной безопасности. – 2013. – № 4(50). – 8 с. – URL: [https://elibrary.ru/download/elibrary\\_21482436\\_75946481.pdf](https://elibrary.ru/download/elibrary_21482436_75946481.pdf). – Дата публикации: 16.05.2014.

111. Иванова, М.В. Оценка риска возникновения аварии на УКПП с учетом возможных ошибок оператора / М.В. Иванова, Е.В. Глебова, Г.Л. Гендель // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2004. – № 1. – С. 51–53.

112. Федоров, А.В. Автоматизированный контроль взрывопожароопасности и экологической напряженности воздушной среды объектов топливно-энергетического комплекса /

А.В. Федоров // Проблемы управления в чрезвычайных ситуациях : тезисы докладов 3-й Международной конференции. – М. : Институт проблем управления, 1995. – С. 143–145. – ISBN 5-201-09575-9.

113. Багян, А.Г. Промышленная безопасность нефтеперерабатывающих предприятий / А.Г. Багян, Е.В. Омельченко // Актуальные проблемы безопасности жизнедеятельности и экологии : сборник научных трудов и материалов III Международной научно-практической конференции с научной школой для молодежи. – Тверь : ТверГТУ, 2017. – С. 4–7.

114. Шевердин, А.В. Оценка количества углеводородов во взрывоопасном парогазовом облаке / А.В. Шевердин, М.Х. Хуснияров // Передовые концепции экономического образования в технических и технологических университетах : сборник научных трудов Международного научно-практического семинара, Уфа, 4–6 апреля 2001 г. / Европейский фонд обучения, Российский химико-технологический университет имени Д.И. Менделеева, Уфимский государственный нефтяной технический университет. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2001. – С. 166–170.

115. Сравнительный анализ распределения температур в камере радиации трубчатой печи посредством сопоставления результатов натурального и численных экспериментов / Р.Р. Тухватуллин, И.М. Султанов, С. Р. Зайнуллина [и др.] // Башкирский химический журнал. – 2015. – Т. 22, № 4. – С. 71–79.

116. Взрыв на НПЗ в Венесуэле мог произойти из-за старого оборудования / Екатерина Забродина. – Текст : электронный // RG.RU (Российская газета) : Интернет-портал. – URL: <https://rg.ru/2012/08/27/venesuela-site.html> (дата обращения: 21.03.2021).

117. Трушкова, Е.А. Оценка пожарной безопасности и защиты технологического оборудования : учебное пособие / Е.А. Трушкова, Е.В. Омельченко. – Ростов-на-Дону : Изд-во ДГТУ, 2019. – 83 с. – ISBN: 978-5-7890-1623-7.

118. Анализ статистики и причинно-следственных связей аварий на объектах нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России и Казахстана / А.В. Фёдоров, К.К. Оспанов, Е.Н. Ломаев [и др.]. – Текст : электронный // Технологии техносферной безопасности. – 2021. – № 2(92). – С. 156–168. – DOI: 10.25257/TTS.2021.2.92.156-168. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=46411321>. – Дата публикации: 12.08.2021.

119. Фёдоров, А.В. Пожарные извещатели АСУ противопожарной защитой нефтеперерабатывающих производств / А.В. Фёдоров, А.А. Лукьянченко, П.В. Коноваленко // Вестник Академии Государственной противопожарной службы МЧС России. – 2005. – № 4. – С. 87–90.

120. Самарин, И.В. Подход к моделированию технического обслуживания стационарных термохимических газосигнализаторов на установках НПЗ / И.В. Самарин, А.В. Крючков, А.Ю. Строгонов // Пожаровзрывобезопасность/Fire and Explosion Safety. – 2022. – Т. 31, №. 1. – С. 40–48. – DOI: 10.22227/0869-7493.2022.31.01.40-48.

121. Патент № 2666339 Российская Федерация. МПК А62С 37/00 (2006.01). Автоматизированная система взрывопожарной безопасности на основе газового контроля : № 2017138457 : заявлено 03.11.2017 : опубликовано 2018.09.06 / Лукьянченко А.А., Свиридок Е.В., Севрюков И.Т., Бедило М.В., Соколов А.В. – 10 с.

122. Автоматизированные системы управления технологическими процессами пожаровзрывоопасных объектов : Монография / Н.Г. Топольский, В.В. Белозеров, А.В. Крючков [и др.] ; под общей редакцией Н.Г. Топольского. – М. : Академия Государственной противопожарной службы МЧС России, 2019. – 189 с.

123. Substantiation of application of the strategic planning methods in order to improve efficiency of the automated systems of fire and explosion protection at the fuel and energy complex facilities in the special conditions / Ilya Samarin, Sergey Grinyaev, Andrey Strogonov, Nikolay Topolskiy, Aleksey Kruchkov // Journal of Applied Engineering Science. – 2021. – Vol. 19, No. 3. – P. 667–675. – DOI: 10.5937/jaes0-30258.

124. Самарин, И.В. Расчет регламентированного количества выносных датчиков газо-сигнализаторов вокруг открытых установок нефтеперерабатывающих заводов прямоугольной формы / И.В. Самарин, А.В. Крючков, А.Ю. Строгонов // Пожаровзрывобезопасность/Fire and Explosion Safety. – 2022. – Т. 31, № 2. – С. 33–40. – DOI: 10.22227/0869-7493.2022.31.02.33-40.

125. Строгонов, А.Ю. Диагностирование газосигнализаторов в автоматизированной системе предотвращения предпожарных и взрывоопасных режимов / А. Ю. Строгонов // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2025. – № 7(624). – С. 32-38.

126. Самарин, И.В. Расчет регламентированного числа мероприятий калибровки для термохимических датчиков, установленных вокруг открытых установок НПЗ / И.В. Самарин, А.В. Крючков, А.Ю. Строгонов // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2020. – № 4(301). – С. 129–140. – DOI: 10.33285/2073-9028-2020-4(301)-129-140.

127. Самарин, И.В. Расчет времени и состава бригады для мероприятий калибровки термохимических датчиков на открытых установках НПЗ / И.В. Самарин, А.В. Крючков, А.Ю. Строгонов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2020. – № 12(569). – С. 38–43. – DOI: 10.33285/0132-2222-2020-12(569)-38-43.

