

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого  
Президента России Б. Н. Ельцина»



На правах рукописи

**Мироненко Ярослав Владимирович**

**СИСТЕМА МНОГОПАРАМЕТРИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ И  
ДИАГНОСТИКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ  
КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК ПРЕДПРИЯТИЙ  
НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

2.2.8. Методы и приборы контроля и диагностики материалов, изделий,  
веществ и природной среды

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
кандидат технических наук, доцент  
Хальясмаа Александра Ильмаровна

Казань – 2026

**ОГЛАВЛЕНИЕ**

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>5</b>
<b>1. УПРАВЛЕНИЕ ЖИЗНЕННЫМ ЦИКЛОМ ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК .....</b>	<b>14</b>
1.1. Сведения о состоянии электрооборудования в нефтегазоперерабатывающей промышленности Российской Федерации.....	14
1.2. Управление жизненным циклом электрооборудования .....	19
1.3. Использование данных технической диагностики для контроля и диагностики состояния электрооборудования.....	22
1.4. Обработка данных для контроля и диагностики состояния.....	33
1.5. Текущее состояние управления жизненным циклом электроприводных компрессорных установок предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности Российской Федерации.....	38
Выводы по главе 1.....	45
<b>2. АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ КОНТРОЛЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК .....</b>	<b>46</b>
2.1. Анализ параметров, характеризующих рабочую среду.....	48
2.2. Анализ параметров энергоэффективности.....	50
2.3. Анализ ресурсных параметров .....	54
2.4. Анализ диагностических параметров, характеризующих вибрацию ..	56
2.5. Анализ температурных диагностических параметров.....	60
2.6. Анализ прочих диагностических параметров.....	63

2.7. Методика выбора параметров к использованию в системе многопараметрического контроля и диагностики технического состояния и электроприводных компрессорных установок.....	68
Выводы по главе 2.....	71
<b>3. РАЗРАБОТКА СТРУКТУРЫ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИИ.....</b>	<b>74</b>
3.1. Функциональные требования к системе контроля и диагностики технического состояния .....	74
3.2. Исходные данные для функционирования системы контроля и диагностики технического состояния.....	78
3.3. Архитектура системы .....	86
3.4. Функциональные требования к модулю производственного контроля в составе информационно-аналитической системы.....	93
Выводы по главе 3.....	98
<b>4. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕКУЩЕГО И ПРОГНОЗНОГО СОСТОЯНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ .....</b>	<b>100</b>
4.1. Определение текущего состояния компрессорной установки с использованием информационно-аналитической системы.....	100
4.2. Алгоритм решения задачи классификации состояния компрессорных установок .....	111
4.3. Предиктивная диагностика состояния компрессорных установок с помощью информационно-аналитической системой.....	119
4.4. Алгоритм предиктивной диагностики состояния компрессорных установок .....	123
4.5. Алгоритм решения задачи регрессии временных рядов диагностических параметров компрессорных установок.....	130

4.6. Алгоритм оценки достаточности точности определения технического состояния компрессорных установок .....	138
Выводы по главе 4.....	140
<b>5. РЕЗУЛЬТАТЫ АПРОБАЦИИ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НА ДЕЙСТВУЮЩИХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВКАХ.....</b>	<b>143</b>
5.1. Интеграция информационно-аналитической системы в действующий бизнес-процесс .....	143
5.2. Описание входных параметров для информационно-аналитической системы .....	151
5.3. Формирование рекомендаций к управлению жизненным циклом по результатам работы системы .....	163
5.4. Результаты интеграции информационно-аналитической системы в производственный контур.....	170
Выводы по главе 5.....	177
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>179</b>
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ .....</b>	<b>181</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>186</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А АКТЫ О ВНЕДРЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ.....</b>	<b>197</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б ПАТЕНТ НА ИЗОБРЕТЕНИЕ .....</b>	<b>199</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ .....</b>	<b>200</b>

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность темы исследования и степень ее разработанности.**

Эффективное и надежное функционирование предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности в значительной степени обеспечивается безаварийной работой компрессорных установок. Компрессорная установка представляет собой агрегат в максимальной заводской готовности, объединяющий газовый компрессор и привод с целью минимизации капитальных затрат на строительство, сроков монтажа и отладки, удобства транспортировки, исключения выявления на месте установки нестыковок между отдельными ее составляющими.

Компрессорные установки в нефтегазоперерабатывающей промышленности применяются в процессах сжатия: углеводородных газов в установках первичной переработки и подготовки газа; водородосодержащего газа для процессов гидроочистки, гидрокрекинга, изомеризации в комплексах глубокой переработки; азота и воздуха в блоках крекинга, получения серы и прочих.

В качестве привода в компрессорных установках могут использоваться электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания, газовые и паровые турбины. В отличие от газотранспортных предприятий, где доля электроприводных компрессорных установок невелика и составляет менее 15 %, на предприятиях нефтегазоперерабатывающей промышленности общее количество электроприводных компрессорных установок превышает 80 % от общего числа используемых. Электроприводные компрессорные установки отличаются большей эффективностью и экологичностью. В компрессорных установках, как правило, используются синхронные мощностью от 4000 кВт и асинхронные мощностью до 4500 кВт двигатели напряжением 6-10 кВ.

Оборудование компрессорных установок функционирует в условиях непрерывного потока воздействий разнообразных факторов, как внешних, так и внутренних, под действием которых в соответствии с базовыми физическими законами изменяются его характеристики и свойства.