128. Самарин, И.В. Модель оценки готовности термохимических газоанализаторов / И.В. Самарин, А.В. Крючков, А.Ю. Строгонов // Пожаровзрывобезопасность/Fire and Explosion Safety. – 2020. – Т. 29, № 6. – С. 61–74. – DOI: 10.22227/PVВ.2020.29.06.61-74.

129. Вентцель, Е.С. Теория вероятностей : учебник для вузов / Е.С. Вентцель. – 10-е изд., стер. – М. : Высшая школа, 2006. – 575 с. – ISBN 5-06-005688-0.

130. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности нефтегазоперерабатывающих производств» : Приказ Ростехнадзора от 29 марта 2016 года № 125 (с изменениями на 15 января 2018 года). – Текст : электронный // Кодекс : официальный портал. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/420347297?section=text>.

131. Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности. Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств : Приказ Ростехнадзора от 15 декабря 2020 года № 533. – Текст : электронный // Кодекс : официальный портал. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573200380>.

132. Технологические нефтепроводы нефтебаз : справочное издание / Ю.Д. Земенков, Н.А. Малюшин, Л.М. Маркова, А.Е. Лощинин. – Тюмень : Тюменский индустриальный институт, 1994. – 61 с.

133. Емкостное оборудование. RUBOILER – энергоэффективные решения. – Текст : электронный / ООО «Русский Бойлер» : сайт. – URL: <https://ruboiler.ru/assets/app/download/tech-catalog-new.pdf> (дата обращения: 27.08.2021).

134. ВУП СНЭ–87. Ведомственные указания по проектированию железнодорожных сливо-наливных эстакад легковоспламеняющихся и горючих жидкостей и сжиженных углеводородных газов. – Текст : электронный // Кодекс : официальный портал. – URL: <http://https://docs.cntd.ru/document/1200031735>.

135. СП 155.13130.2014. Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности (с Изменениями № 1, 2). – Текст : электронный // Кодекс : официальный портал. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200108948>.

136. Слив/налив нефти/нефтепродуктов. Организация слива/налива. Водный транспорт. Сооружения погрузки/разгрузки наливных судов. – Текст : электронный. – URL: <http://proofoil.ru/Plumfilling/Plumfilling6.html> (дата обращения: 19.09.2021).

137. ВСН 12–87 / Минморфлот СССР. Причальные комплексы для перегрузки нефти и нефтепродуктов. Противопожарная защита. Нормы проектирования. – Текст : электронный // Кодекс : официальный портал. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200037064>.

138. ВНТП 5–95. Нормы технологического проектирования предприятий по обеспечению нефтепродуктами (нефтебаз). – Текст : электронный // Кодекс : официальный портал. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200006901>.

139. ГОСТ Р 54802–2011 (ИСО 13631:2002). Нефтяная и газовая промышленность. Компрессоры поршневые газовые агрегатированные. Технические требования. – Текст : электронный // Кодекс : официальный портал. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200098739>.

140. ГОСТ Р 53682–2009 (ИСО 13705:2006). Установки нагревательные для нефтеперерабатывающих заводов. Общие технические требования (с Изменением № 1). – Текст : электронный // Кодекс : официальный портал. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200082273>.

141. Руководство по безопасности факельных систем, утвержденное приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 26 декабря 2012 г. № 779 // Нормативные документы в сфере деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору. Серия 03. Документы межотраслевого применения по вопросам промышленной безопасности и охраны недр. Выпуск 68. – М. : ЗАО НТЦ ПБ, 2013. – Текст : электронный // Кодекс : официальный портал. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200107649>.

142. СТО 70238424.13.040.40.002–2008. Тепловые электрические станции. Экологическая безопасность. Установки по очистке дымовых газов от оксидов серы. Нормы и требования : стандарт организации НП «ИНВЭЛ». – Текст : электронный // Кодекс : официальный портал. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200086567>.

143. ГОСТ ИЕС 60079-10-1–2011. Взрывоопасные среды. Часть 10-1. Классификация зон. Взрывоопасные газовые среды. – М. : Стандартинформ, 2013. – Текст : электронный // Кодекс : официальный портал. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200097549>.

144. ГОСТ 30852.9–2002 (МЭК 60079-10:1995). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон. – М. : Стандартинформ, 2014. – Текст : электронный // Кодекс : официальный портал. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200103118>.

145. ГОСТ 30852.13–2002 (МЭК 60079-14:1996). Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 14. Электроустановки во взрывоопасных зонах (кроме подземных выработок). – М. : Стандартинформ, 2014. – Текст : электронный // Кодекс : официальный портал. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200103572>.

146. ГОСТ 12.1.005–88. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением № 1). – М. : Стандартинформ, 2008. – Текст : электронный // Кодекс : официальный портал. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200003608>.

147. ГОСТ 31610.20-1–2020 (ISO/IEC 80079-20-1:2017). Взрывоопасные среды. Часть 20-1. Характеристики веществ для классификации газа и пара. Методы испытаний и

данные. – Текст : электронный // Кодекс : официальный портал. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/566418382>.

148. ГОСТ Р 52350.29.2–2010 (МЭК 60079-29-2:2007) Взрывоопасные среды. Часть 29-2. Газоанализаторы. Требования к выбору, монтажу, применению и техническому обслуживанию газоанализаторов горючих газов и кислорода. – Текст : электронный // Кодекс : официальный портал. – URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200081656>.

149. Использование нейронных сетей в Data Mining. – Текст : электронный. – URL: [https://ami.nstu.ru/~vms/lecture/data\\_mining/n\\_set.htm](https://ami.nstu.ru/~vms/lecture/data_mining/n_set.htm) (дата обращения: 29.08.2023).

150. Скрипкин, С.Н. Искусственные нейронные сети для выделения пространственных трендов на основе результатов трехмерной сейсморазведки / С.Н. Скрипкин, Э. Чен-Син // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2010. – № 1(258). – С. 113–120.

151. Пол Дейтел. Python: Искусственный интеллект, большие данные и облачные вычисления / Пол Дейтел, Харви Дейтел. – СПб. : Питер, 2021. – 864 с. – ISBN 978-5-4461-1432-0.

152. Брокарев, И.А. Искусственные нейронные сети для решения задачи анализа компонентного состава газовых смесей / И.А. Брокарев // Управление большими системами : сборник трудов. – 2019. – Вып. 80. – С. 98–115. – DOI: 10.25728/ubs.2019.80.6.

153. Шбат, И.Т. Актуальность использования нейронных сетей для решения задач управления процессами и объектами нефтегазовой отрасли / И.Т. Шбат // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2011. – № 5. – С. 27–31.