Изменение этих свойств и, как следствие, работоспособности компрессорных установок, в условиях названных процессов составляют конечное множество состояний и режимов, которое представляет собой жизненный цикл.

Около 50 % отказов в работе электроприводных компрессорных установок связано со старением и пробоем изоляции. Более 70 % электродвигателей 6–10 кВ в составе комплексов глубокой переработки нефтегазоперерабатывающей промышленности имеет срок службы более 20 лет, значительная часть – более 30–40 лет. Износ оборудования внешнего электроснабжения уровня напряжения 6–10 кВ составляет в среднем 50 % для подстанционного оборудования (трансформаторов, выключателей, распределительных устройств) и 60 % – для линий электропередачи.

Тенденция к увеличению доли выработавших ресурс компрессорных установок в условиях сокращения затрат на модернизацию фондов и невозможности их оперативной замены требует принятия мер по продлению сроков их эксплуатации. В этих условиях обслуживание и ремонт компрессорных установок направлены на поддержание их параметров и характеристик на уровне работоспособности, минимально достаточном для обеспечения нормативной надежности, экономичности, безопасности и качества.

Начиная с 2017 года Президентом и Правительством Российской Федерации были обозначены цели ведомственных проектов по развитию энергетики, которые формируют риск-ориентированный подход к управлению жизненным циклом оборудования; отказ от политики планово-предупредительного ремонта; создание систем, основанных на идентификации и прогнозировании текущего состояния и эксплуатационного ресурса оборудования, управления жизненным циклом. Мероприятия в рамках данной системы должны носить опережающий характер по отношению к моментам перехода оборудования в предельное состояние, характеризующее в соответствии с ГОСТ Р 27.102–2021 объект, дальнейшая эксплуатация которого недопустима или нецелесообразна, а также

предупреждения возможных аварийных ситуаций за счет обеспечения выбора и принятия своевременного и обоснованного решения по введению воздействий ремонтной направленности.

Создание системы контроля, диагностики и прогнозирования технического состояния компрессорных установок требует нового подхода к сбору и обработке данных, позволяющего анализировать поступающую информацию, исследовать работоспособность и качество функционирования компрессорных установок, изучать и устанавливать признаки неисправностей отдельных элементов, прогнозировать развитие аварийных ситуаций и давать рекомендации по применению управляющих воздействий. Для обработки большого объема данных онлайн-мониторинга перспективным является использование информационно-аналитических систем (ИАС).

Все факторы, обозначенные выше – состояние фондов электрооборудования, цели государственных программ и ведомственных проектов, цифровая трансформация отрасли, а также отсутствие на рынке отвечающих задачам отрасли продуктов определяют актуальность создания систем контроля и диагностики технического состояния компрессорных установок.

Анализ состояния электроприводных компрессорных установок представлен как в отечественной, так и зарубежной литературе. В России данным вопросом занимаются: Б.Ю. Васильев, М.Н. Сугутин, А.Ф. Пужайло, Е.А. Гаврилюк, С.А. Манцеров, А.А. Горбань, Е.С. Шелихов, Э.Л. Греков, М.Б. Милехин, В.Б. Иванов, Г.Б. Онищенко, А.Г. Ишков, Г.А. Хворов, М.В. Юмашев и другие. Мировой опыт эксплуатации электроприводных компрессорных установок отражен в рекомендациях стандартов: IEEE 841, IEEE 1068, IEEE 303, API STD 617, API STD 684, API STD 546 [1–6]. Необходимо отметить, что широкое применение международного опыта сдерживается недостаточной нормативной проработкой в Российской Федерации риск-ориентированного подхода к

управлению производственными фондами, особенностями эксплуатации электрооборудования, получения технологических данных на данном этапе жизненного цикла и применения на других.

### **Методология и методы исследования**

**Объект исследования** – электроприводные компрессорные установки предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности.

**Предмет исследования** – параметры контроля технического состояния электроприводных компрессорных установок и методы их диагностики по данным, регистрируемым средствами измерений в системах онлайн-мониторинга.

**Цель работы** – повышение достоверности оценки технического состояния электроприводных компрессорных установок нефтегазоперерабатывающей промышленности на основе данных онлайн-мониторинга за счет разработки алгоритмического и программного обеспечения интеллектуальной системы многопараметрического контроля и диагностики.

### **Для достижения цели в работе поставлены следующие задачи:**

1. Провести анализ существующих методов и средств контроля и диагностики технического состояния электроприводных компрессорных установок предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности для выявления их особенностей и ограничений.

2. Разработать подход к определению информативных параметров, характеризующих динамику технического состояния электроприводных компрессорных установок с учетом метрологических характеристик средств измерений и оптимизацией объема анализируемых данных.

3. Разработать алгоритмическое обеспечение многопараметрического контроля, диагностики и прогнозирования технического состояния электроприводных компрессорных установок на основе данных онлайн-мониторинга, отражающих динамику параметров оборудования для

повышения достоверности оценки технического состояния без расширения состава средств измерений.

4. Разработать программное обеспечение интеллектуальной аналитической системы многопараметрического контроля и диагностики технического состояния электроприводных компрессорных установок, обеспечивающее интеграцию разработанных алгоритмов с действующими средствами измерений и информационными системами предприятий.

5. Провести апробацию разработанного алгоритмического и программного обеспечения на действующих объектах предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности и оценить достоверность результатов контроля и диагностики.

#### **Методы исследования**

При выполнении исследований применялись методы математического и статистического моделирования, методы интеллектуальной обработки данных, включая ансамблевые алгоритмы машинного обучения и нейронные сети. Для оценки точности и достоверности результатов использовались положения теории неопределенностей измерений в соответствии с ГОСТ 34100.3.1–2017 и критерии эффективности диагностических систем, регламентированные ISO 13379-1:2012. Реализация алгоритмов выполнена на языке программирования Python.

#### **Основные положения, выносимые на защиту:**

1. Подход к определению информативных параметров для многопараметрического контроля и диагностики технического состояния электроприводных компрессорных установок, учитывающий метрологические характеристики средств измерений и рациональный объем анализируемых данных.

2. Алгоритм классификации технического состояния электроприводных компрессорных установок, реализующий комбинацию продукционных правил и ансамблевой модели машинного обучения, учитывающий эксплуатационные параметры оборудования и

обеспечивающий классификацию текущего состояния по данным онлайн-мониторинга с точностью 87 % по критерию гармонического среднего.

3. Алгоритм прогнозирования технического состояния электроприводных компрессорных установок, основанный на многослойной нейронной сети, учитывающий технологическую загрузку оборудования и обеспечивающий повышение прогнозирование диагностических параметров с относительной ошибкой от 9 % до 23 %.

4. Архитектура интеллектуальной аналитической системы многопараметрического контроля и диагностики технического состояния электроприводных компрессорных установок, обеспечивающая интеграцию разработанных алгоритмов с действующими средствами измерений и информационными системами предприятий.

**Теоретическая значимость** заключается в развитии теоретических основ многопараметрического контроля и диагностики технического состояния электроприводных компрессорных установок, а также в обосновании подходов к использованию данных онлайн-мониторинга и метрологических характеристик средств измерений для построения достоверных моделей оценки и прогнозирования состояния оборудования.

**Практическая значимость** работы заключается в повышении эффективности многопараметрического контроля и диагностики технического состояния электроприводных компрессорных установок предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности за счет применения разработанных алгоритмов и архитектуры интеллектуальной аналитической системы, обеспечивающих достоверную оценку текущего и прогнозного состояния оборудования без расширения состава средств измерений.

**Обоснованность и достоверность выводов и результатов** диссертации подтверждается корректным применением методов математического моделирования, статистического анализа и интеллектуальной обработки данных. Полученные теоретические результаты

согласуются с данными онлайн-мониторинга действующих электроприводных компрессорных установок. Достоверность экспериментальных данных обеспечивается метрологической состоятельностью используемых средств измерений, соответствием результатов нормативным требованиям ГОСТ 34100.3.1–2017 и ISO 13379-1:2012, а также практической апробацией разработанных алгоритмов и системы.

**Научная новизна** работы состоит в следующем:

1. Обоснован подход к определению информативных параметров для многопараметрического контроля и диагностики технического состояния электроприводных компрессорных установок, обеспечивающий учет метрологических характеристик средств измерений и рациональный объем анализируемых данных.

2. Разработан алгоритм классификации технического состояния электроприводных компрессорных установок, основанный на комбинации продукционных правил и ансамблевой модели машинного обучения, обеспечивающий оценку текущего состояния оборудования с точностью 87 % по критерию гармонического среднего (F1-мера) по данным онлайн-мониторинга.

3. Разработан алгоритм прогнозирования технического состояния электроприводных компрессорных установок, реализованный на основе многослойной нейронной сети, учитывающий технологическую загрузку оборудования и обеспечивающий прогнозирование диагностических параметров с относительной ошибкой от 9 % до 23 %.

4. Предложена архитектура интеллектуальной аналитической системы многопараметрического контроля и диагностики технического состояния электроприводных компрессорных установок, обеспечивающая интеграцию разработанных алгоритмов с действующими средствами измерений и информационными системами предприятий.

**Диссертационная работа соответствует следующим пунктам паспорта специальности 2.2.8. Методы и приборы контроля и диагностики материалов, изделий, веществ и природной среды:** п. 1 «Научное обоснование новых и совершенствование существующих методов, аппаратных средств и технологий контроля, диагностики материалов, изделий, веществ и природной среды, способствующее повышению надежности изделий и экологической безопасности окружающей среды»; п. 6 «Разработка математических моделей, алгоритмического и программно-технического обеспечения обработки результатов регистрации сигналов в приборах и средствах контроля и диагностики с целью автоматизации контроля и диагностики, подготовки их для внедрения в цифровые информационные технологии»; п. 7 «Автоматизация технологий, приборов контроля и средств диагностирования, способствующая снижению трудоемкости, увеличению оперативности и достоверности оценки эксплуатационного ресурса изделий, повышению уровня экологической безопасности окружающей среды».

### **Реализация результатов работы**

Результаты диссертационной работы внедрены в деятельность ООО «СтройЭнергоСистемы ДВ» (г. Хабаровск) и ООО «РСМ-системы» (г. Москва), что подтверждается актами внедрения, в которых отмечена достоверность, информативность и удобство использования разработанных алгоритмов и программных решений. Разработанные алгоритмы, архитектура и программное обеспечение интеллектуальной аналитической системы контроля и диагностики технического состояния электроприводных компрессорных установок применяются при техническом сопровождении энергетического оборудования предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности, обеспечивая повышение достоверности диагностики и прогнозирования состояния оборудования.