154. Николенко, С.И. Глубокое обучение. Погружение в мир нейронных сетей / С.И. Николенко, А.А. Кадурич, Е.О. Архангельская. – СПб. : Питер, 2022. – 480 с. – ISBN 978-5-4461-1537-2.

155. Хайкин, С. Нейронные сети: полный курс / Саймон Хайкин ; перевод с английского. – 2-е изд., испр. – М. : Издательский дом Вильямс, 2018. – 1104 с. – ISBN 978-5-8459-2069-0.

156. Neural Network Design / Martin T. Hagan, Howard B. Demuth, Mark H. Beale, Orlando De Jess. – 2<sup>nd</sup> ed. – United States : Martin Hagan, Oklahoma State University, 2014. – 800 p. – ISBN 978-0-9717321-1-7.

157. Гиркин, С.В. Применения глубоких нейронных сетей для классификации объектов / С.В. Гиркин, А.В. Манкевич ; отв. редактор М.С. Разумов // Реальность – Сумма информационных технологий : сборник научных статей Международной молодежной научно-практической конференции, Курск, 8–10 сентября 2016 года. – Курск : Юго-Западный государственный университет, 2016. – С. 80–84. – ISBN 978-5-9907150-8-0.

158. Сай Ван К. Глубокие нейронные сети для предсказательного технического обслуживания / Сай Ван Квонг // Моделирование, оптимизация и информационные технологии. – 2019. – Т. 7, № 4. – С. 8–9. – DOI: 10.26102/2310-6018/2019.27.4.011.

159. Butte, S. Machine learning based predictive maintenance strategy: a super learning approach with deep neural networks / S. Butte, A.R. Prashanth, S. Patil // 2018 IEEE Workshop on Microelectronics and Electron Devices (WMED). – USA, ID, Boise : IEEE, 2018. – P. 1–5. – DOI: 10.1109/WMED.2018.8360836.

160. Silva, W. Assets predictive maintenance using convolutional neural networks / W. Silva, M. Capretz // 2019 20th IEEE/ACIS International Conference on Software Engineering, Artificial Intelligence, Networking and Parallel/Distributed Computing (SNPD). – Japan, Toyama : IEEE, 2019. – P. 59–66. – DOI: 10.1109/snpsd.2019.8935752.

161. Ле, М.Х. Сверточная нейронная сеть для решения задачи классификации / Ле Мань Ха // Труды МФТИ. – 2016. – Т. 8, № 3(31). – С. 91–97.
162. Li, X. Remaining useful life estimation in prognostics using deep convolution neural networks / Xiang Li, Qian Ding, Jian-Qiao Sun // Reliability Engineering & System Safety. – 2018. – Vol. 172. – P. 1–11. – DOI: 10.1016/j.ress.2017.11.021.
163. Sateesh Babu, G. Deep convolutional neural network based regression approach for estimation of remaining useful life / Giduthuri Sateesh Babu, Peilin Zhao, Xiao-Li Li // Database Systems for Advanced Applications : Proceedings of 21st International Conference (DASFAA 2016), Dallas, TX, USA, April 16–19, 2016. Lecture Notes in Computer Science. – Switzerland, Cham : Springer, 2016. – Vol. 9642. – P. 214–228. – DOI: 10.1007/978-3-319-32025-0\_14.
164. Тимофеев, А.Г. Модель применения сверточной нейронной сети (CNN) в сочетании с долговременной памятью (LSTM) прогнозирования цены на нефть в условиях неопределенности / А.Г. Тимофеев, О.Г. Лебединская // Транспортное дело России. – 2022. – № 2. – С. 54–59. – DOI: 10.52375/20728689\_2022\_2\_54.
165. Shcherbakov, M. A hybrid deep learning framework for intelligent predictive maintenance of cyber-physical systems / Maxim Shcherbakov, Cuong Sai // ACM Transactions on Cyber-Physical Systems (TCPS). – 2022. – Vol. 6, Issue 2. – Article No. 17. – P. 1–22. – DOI: 10.1145/3486252.
166. Строгонов, А.Ю. Алгоритм диагностирования газосигнализаторов в автоматизированных системах предотвращения предожарных и взрывоопасных режимов / А.Ю. Строгонов // Автоматизация и информатизация ТЭК. – 2023. – № 7(600). – С. 5–12. – DOI: 10.33285/2782-604X-2023-7(600)-5-12.
167. Свидетельство Роспатента о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021664856. Программа расчета регламентного числа установленных газоанализаторов в пожаровзрывоопасных зонах открытых площадок на объектах нефтегазового комплекса в форме произвольного многоугольника : № 2021664218 : заявлено 14.09.2021 : опубликовано 14.09.2021, Бюл. № 9 / Крючков А.В., Самарин И.В., Строгонов А.Ю.
168. Свидетельство Роспатента о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021665311. Программа расчета регламентного числа установленных газоанализаторов в пожаровзрывоопасных зонах открытых площадок произвольной формы на объектах нефтегазового комплекса : № 2021664657 : заявлено 23.09.2021 : опубликовано 23.09.2021, Бюл. № 10 / Крючков А.В., Самарин И.В., Строгонов А.Ю.
169. Свидетельство Роспатента о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021666189. Программа расчета регламентного числа установленных газоанализаторов в пожаровзрывоопасных зонах открытых площадок прямоугольной формы на объектах нефтегазового комплекса : № 2021665565 : заявлено 08.10.2021 : опубликовано 09.10.2021, Бюл. № 10 / Крючков А.В., Самарин И.В., Строгонов А.Ю.
170. Свидетельство Роспатента о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2023665958. Программа для оценки готовности, регламентированного времени работы, численности работников при техническом обслуживании газосигнализаторов : № 2023665301 : заявлено 25.07.2023 : опубликовано 25.07.2023, Бюл. № 8 / Строгонов А.Ю.
171. Псёл, М.С. Безопасность технологического процесса нагрева сырья на установке ЭЛОУ АВТ-6 в ОАО «Сызранский НПЗ» : бакалаврская работа / Тольяттинский государственный университет. – Тольятти, 2016. – 89 с. – URL: [https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2834/1/%D0%9F%D1%81%D1%91%D0%BB%20%D0%9C.%D0%A1.\\_%D0%A2%D0%91%D0%B1%D0%B7%D0%A1\\_1131.pdf](https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2834/1/%D0%9F%D1%81%D1%91%D0%BB%20%D0%9C.%D0%A1._%D0%A2%D0%91%D0%B1%D0%B7%D0%A1_1131.pdf) (дата обращения 24.05.2025).