**Апробация работы.** Положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на 5 международных и всероссийских

научных конференциях: V Международная научно-техническая конференция «Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности», 2021 (Чебоксары, Россия); XIII Всероссийская научно-техническая конференция «Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике», 2022 (Чебоксары, Россия); VI Международная научно-техническая конференция «Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности», 2022 (Чебоксары, Россия); International Conference of Young Specialists on Micro/Nanotechnologies and Electron Devices, EDM, 2023 (Республика Алтай, Россия); Belarusian-Ural-Siberian Smart Energy Conference (BUSSEC), 2023 (Екатеринбург, Россия); 2024 International Ural Conference on Electrical Power Engineering (UralCon) 2024 (Магнитогорск, Россия).

**Публикации.** Основные результаты по теме диссертации изложены в 13 научных статьях, 4 из которых опубликованы в рецензируемых научных изданиях, определенных ВАК РФ, 2 входящие в международную базу цитирования SCOPUS. Также по результатам работы был получен 1 патент РФ на изобретение и 1 свидетельство о регистрации программы для ЭВМ.

**Структура и объем работы.** Диссертационная работа включает в себя введение, пять глав, заключение, список сокращений и условных обозначений, список литературы, состоящий из 99 библиографических ссылок и три приложения. Общий объем работы составляет 200 страниц, в том числе 22 таблицы, 21 рисунок.

# 1. УПРАВЛЕНИЕ ЖИЗНЕННЫМ ЦИКЛОМ ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК

*Результаты главы 1 опубликованы в работах автора [A3], [A4], [A5], [A8], [A12], [A13].*

## 1.1. Сведения о состоянии электрооборудования в нефтегазоперерабатывающей промышленности Российской Федерации

Общий уровень износа основных фондов, в том числе электрооборудования (ЭО), для промышленных предприятий составил в 2019 году свыше 48%. Степень износа основных фондов в России на протяжении рассматриваемого периода в последние 10 лет остается в пределах 50 %. Если построить линию тренда, то можно сделать вывод, что в ближайшие 10 лет износ превысит 50 % [7].

В промышленности по данным российского статистического ежегодника в 2018 году доля ЭО с полным физическим износом составила 27,8 % и имеет тенденцию к увеличению [7].

Использование выработавшего ресурс оборудования с ухудшенными эксплуатационными характеристиками многократно увеличивает риски отказов, которые могут быть весьма значительны и существенно превышать стоимость замены ЭО, поскольку обусловлены не только затратами на его восстановление, но и длительными простоями, внеплановой остановкой производства, а также ущербом от перебоев в поставках энергоносителя и ликвидации последствий экологического загрязнения.

Анализ опыта эксплуатации ЭО показывает, что с течением времени ввиду непрерывного воздействия внешних факторов, старения и постепенного ухудшения состояния оборудования возрастает число его отказов. Чем больше срок эксплуатации оборудования, тем выше вероятность отказа. В соответствии с Рисунком 1.1 в качестве примера

представлены данные анализа зависимости удельной аварийности от уровня износа основных фондов для ряда сетевых компаний в составе ПАО «Россети» в 2013 – 2015 гг. [8].

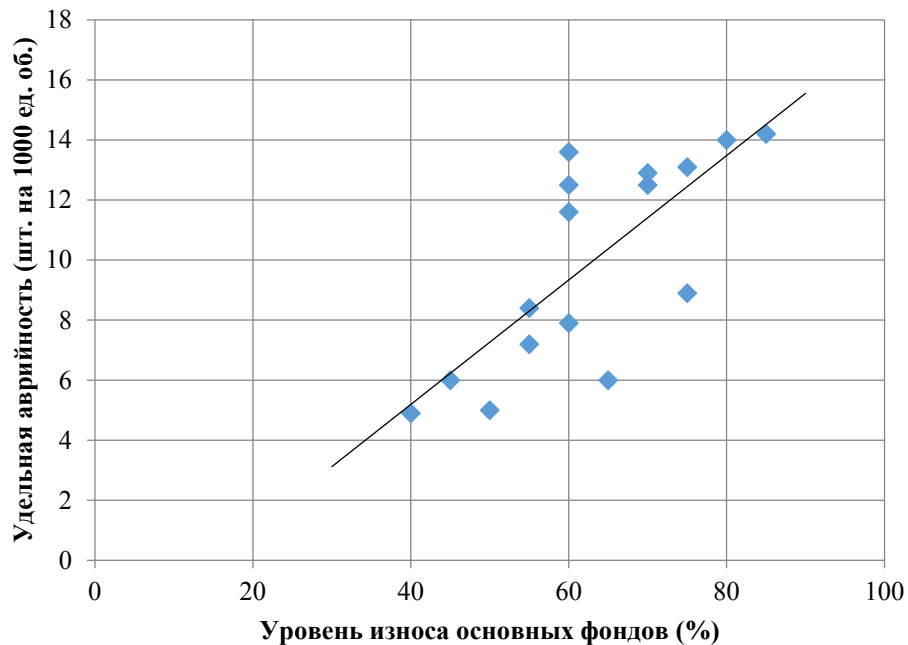


Рисунок 1.1 – Данные анализа зависимости удельной аварийности от износа основных фондов в электросетевом хозяйстве

В промышленности в части асинхронных машин в подавляющем большинстве случаев (85-95%) отказы двигателей мощностью свыше 5 кВт происходят из-за повреждения изоляции обмоток и распределяются следующим образом:

- межвитковые замыкания – 93%;
- пробой межфазной изоляции – 5%;
- пробой пазовой изоляции – 2%.