172. Самарин, И.В. Модель прогнозирования класса готовности датчиков термохимического газосигнализатора для предотвращения пожаров и взрывов / И.В. Самарин, А.Ю. Строгонов, А.В. Крючков // Пожаровзрывобезопасность. – 2024. – Т. 33, № 5. – С. 87–98. – DOI 10.22227/0869-7493.2024.33.05.87-98.

173. Топольский, Н.Г. Модель оценки обеспечения комплексной безопасности в АСУТП с применением диагностики пожарных извещателей для построения автоматизированной системы поддержки управления пожаровзрывобезопасностью / Н.Г. Топольский, И.В. Самарин, А.Ю. Строгонов // Пожаровзрывобезопасность/Fire and Explosion Safety. – 2018. – Т. 27, № 11. – С. 15–22. – DOI: 10.18322/PVB.2018.27.11.15-22.

174. Свидетельство Роспатента о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024684137. Программа генерации синтетического набора данных для решения с помощью свёрточной нейронной сети задачи классификации состояний выносных датчиков газосигнализаторов на объектах топливно-энергетического комплекса по данным газосигнализаторов СТМ-10 : № 2024683595 : заявлено 15.10.2024 : опубликовано 15.10.2024, Бюл. № 10 / Строгонов А.Ю., Крючков А.В.

175. Свидетельство Роспатента о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2024684138. Программа для прогнозирования класса готовности датчиков газосигнализатора типа СТМ-10 с помощью свёрточной нейронной сети / А.Ю. Строгонов, А.В. Крючков. – № 2024683596; заявл. 15.10.2024 : опубл. 15.10.2024, Бюл. № 10.

**ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное).**

**Свидетельства о государственной регистрации баз данных и программы  
для электронно-вычислительных машин**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**RU2021614565**

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ  
**ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ**

Номер регистрации (свидетельства): 2021614565 Дата регистрации: 26.03.2021 Номер и дата поступления заявки: 2021613810 26.03.2021 Дата публикации и номер бюллетеня: 26.03.2021 Бюл. № 4	Автор(ы): Строгонов Андрей Юрьевич (RU) Правообладатель(и): ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ "РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА (НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА" (RU)
--	--

Название программы для ЭВМ:

**Программа для оценки восстановления и готовности оборудования нижнего уровня автоматизированных систем пожаровзрывобезопасности**

**Реферат:**

Разработанная программа предназначена для эффективного анализа и выявления готовности к использованию оборудования нижнего уровня по автоматизированному обеспечению пожаровзрывобезопасности на объектах ТЭК. Может применяться составом дежурной смены в качестве инструмента поддержки управления автоматизированной системой пожаровзрывобезопасности. В программе реализованы методы стратегического планирования при моделировании степеней важности отдельных плановых мероприятий по восстановлению противопожарного оборудования. Применён метод последовательных приращений при рассмотрении проверочных мероприятий и восстанавливающих процедур. Реализованы задачи линейного и нелинейного программирования с учётом особых условий, ограничивающих ресурс по приведению оборудования в наилучшее состояние.

**Язык программирования:** JavaScript, PHP

**Объем программы для ЭВМ:** 10.7 Мб

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**RU2021664856**

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ  
**ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ**

Номер регистрации (свидетельства): 2021664856 Дата регистрации: 14.09.2021 Номер и дата поступления заявки: 2021664218 14.09.2021 Дата публикации и номер бюллетеня: 14.09.2021 Бюл. № 9	Автор(ы): Крючков Алексей Вячеславович (RU), Самарин Илья Вадимович (RU), Строгонов Андрей Юрьевич (RU) Правообладатель(и): ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ "РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА (НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА" (RU)
--	--

Название программы для ЭВМ:

**Программа расчёта регламентного числа установленных газоанализаторов в пожаровзрывоопасных зонах открытых площадок на объектах нефтегазового комплекса в форме произвольного многоугольника**

**Реферат:**

Программа предназначена для определения установленного нормативным документом ГАЗ-86 количества газоанализаторов, фиксирующих взрывоопасные и пожароопасные концентрации опасных газов. Алгоритм работы программы учитывает особенности установки газоанализаторов любых типов и марок, описываемые в регламентном документе ГАЗ-86, вокруг открытых площадок переработки нефти и газа на объектах нефтегазового комплекса в форме заданного многоугольника. Основа программы – набор правил из ГАЗ-86, разработанный алгоритм расчёта и гибкие возможности расстановки газоанализаторов в зависимости от периметра открытой площадки.

**Язык программирования:** JavaScript, HTML 4

**Объем программы для ЭВМ:** 12,2 Кб

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**RU2021665311**

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ  
**ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ**

Номер регистрации (свидетельства): 2021665311 Дата регистрации: 23.09.2021 Номер и дата поступления заявки: 2021664657 23.09.2021 Дата публикации и номер бюллетеня: 23.09.2021 Бюл. № 10	Автор(ы): Крючков Алексей Вячеславович (RU), Самарин Илья Вадимович (RU), Строгонов Андрей Юрьевич (RU) Правообладатель(и): ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ "РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА (НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА" (RU)
---	--

Название программы для ЭВМ:

**Программа расчёта регламентного числа установленных газоанализаторов в пожаровзрывоопасных зонах открытых площадок произвольной формы на объектах нефтегазового комплекса**

**Реферат:**

Программа расчёта регламентного числа установленных газоанализаторов в пожаровзрывоопасных зонах открытых площадок прямоугольной формы на объектах нефтегазового комплекса предназначена для определения установленного нормативным документом ГАЗ-86 количества газоанализаторов. Алгоритм работы программы отражает особенности установки газоанализаторов любых типов и марок, описываемые в регламентном документе ГАЗ-86, вокруг открытых площадок переработки нефти и газа произвольной формы на объектах нефтегазового комплекса.

**Язык программирования:** JavaScript, HTML 4

**Объем программы для ЭВМ:** 8,13 Кб

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



RU2021666189

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ  
**ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ**

Номер регистрации (свидетельства): 2021666189 Дата регистрации: 09.10.2021 Номер и дата поступления заявки: 2021665565 08.10.2021 Дата публикации и номер бюллетеня: 09.10.2021 Бюл. № 10	Автор(ы): Крючков Алексей Вячеславович (RU), Самарин Илья Вадимович (RU), Строгонов Андрей Юрьевич (RU) Правообладатель(и): ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ "РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА (НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА" (RU)
---	--

Название программы для ЭВМ:

**Программа расчёта регламентного числа установленных газоанализаторов в пожаровзрывоопасных зонах открытых площадок прямоугольной формы на объектах нефтегазового комплекса**

**Реферат:**

Программа расчёта регламентного числа установленных газоанализаторов в пожаровзрывоопасных зонах открытых площадок прямоугольной формы на объектах нефтегазового комплекса предназначена для определения установленного нормативным документом ГАЗ-86 количества газоанализаторов. Алгоритм работы программы отражает особенности установки газоанализаторов любых типов и марок, описываемые в регламентном документе ГАЗ-86, вокруг открытых площадок переработки нефти и газа прямоугольной формы на объектах нефтегазового комплекса.

**Язык программирования:** HTML 4, Javascript

**Объем программы для ЭВМ:** 6,32 Кб

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**RU2023665958**

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ  
**ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ**

Номер регистрации (свидетельства): 2023665958 Дата регистрации: 25.07.2023 Номер и дата поступления заявки: 2023665301 25.07.2023 Дата публикации и номер бюллетеня: 25.07.2023 Бюл. № 8	Автор(ы): Строгонов Андрей Юрьевич (RU) Правообладатель(и): <b>ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ "РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА (НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА" (RU)</b>
--	--

Название программы для ЭВМ:  
**Программа для оценки готовности, регламентированного времени работы, численности работников при техническом обслуживании газосигнализаторов.**

**Реферат:**

Программа может быть использована для расчёта регламентного времени проведения технического обслуживания датчиков газосигнализаторов, установленных вокруг наружных технологических установок нефтеперерабатывающих заводов, ремонтными бригадами, состав которых известен, а также количественный состав работников для проведения данного обслуживания в заданный срок. Позволяет рассчитать рекомендуемое число датчиков газосигнализаторов и количество линий совокупности датчиков для технологических установок различной формы. С учётом детерминированной группы специфических параметров (связанных с составом катализатора) выбранной модели газосигнализатора, предусмотренной системы контроля дат ввода в эксплуатацию, дат плановой и фактической поверки и калибровки оператор программы может диагностировать актуальное состояние готовности совокупности датчиков для определённой установки.

**Язык программирования:** C#  
**Объем программы для ЭВМ:** 21 Мб

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**RU2024684137**

**ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ  
ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ**

Номер регистрации (свидетельства): 2024684137 Дата регистрации: 15.10.2024 Номер и дата поступления заявки: 2024683595 15.10.2024 Дата публикации и номер бюллетеня: 15.10.2024 Бюл. № 10	Автор(ы): Строгонов Андрей Юрьевич (RU), Крючков Алексей Вячеславович (RU) Правообладатель(и): ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ "РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА (НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА" (RU)
---	--

Название программы для ЭВМ:

**Программа генерации синтетического набора данных для решения с помощью свёрточной нейронной сети задачи классификации состояний выносных датчиков газосигнализаторов на объектах топливно-энергетического комплекса по данным газосигнализаторов СТМ-10**

**Реферат:**

Программа предназначена для создания набора данных из кортежей, содержащих 10 значений признаков, важных с точки зрения определения состояний выносных датчиков газосигнализаторов указанного типа. Среди признаков: допустимые диапазоны атмосферного давления, влажности воздуха, напряжённость внешних электрического и магнитного полей, содержание пыли в воздухе, а также вредных веществ: серы, мышьяка, сурьмы и сероводорода. Также используется также признак, связанный с частотой амплитуды вибрации. Функциональные возможности программы: создаются 10 массивов объёмом 1000 элементов со случайными значениями указанных признаков. Объём сгенерированной таблицы свыше 59 тыс. кортежей.

**Язык программирования:** Python

**Объём программы для ЭВМ:** 12,2 Кб

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**RU2024684138**

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ  
**ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ**

Номер регистрации (свидетельства): 2024684138 Дата регистрации: 15.10.2024 Номер и дата поступления заявки: 2024683596 15.10.2024 Дата публикации и номер бюллетеня: 15.10.2024 Бюл. № 10	Автор(ы): Строгонов Андрей Юрьевич (RU), Крючков Алексей Вячеславович (RU) Правообладатель(и): ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ "РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА (НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА" (RU)
---	--

Название программы для ЭВМ:

**Программа для прогнозирования класса готовности датчиков газосигнализатора типа СТМ-10 с помощью свёрточной нейронной сети**

**Реферат:**

Программа предназначена для обучения модели свёрточной нейронной сети (СНС) в соответствии с данными руководства по эксплуатации термохимического газосигнализатора СТМ-10. Она использует набор данных из кортежей, содержащих 10 значений признаков, важных с точки зрения определения состояний выносных датчиков газосигнализаторов указанного типа. Среди признаков: допустимые диапазоны атмосферного давления, влажности воздуха, напряжённость внешних электрического и магнитного полей, содержание пыли в воздухе, а также вредных веществ: серы, мышьяка, сурьмы и сероводорода. Кроме того, используется также признак, связанный с частотой амплитуды вибрации, а также значение классификатора. Функциональные возможности программы: обучение СНС в течение 100 эпох, разделив входной набор на обучающий и тестовый в соотношении 9 к 1 (90% на обучение и 10% на тест).

**Язык программирования:** Python

**Объем программы для ЭВМ:** 4 Кб

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**RU2025665287**

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ  
**ГОСУДАРСТВЕННАЯ РЕГИСТРАЦИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ**

Номер регистрации (свидетельства): 2025665287 Дата регистрации: 14.06.2025 Номер и дата поступления заявки: 2025664322 14.06.2025 Дата публикации и номер бюллетеня: 14.06.2025 Бюл. № 6	Автор(ы): Строгонов Андрей Юрьевич (RU) Правообладатель(и): ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ "РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И ГАЗА (НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ) ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА" (RU)
--	--

Название программы для ЭВМ:

**Программа для расчёта регламентированного времени диагностирования термохимических датчиков газосигнализаторов и численного состава сервисной бригады**

**Реферат:**

Программа предназначена для автоматизации расчётов при планировании диагностирования датчиков газосигнализаторов на объектах нефтеперерабатывающих заводов. Функциональные возможности позволяют, основываясь на данных из руководства по эксплуатации газосигнализаторов (t калибровки одного канала, состав персонала, число датчиков на объекте, продолжительность смены) и параметрах объекта, выполнять два типа расчётов. Первый позволяет определить общее регламентированное время, необходимое для проведения диагностирования всех термохимических датчиков газосигнализаторов на объекте бригадой с известным количественным составом. Второй оценивает требуемую численность сервисной бригады для выполнения полного цикла работ по техническому обслуживанию в заранее установленный срок. Реализация программы направлена на оптимизацию распределения человеческих ресурсов и снижение затрат на обслуживание.