Определенная существенная доля отказов (5–8%) приходится на подшипниковый узел [9].

Для синхронных машин наиболее слабым узлом является изоляция статора. На изоляцию обмотки статора приходится 2,26 % отказов (турбогенераторы) и 3,67 % (гидрогенераторы). Отказ синхронных машин

из-за повреждения обмотки статора, как правило, также происходит в результате пробоя изоляции. Механические повреждения ротора происходят реже, чем повреждения неподвижных частей машины, приводят к тяжелым авариями, и в большинстве случаев (30–40%) вызывается повреждениями и неисправностями токопроводов и токосъемных узлов [10].

Необходимо отметить, что в связи с общей экономической ситуацией часто наблюдаются периоды сокращения объема модернизации и замены ЭО, а темпы ежегодного прироста изношенного электрооборудования по отношению к общему количеству оцениваются в 2–6% [11]. Таким образом, в обозначенных условиях только в очень отдаленной перспективе можно говорить об изменении ситуации с нарастающим износом ЭО [12].

Текущее состояние энергетики России вынуждает принимать меры по увеличению сроков эксплуатации самого разного ЭО [13], как правило, уже выработавшего свой ресурс. Данная ситуация нашла свое отражение в различных документах, регламентирующих деятельность организаций, занимающихся эксплуатацией ЭО. Так стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации среди прочих ставит перед эксплуатирующими компаниями комплекс следующих задач: обеспечение надежности и качества энергоснабжения потребителей, в том числе предотвращение аварий и экономических потерь для отраслей народного хозяйства; повышение эффективности управления, включая снижение операционных и инвестиционных издержек при одновременном повышении доходности акционерного капитала.

Аналогичные цели нашли свое отражение в программах многих энергетических компаний.

Таким образом, органами исполнительной власти формируется направленность эксплуатации ЭО на поддержание его параметров и характеристик на уровне работоспособности, фактически минимально достаточном для выполнения функций при обеспечении нормативного

(допустимого) уровня надежности, экономичности, безопасности и качества в обозначенных условиях старения парка.

Следующим шагом, определяющим конкретные шаги по достижению заявленных целей, стало формирование Министерством Энергетики Российской Федерации в 2017 год ведомственного проекта «Цифровая энергетика». В 2018 году созданная на его основе программа цифровой трансформации электроэнергетики была обозначена Президентом Российской Федерации как одно из приоритетных направлений развития. В рамках данного проекта закреплён окончательный переход к риск-ориентированному управлению единой энергосистемой (ЕЭС) в целом и ЭО в частности, а также закреплены следующие ключевые показатели достижения заявленных целей [14]: снижение продолжительности перерывов электроснабжения и средней частоты технологических нарушений (SAIDI/SAIFI) на 5%; повышение уровня технического состояния производственных фондов электроэнергетики для объектов на 5% без повышения затрат на поддержание технического состояния; снижение на 20% аварийности на объектах электроэнергетики, связанной с техническим состоянием производственных фондов.

Аналогичные проекты по цифровой трансформации контроля электрооборудования производственных фондов запускают крупнейшие производственные компании Российской Федерации [15].

Переход к риск-ориентированному управлению тесно связан с построением эффективной системы ремонтов и ее реализацией в течение всего эксплуатационного срока оборудования. Мероприятия в рамках данной системы должны носить опережающий характер по отношению к моментам перехода ЭО в критическое состояние, тем самым предупреждая возможные аварийные ситуации, что не может быть обеспечено превалирующей на объектах системой планово-предупредительного ремонта.

Системы, основанные на идентификации и прогнозировании текущего состояния и эксплуатационного ресурса оборудования, обеспечивают выбор

и принятие своевременного и обоснованного решения по введению воздействий ремонтной направленности, что эффективно в краткосрочной перспективе и формирует более взвешенную позицию по затратным позициям по реконструкции и обновлению электрических сетей.

Таким образом, техническое обслуживание по фактическому состоянию в рамках риск-ориентированного управления представляется наиболее эффективным и, можно говорить, безальтернативным способом сохранения эффективного функционирования ЭО.

Для организации такого обслуживания необходимы средства, позволяющие оценить состояние объекта на данный момент, проследить изменение состояния за последнее время и спрогнозировать его на ближайшее будущее в условиях следующих сложившихся ограничений, каждое из которых вытекает из предыдущего: ручной сбор информации о состоянии ЭО; отсутствие систем мониторинга в режиме реального времени; использование устаревших методики контроля состояния ЭО; недостаточный уровень контроля и диагностики ЭО; несвоевременное принятие мер по устранению дефектов ЭО.

В соответствии с федеральным проектом «Цифровая энергетика», данная задача должна быть решена с помощью программных продуктов, которые посредством анализа диагностической информации, позволят спрогнозировать развитие аварийных ситуаций. В свою очередь оценка последствий и применение предупреждающих мероприятий позволит достичь заявленных ключевых показателей вроде повышения уровня технического состояния производственных фондов электроэнергетики и снижения аварийности на объектах электроэнергетики, связанной с техническим состоянием производственных фондов без повышения затрат на поддержание технического состояния.