**Язык программирования:** C#

**Объем программы для ЭВМ:** 283 Кб

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б (обязательное).**

**Акты внедрения результатов диссертационной работы**

УТВЕРЖДАЮ



Генеральный директор ООО «ПЕРВЫЙ ЗАВОД»

 Потапенко Д.Г.  
 «16» 05 2024 г

## АКТ

внедрения материалов, полученных при написании диссертационной работы  
 Строгоновым Андреем Юрьевичем на тему «Модели и алгоритмы  
 диагностирования газосигнализаторов в автоматизированных системах  
 предотвращения предожарных и взрывоопасных режимов»

Комиссия в составе: заместителя генерального директора по производству Хабибуллина Р.Р., главного инженера Ларькина И.Н., начальника цеха КИПиА Карпова А.Л. рассмотрела вопрос об использовании научных результатов, полученных соискателем учёной степени кандидата технических наук Строгоновым А.Ю. при подготовке диссертационного исследования, и установила следующее. Часть предложенных в работе математических моделей для оценки качества информации первого уровня в АСУТП и алгоритм управления диагностическими мероприятиями для подтверждения готовности газосигнализаторов были использованы при обновлении одного из модулей корпоративной системы принятия решений при оценке ответственным лицом реальной обстановки на объектах нефтеперерабатывающего завода (НПЗ). Обновление заключается в появлении возможности передачи более точной информации оператору о состоянии и готовности газосигнализаторов к применению с учётом предотвращения перехода их в предаварийные режимы, вызванные влиянием внешних факторов, что позволяет ему оперативно принимать решения по воздействию на них для приведения их в состояние готовности. Влияние данных факторов на оценку готовности датчиков газосигнализаторов на сегодняшний день изучено недостаточно, что повышает практический интерес к диссертационной работе.

Проведённое в исследовании моделирование для определения числа выносных датчиков, устанавливаемых вокруг наружных технологических установок на объектах НПЗ, выполнено в соответствии с действующими требованиями к установке сигнализаторов и газоанализаторов (ТУ ГАЗ-86), реализовано в виде программы для ЭВМ. Стоит отметить, что полученные выводы о порядке установки датчиков мониторинга состояния газовой среды наружного воздуха технологических установок могут дополнительно обосновывать внесение изменений в архитектурный проект объекта.

Члены комиссии:

Хабибуллин Р. Р.

Ларькин И.Н.

Карпов А. Л.

УТВЕРЖДАЮ  
 Директор ООО «Аверс»  
 Ярушин С.А.  
 2024 г.

АКТ



Внедрения результатов диссертационной работы Строгонова Андрея Юрьевича  
 на тему «Модели и алгоритмы диагностирования газосигнализаторов в автоматизированных  
 системах предотвращения предпожарных и взрывоопасных режимов»

Комиссия компании ООО «Аверс», оказывающей услуги в области инженерных изысканий, инженерно-технического проектирования, экспертизы промышленной безопасности, в составе: председателя – руководителя отдела технического диагностирования Колодкина Д.М, членов – руководителя проектно-технического отдела Лукьяновой В.Ю., руководителя коммерческого-договорного отдела Иванова М.В., изучила научные результаты, полученные соискателем учёной степени кандидата технических наук Строгоновым Андреем Юрьевичем в ходе выполнения им диссертационной работы и установила:

алгоритм расчёта регламентированного времени диагностирования газосигнализаторов и количественного состава бригады проведения в установленный срок рекомендован для использования при внесении корректировок в годовой график проведения технического обслуживания и ремонта (ТОиР) измерительных приборов для определения предельно-допустимых концентраций и довзрывных концентраций, а также изменений в технологические карты отдельных моделей газосигнализаторов;

реализация алгоритма управления диагностическими мероприятиями для подтверждения готовности газосигнализаторов, установленных вокруг наружных технологических установок нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) с применением нейронной сети рекомендована к внедрению в качестве дублирующего программного модуля в структуру автоматизированных систем предотвращения предпожарных и взрывоопасных режимов для дополнительного тестирования и контроля оборудования нижнего уровня АСУТП на предприятиях.

Вывод: научные результаты, полученные соискателем ученой степени кандидата технических наук Строгоновым Андреем Юрьевичем в ходе выполнения им диссертационной работы, представляют практический интерес и могут быть использованы с целью оптимизации времени и качества ТОиР, что позволит максимально эффективно и рационально использовать материальные ресурсы на данный вид работ для экономии в долгосрочной перспективе. Результаты, позволяющие учитывать воздействие окружающей среды, отравление катализаторов чувствительных элементов датчиков при химическом взаимодействии с инертными газами могут быть использованы для совершенствования проверки на технологическую точность измерительных приборов АСУТП.

**Председатель комиссии:**

Руководитель отдела технического диагностирования

Колодкин Д.М.

**Члены комиссии:**

Руководитель коммерческого-договорного отдела

Иванов М.В.

Руководитель проектно-технического отдела

Лукьянова В.Ю.

внедрения результатов диссертационного исследования  
Строгонова Андрея Юрьевича  
**«Модели и алгоритмы диагностирования газосигнализаторов в автоматизированных  
системах предотвращения предожарных и взрывоопасных режимов»**

Группа специалистов ООО «СТД – Системы технической диагностики» в составе:

- Литвин Игорь Евгеньевич, генеральный директор ООО «СТД – Системы технической диагностики», доктор технических наук;

- Шмырев Дмитрий Владимирович, заместитель генерального директора ООО «СТД – Системы технической диагностики», эксперт по промышленной безопасности;

- Митичкин Сергей Константинович, кандидат технических наук

изучила научные результаты, полученные соискателем учёной степени кандидата технических наук Строгоновым Андреем Юрьевичем в ходе выполнения им диссертационной работы и установила:

- алгоритм расчёта регламентированного времени диагностирования газосигнализаторов и количественного состава бригады проведения в установленный срок рекомендован для использования при внесении корректировок в графики проведения диагностики технического обслуживания и ремонта (ДТОиР) измерительных приборов автоматизированной системы управления технологическими процессами (АСУТП) для определения предельно-допустимых концентраций и дозврывных концентраций с целью повышения качества проверки на технологическую точность данных приборов;

- алгоритм управления диагностическими мероприятиями для подтверждения готовности газосигнализаторов, установленных с применением нейронной сети, рекомендован к внедрению в системы дистанционного мониторинга технического состояния АСУТП для повышения качества автоматизации функций по планированию, организации, мониторингу и анализу выполнения работ по ДТОиР в составе информационно-управляющих систем.

Научные результаты, полученные соискателем ученой степени кандидата технических наук Строгоновым Андреем Юрьевичем в ходе выполнения им диссертационной работы, представляют практический интерес и использованы в ООО «СТД» с целью оптимизации времени и качества ДТОиР.

Разработанные в исследовании алгоритмы реализованы в составе программного модуля «Информационно-аналитическая система диагностирования газосигнализаторов», который внедрён в деятельность компании с целью автоматизации и оптимизации процессов диагностики технического состояния объектов магистральных и распределительных газопроводов, а также повышения качества экспертизы промышленной безопасности. В дополнении к действующим инструментам программный модуль позволяет более рационально использовать ресурсы при проведении ДТОиР, что может привести к существенной экономии средств в долгосрочной перспективе.

В результате внедрения программного модуля в ООО «СТД» достигнуты следующие результаты:

- Увеличение производительности работ по диагностике газосигнализаторов за I квартал 2024 года на 8% за счёт оптимизации процесса управления диагностическими мероприятиями, учета предложений по изменению графика проведения данных работ и проведения новых расчётов количественного состава обслуживающего персонала.
- Снижение количества ошибок при выявлении ложных срабатываний датчиков газосигнализаторов в процессе анализа данных на 5% по сравнению со стандартными методами.

Результаты исследования, позволяющие учитывать воздействие окружающей среды, отравление катализаторов чувствительных элементов датчиков при химическом взаимодействии с инертными газами используются сегодня в ООО «СТД» для совершенствования прогнозирования остаточного ресурса и времени безотказной работы оборудования АСУТП.

Генеральный директор ООО «СТД –  
Системы технической диагностики» д.т.н.



Литвин И.Е.

**УТВЕРЖДАЮ**

Генеральный директор

ООО «ЦМНТ»



М.А. Ершов

2024 г.

АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы на соискание  
учёной степени кандидата технических наук

Строгонова Андрея Юрьевича

**«МОДЕЛИ И АЛГОРИТМЫ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ГАЗСИГНАЛИЗАТОРОВ В  
АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРЕДПОЖАРНЫХ  
И ВЗРЫВООПАСНЫХ РЕЖИМОВ»**

Комиссия от ООО «ЦМНТ», оказывающего комплексные услуги в области мониторинга, анализа и внедрения новых технологий, являющегося экспертом в области анализа инновационных технологий, оценки научных проектов, патентов и изобретений в составе:

**Председатель:**

Генеральный директор, д.т.н. Ершов М.А.

**Члены комиссии:**

Руководитель направления Технологическая аналитика Махова У.А.

Руководитель лаборатории квалификационной оценки продуктов Буров Н.О.

Руководитель технологического отдела Мухина Д.Ю.

Руководитель направления Внешние партнерства и образовательные проекты  
Вихрицкая А.О.

изучила научные результаты диссертационной работы Строгонова А.Ю., представленной на соискание учёной степени кандидата технических наук, посвящённой совершенствованию процесса технического обслуживания автоматизированной системы предотвращения предпожарных и взрывоопасных режимов (АСППВР) на основе моделей и алгоритмов диагностирования газосигнализаторов и установила:

- алгоритм управления диагностическими мероприятиями для подтверждения готовности газосигнализаторов в АСППВР обладает практическим потенциалом, может быть использован при разработке и утверждении плановых графиков технического обслуживания не только газосигнализаторов, размещённых на объектах нефтеперерабатывающих заводов, но и внутридомового и внутриквартирного газового оборудования в жилых домах;

- рекомендации по учёту нескольких групп параметров, в том числе характеризующих воздействие условий внешней среды, при обслуживании датчиков газосигнализаторов в течение межповерочного интервала

целесообразно учитывать при мониторинге функционирования метеорологических комплексов на станциях контроля загрязнения воздуха.

Председатель комиссии:

Генеральный директор, д.т.н.

Ершов М.А.

Члены комиссии:

Руководитель направления  
Технологическая аналитика

Махова У.А.

Руководитель лаборатории  
квалификационной оценки продуктов

Буров Н.О.

Руководитель технологического отдела

Мухина Д.Ю.

Руководитель направления Внешние  
партнерства и образовательные проекты

Вихрицкая А.О.



# ДИПЛОМ

ЛАУРЕАТА  
ПРЕМИИ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

*Распоряжением Правительства  
Российской Федерации  
от 28 октября 2024 года № 3026-р*

**СТРОГОНОВУ**  
**Андрею Юрьевичу**

*присуждена премия  
Правительства Российской Федерации 2024 года  
в области науки и техники  
за разработку и внедрение инновационных средств  
активной защиты от пожаров зданий и сооружений  
топливно-энергетического комплекса, расположенных в холодных  
климатических районах и Арктической зоне Российской Федерации*

*Председатель Правительства  
Российской Федерации*



*М. Мишустин*

№ 1193

## УТВЕРЖДАЮ



Заместитель начальника Академии  
ГПС МЧС России по учебной работе  
кандидат исторических наук, доцент

В.С. Шныпко

2025 г.

## АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы  
Строгонова Андрея Юрьевича, представленной на соискание  
учёной степени кандидата технических наук по специальности  
2.3.3 - Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами  
(технические науки) в учебный процесс Академии ГПС МЧС России

Комиссия в составе председателя – заместителя начальника кафедры информационных технологий в составе УНК АСИТ, кандидата технических наук, доцента Мокшанцева Александра Владимировича и членов комиссии – доцента кафедры информационных технологий в составе УНК АСИТ, кандидата технических наук, доцента Рыженко Натальи Юрьевны, профессора кафедры информационных технологий в составе УНК АСИТ, доктора физико-математических наук, профессора Авдеенко Алексея Михайловича, подтверждает, что результаты диссертации Строгонова Андрея Юрьевича, посвящённой совершенствованию процесса технического обслуживания приборов нижнего уровня информирования автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) на основе моделей и алгоритмов диагностирования газосигнализаторов, использованы при изучении дисциплин кафедры информационных технологий: «Моделирование процессов и систем», «Системы поддержки принятия решений» (специальность 09.03.02 - Информационные системы и технологии).