Как следует из заявленной программы, речь не идет о совершенствовании способов получения диагностической информации. Технические характеристики измерительных приборов и оборудования для

мониторинга диагностических параметров достаточны для решения поставленных задач. Драйвером для достижения ключевых показателей становятся системы анализа и обработки данных диагностического мониторинга, т.е. меняется подход к интерпретации измеренных и зафиксированных значений. В электроэнергетике активно начинает применяться термин жизненного цикла ЭО и формируется представление об управлении им.

## **1.2. Управление жизненным циклом электрооборудования**

Электрооборудование функционирует в условиях непрерывного потока воздействий самых разных факторов окружающей среды, под воздействием которых в соответствии с базовыми физическими законами изменяются его характеристики и свойства [16]. Эти факторы воздействия прямо формируют физический и косвенно моральный износ – ЭО перестает надлежащим образом осуществлять требуемые функции и отвечать новым требованиям [17].

Изменения работоспособности ЭО при его создании, использовании (эксплуатации) и ликвидации в условиях названных разнонаправленных процессов составляют конечное множество состояний и режимов, которое называют жизненным циклом [18, 19]. Определение жизненного цикла в электроэнергетике сформулировано в стандарте ISO/IEC 15288:2008 как «эволюция системы, продукта, услуги или иной созданной человеком сущности от замысла и до изъятия из обращения».

Оборудование функционирует в условиях непрерывного потока воздействий самых разных факторов, под действием которых в соответствии с базовыми физическими законами изменяются его характеристики и свойства [20]. Изменение этих свойств и, как следствие работоспособности оборудования при его создании, использовании (эксплуатации) и ликвидации в условиях названных разнонаправленных процессов составляют конечное

множество состояний и режимов, которое и проставляет собой жизненный цикл [18, 19].

Система многопараметрического контроля и диагностики технического состояния, используемая для управления жизненным циклом, представляет собой информационно-аналитическую экспертную систему (ИАС) по управлению ЭО на всех этапах цикла на основе данных по его текущему техническому состоянию в рамках бизнес-модели организации. Использование подобной системы для решения задач идентификации текущего технического состояния оборудования и продления срока его эксплуатации (определение дефектов, неисправностей и оптимизации управляющих воздействий) позволяет осуществить техническое диагностирование состояния и получить его относительно точную оценку. Минус подобных систем заключается в ограничениях на возможности эффективного и экономически обоснованного применения для других видов оборудования организации, а также в отсутствии учета взаимного влияния оборудования в составе объекта [13].

Использование системы как инструмента для управления производственными активами позволит координировать деятельность по нахождению баланса между затратами, соблюдением нормативных требований к активам, перспективам развития предприятия, с одной стороны, и рисками обеспечения производственного процесса и требований регулирующих органов, с другой стороны [13], и таким образом, оптимизировать дорогостоящие процессы ремонтов и обслуживания без увеличения рисков остановки производства [21].

В Таблице 1.1 представлена краткая информация по функциональному назначению системы управления жизненным циклом. Для обеспечения системой целей внедрения, таким образом необходимо реализовать следующие задачи: обеспечить автоматизированный сбор данных измерительных систем; осуществлять анализ полученной информации для контроля и диагностики текущего состояния объекта; обеспечить экспертную

систему поддержки принятия решений и выдачи рекомендаций на основе произведенного контроля и диагностики текущего состояния объекта.

Таблица 1.1 – Функциональные характеристики системы управления жизненным циклом

Управляющее воздействие	Сбор данных
<b>Этап 1.</b> Проектные и конструкторские работы	
Изменение проектной и технической документации на основе рекомендаций, полученных в ходе эксплуатации	Заявленные технические характеристики, нормативные ограничения
<b>Этап 2.</b> Производство и монтаж оборудования ЭО	
Изменение производства элементов и ЭО в целом по результатам корректировки проекта и рекомендаций, полученных в ходе эксплуатации	Данные о заводских испытаниях, данные об опытной эксплуатации, технические характеристики
<b>Этап 3.</b> Эксплуатация ЭО	
Определение текущего состояния элементов ЭО, изменение стратегии технического обслуживания и ремонта, рекомендации для изменения проектной и конструкторской документации, рекомендации для производства и монтажа ЭО, принятие решения по ликвидации	Данные диагностического мониторинга, данные о проведенных испытаниях, данные о режимах работы, данные об условиях эксплуатации
<b>Этап 4.</b> Ликвидация	
-	Данные об остаточном ресурсе отдельных элементов ЭО

Обеспечение полного функционала в автоматизированном виде является сложной технической задачей, которая требует интеграции систем управления бизнес-процессов между несколькими организациями (конструкторскими и эксплуатирующими организациями, заводами-изготовителями), а также наличия заполненной базы знаний для работы системы. На первоначальном этапе достаточно обеспечить автоматизированный сбор данных диагностического мониторинга и сведений

об условиях эксплуатации на соответствующем этапе жизненного цикла (остальная информация может заноситься в систему в ручном режиме), и создать алгоритм контроля и диагностики текущего состояния объекта. Система поддержки принятия решений, для управления активами, может быть реализована в простейшем производственном виде. Внедрение даже такой сравнительно простой системы позволит существенно оптимизировать затраты на этапе эксплуатации [A1, A2].

При условии, что в составе ЭО присутствует в том или ином виде система мониторинга диагностических параметров и условий эксплуатации (как технологических, так и окружающей среды), основной становится задача создания алгоритма контроля и диагностики текущего и прогнозного состояния ЭО.

### **1.3. Использование данных технической диагностики для контроля и диагностики состояния электрооборудования**

В обозначенных формулировках описанные ранее стратегии управления ЭО определяют основную задачу эксплуатации, как управление жизненным циклом, т.е. обеспечение минимизации издержек при обеспечении заданного уровня надежности функционирования ЭО при выполнении возложенных на нее функций с заданными техническими параметрами на выбранном интервале времени. Под надежностью понимается свойство оборудования сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения. Управление жизненным циклом на этапе эксплуатации осуществляется по техническому состоянию ЭО. Решение задачи по контролю и диагностике технического состояния ЭО требует введения термина техническая диагностика.

Техническая диагностика (с греч. «распознавание») – это аппарат мероприятий, который позволяет изучать и устанавливать признаки неисправности (работоспособности) оборудования, устанавливать методы и средства, при помощи которых дается заключение (ставится диагноз) о наличии (отсутствии) неисправности (дефекта) [13]. Согласно ГОСТ 20911–89, техническая диагностика определяется как «область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов».

Техническая диагностика (ТД) относится к наиболее интенсивно развивающимся, перспективным и наукоемким направлениям в энергетике. Ее актуальность, как отмечалось ранее, определяется стремительным нарастанием количества оборудования, отработавшего свой ресурс. ТД становится главным инструментом риск-ориентированного подхода и процессов управления жизненным циклом для обоснованного продления срока жизни устаревшего ЭО, предупреждения аварий и снижения затрат на ремонты.

Основной целью ТД является в первую очередь распознавание состояния технической системы в условиях ограниченной информации, и как следствие, повышение надежности и анализ остаточного ресурса системы (оборудования).

ЭО представляет собой сложную систему взаимодействующих элементов (деталей и узлов). Их влияние на возможный выход объекта из нормального режима функционирования различно, а количество элементов может быть довольно большим, поэтому при осуществлении ТД на первом этапе важно выделить те элементы, которые оказывают наибольшее влияние на правильность функционирования объекта [22]. Для определения набора подлежащих диагностированию элементов ЭО используют результаты анализа количества и причин отказов в процессе эксплуатации. Ранее отмечалось, что наиболее подверженной износу и аварийности частью ЭО, по статистике, является изоляция. На ЭО непрерывно воздействуют

электрические, тепловые, механические и другие нагрузки. Они вызывают в изоляции сложные процессы, следствием которых является постепенное ухудшение свойств изоляции, именуемое старением. Как правило, изменения свойств изоляции носят необратимый характер и завершаются пробоем. Для вращающихся машин также проблемным элементом является подшипниковый узел.

После определения функциональных узлов осуществляется выбор параметров технической диагностики, которые выбираются исходя из физического смысла процессов, происходящих в элементе. Так изменение свойств изоляции в процессе эксплуатации происходит за счет передачи ей различных видов энергии.

В соответствии с этим различают электрическое, тепловое и механическое старение изоляции. Кроме того, старение изоляции может быть обусловлено проникновением в нее загрязнений и влаги из окружающей среды. Старение обуславливает изменение исходных электрических, механических и химических свойств материалов – снижение электрической прочности и механических характеристик.

Электрическое старение может происходить при напряженностях электрического поля во много раз меньше (в 5–20 раз) пробивных напряжений. С увеличением напряжения, приложенного к изоляции, темпы электрического старения возрастают, а срок службы соответственно уменьшается. При длительных сроках эксплуатации основной причиной электрического старения являются частичные разряды (ЧР). Они представляют собой локальные пробои ослабленных участков изоляции высокого напряжения. Такими ослабленными или дефектными участками являются газовые включения [23]. В процессе эксплуатации газовые включения могут возникнуть вследствие растрескивания или расслоения изоляции от механических нагрузок и вибрации либо разложения диэлектрика с выделением газов, например, при сильном нагреве [24]. Хотя энергия, рассеиваемая при единичном ЧР, невелика, однако многократное

повторение ЧР постепенно приводит к разрушению диэлектрика. Скорость разрушения зависит от того, как часто повторяются ЧР, и какая энергия рассеивается при каждом единичном ЧР. Следует иметь в виду, что увлажнение и нагрев изоляции могут привести к резкому росту числа ЧР и темпов электрического старения [25]. Соответственно снижается на несколько порядков, и срок службы.

Потери мощности, неизбежно возникающие в процессе преобразования параметров электрической энергии, вызывают нагревание отдельных конструктивных деталей ЭО. Нагрев определяет и скорость теплового старения изоляции. При рабочих температурах (90–180 °С) в изоляционных материалах возникают или резко ускоряются химические реакции, которые изменяют структуру материалов и вызывают ухудшение свойств всей изоляции. Эти процессы именуют тепловым старением изоляции.

ЭО в процессе эксплуатации обычно подвергается значительным статическим и динамическим ударным механическим нагрузкам. Под действием этих механических нагрузок (растяжение, сжатие, изгиб, вибрация и т.п.) в отдельных деталях и изоляции образуются микротрещины, которые постепенно увеличиваются. Когда количество и размеры микротрещин достигают некоторых критических значений, наступает механическое разрушение материала. Однако в отношении диэлектриков кроме механического разрушения наличие микротрещин приводит к его преждевременному пробояю.