С целью совершенствования отработки навыков оценки пожарной опасности, предотвращения аварий с выделением горючих газов и паров легко воспламеняющихся жидкостей в учебный программно-технический комплекс «Торнадо» в составе лабораторной установки испытаний газосигнализатора СТМ-10 с конвекционной подачей среды была внедрена модель оценки регламентированного количества мероприятий калибровки термомеханических датчиков и модель оценки готовности к применению газосигнализаторов в автоматизированной системе предотвращения предпожарных и взрывоопасных режимов. Использование результатов научного исследования соискателя позволило расширить перечень операций, обеспечивающих выполнение дидактических функций при использовании программно-технического обучающего комплекса в лабораторных условиях.

Председатель комиссии  
Заместитель начальника кафедры  
информационных технологий в составе УНК АСИТ  
к.т.н., доцент

А.В. Мокшанцев

Члены комиссии:  
Доцент кафедры ИТ в составе УНК АСИТ  
к.т.н., доцент

Н.Ю. Рыженко

Профессор кафедры в составе ИТ УНК АСИТ  
д.ф.-м.н., профессор

А.М. Авдеенко

УТВЕРЖДАЮ



Заместитель начальника Академии  
ГПС МЧС России по научной работе  
доктор технических наук, профессор  
М.В. Алешков  
2025 г.

АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы  
Строгонова Андрея Юрьевича, представленной на соискание  
учёной степени кандидата технических наук по специальности  
2.3.3 - Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами  
(технические науки).

Комиссия в составе председателя – заместителя начальника УНК АСИТ-начальника научно-исследовательского отдела автоматизированных систем и информационных технологий, кандидата технических наук Шихалева Дениса Владимировича и членов комиссии – старшего научного сотрудника научно-исследовательского отдела УНК АСИТ, кандидата технических наук, доцента, Буцынской Татьяны Анатольевны и доцента кафедры информационных технологий в составе УНК АСИТ к.т.н., доцента Минеева Евгения Николаевича подтверждает, что результаты диссертации Строгонова Андрея Юрьевича, посвящённой совершенствованию процесса технического обслуживания приборов нижнего уровня информирования автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) на основе моделей и алгоритмов диагностирования газосигнализаторов использованы при формировании новых рекомендаций по дополнению информационной подсистемы автоматизированной системы предотвращения предпожарных и взрывоопасных режимов.

Разработанная группа моделей для оценки соответствия нормативным требованиям числа датчиков вокруг наружных технологических установок разной формы и числа мероприятий их диагностирования внедрена в одно из направлений научно-технической деятельности кафедры информационных технологий в составе УНК АСИТ, а именно – в методологию проектирования автоматизированных информационных систем поддержки принятия управленческих решений в области предотвращения и ликвидации пожаров и ЧС. Выполненное диссертационное исследование вносит вклад в развитие научной школы по автоматизированным системам и средствам предотвращения и ликвидации пожаров и ЧС на высокорисковых объектах.

Председатель комиссии:  
Заместитель начальника УНК АСИТ –  
начальник НИО АСИТ, к.т.н.

Д.В. Шихалев

Члены комиссии:  
Старший научный сотрудник НИО АСИТ,  
к.т.н., доцент

Т.А. Буцынская

Доцент кафедры ИТ в составе УНК АСИТ  
к.т.н., доцент

Е.Н. Минеев

УТВЕРЖДАЮ

Ректор



РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина  
 академик РАН, д.э.н., профессор

В.Г. Мартынов

«13» октября 2025 г.

АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы

Строгонова Андрея Юрьевича

**«МОДЕЛИ И АЛГОРИТМЫ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ГАЗОСИГНАЛИЗАТОРОВ В  
 АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМАХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРЕДПОЖАРНЫХ И  
 ВЗРЫВООПАСНЫХ РЕЖИМОВ»**

в учебный процесс РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Комиссия в составе:

Председатель: проректор по учебной работе Кошелев В.Н., профессор, д.х.н.

Члены комиссии: начальник учебно-методического управления Душин А.В., доцент,  
к.филос.н.заместитель заведующего кафедрой автоматизации  
технологических процессов Барашкин Р.Л., доцент, к.т.н.

составила настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы, представленной на соискание учёной степени кандидата технических наук по специальности 2.3.3 - Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами (технические науки), внедрены в рабочие программы дисциплин «Метрология и измерительная техника», «Технологические измерения и приборы» по направлению подготовки 27.03.04 «Управление в технических системах» в виде описания порядка расчёта динамики переходов внутри совокупности термодимических датчиков с учётом теоретически описанной модели оценки готовности датчиков, установленных вокруг наружных технологических установок объекта нефтеперерабатывающего завода (НПЗ), а также в виде учебно-методических указаний к нескольким лабораторным работам.

Использование результатов диссертационного исследования позволяет изучить в рамках учебного процесса проблему оценки реальной пожаровзрывоопасной обстановки на объекте НПЗ лицом, принимающим решение (ЛПР). Разработанное программное обеспечение позволит в учебном процессе на практике оценить характер передачи детальной информации ЛПР о состоянии и готовности газосигнализаторов к применению с учётом предотвращения перехода их в предаварийные режимы, вызванные влиянием внешних факторов, что позволит научиться оперативно принимать решения для приведения их в готовность при эксплуатации автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП).

Ценность полученных научных результатов заключается в развитии научных представлений об использовании, обслуживании уже известных датчиков и газосигнализаторов в реальных условиях обстановки на объектах НПЗ с учётом накопленного опыта их эксплуатации. Предложенный алгоритм управления диагностическими мероприятиями для подтверждения готовности газосигнализаторов может быть использован при научном исследовании проблем технического обслуживания различных приборов нижнего уровня информирования АСУТП.

Председатель комиссии:


 Кошелев В.Н.

Члены комиссии:


 Душин А.В.


 Барашкин Р.Л.