В процессе эксплуатации во внутренней изоляции ЭО может появляться влага. Она может попадать туда из окружающего воздуха или образовываться в самой изоляции в результате термоокислительных процессов. Вследствие этого снижается напряжение теплового пробоя и, кроме того, происходит дополнительный нагрев изоляции, что влечет за собой ускорение темпов теплового старения. Сильное увлажнение может влиять на диэлектрическую проницаемость увлажненных слоев. При

неравномерном увлажнении это может привести к искажению электрического поля в изоляции и снижению пробивного напряжения.

Все описанные процессы формируют пул диагностических параметров ЭО, учитываемых при ТД, значения которых однозначно связаны с техническим состоянием ЭО. Рассматриваемые диагностические параметры характеризуются номинальными значениями и полем допусков, зависимостью номинальных значений от внешней среды (например, токов утечки изоляции от степени ее увлажнения), закономерностями изменения в зависимости от времени эксплуатации, требуемой точностью измерений и т. д.

В рамках технической диагностики происходит сравнение действующих и номинальных значений диагностических параметров, по результатам которого делается вывод о техническом состоянии диагностируемого объекта.

К результатам диагностики можно отнести [22]:

- определение состояния диагностируемого оборудования (контроль и диагностика состояния оборудования);
- выявление вида дефекта, его масштабы, место расположения, причин появления, что служит основой для принятия решения о последующей эксплуатации оборудования (выводе в ремонт, дополнительном обследовании, продолжении эксплуатации и т. п.) или о полной замене оборудования;
- прогноз о сроках последующей эксплуатации – определение остаточного ресурса работы электрооборудования.

Интегральной характеристикой технического состояния оборудования является показатель долговечности – технический ресурс.

Уже отмечалось, что ключевым условием применения технической диагностики является возможность сбора и анализа большого массива данных о состоянии и показателях эксплуатации основного оборудования, что в российских условиях, характеризуемых низким уровнем

наблюдаемости и управляемости, отсутствием собственного производства ряда компонентов, высокой стоимостью заемного финансирования и низкой инвестиционной активностью, представляется достижимым только в случае проведения цифровой трансформации отрасли и развития системы управления производственными активами субъектами электроэнергетики [26].

Рассмотрим более подробно функциональные процессы технической диагностики ЭО в данном аспекте.

Наиболее эффективными с позиций идентификации текущего состояния оборудования и его изменения во времени под воздействием многочисленных факторов являются методы технического диагностирования, обеспечивающие контроль и прогнозирование состояния, поиск места и определение причин отказа. Основным этапом жизненного цикла (ЖЦ) оборудования, на который делается акцент при построении подобной системы, является стадия эксплуатации, которая выступает и как основной этап накопления статистических данных, и как этап испытания, проверки оборудования на возможность соответствовать заданным показателям [16].

Технологически процесс проверки, т.е. техническая диагностика, существует в двух направлениях: диагностика оборудования в отключенном состоянии – тестовая диагностика; диагностика оборудования под рабочим напряжением в процессе его функционирования – функциональная или рабочая диагностика (РД).

При тестовой диагностике на объект подают специально сформированные воздействия – тестовые сигналы и анализируют отклик на них. Например, проводят испытания с использованием напряжения, повышенного по сравнению с рабочим и вызывающего разрушение изоляции в дефектном месте. Поэтому их часто называют разрушающими.

Основная трудность рабочей диагностики состоит в том, что для определения состояния трансформатора под нагрузкой необходимо

устанавливать в его внутреннее пространство различного рода датчики, а это сопряжено с большими сложностями из-за высокого напряжения. К этой группе относятся так называемые неразрушающие испытания, при которых используются малые напряжения и различные косвенные способы контроля и диагностики характеристик изоляции (измерение сопротивления изоляции, тангенса угла диэлектрических потерь, емкости и других параметров). Поэтому их и называют неразрушающими методами контроля (МНК).

Как следует из названия неразрушающий контроль осуществляется не одним, а несколькими методами, классификация которых приводится в ГОСТ 18353–79. Наиболее часто применяются для ЭО следующие методы:

- магнитный;
- электрический;
- вихретоковый;
- радиоволновой;
- тепловой;
- оптический;
- радиационный;
- акустический;
- проникающими веществами (капиллярный и течеискания).

Магнитные методы контроля, согласно ГОСТ 24450–80, основаны на регистрации магнитных полей рассеяния, возникающих над дефектами, или на определении магнитных свойств контролируемых изделий.

Электрические методы контроля, согласно ГОСТ 25315–82, основаны на регистрации параметров электрического поля, взаимодействующего с контрольным объектом, или поля, возникающего в контрольном объекте в результате внешнего воздействия.

По ГОСТ 24289–80, вихретоковый метод контроля основан на анализе взаимодействия внешнего электромагнитного поля с электромагнитным полем вихревых токов, наводимых возбуждающей катушкой в электропроводящем объекте контроля этим полем.

Радиоволновой метод контроля – метод неразрушающего контроля, основанный на анализе взаимодействия электромагнитного излучения радиоволнового диапазона с объектом контроля (ГОСТ 25313–82).

Тепловые методы контроля, согласно ГОСТ 53689–2009, основаны на регистрации тепловых или температурных полей объекта контроля. Визуально-оптические методы контроля, согласно ГОСТ 24521–80, основаны на взаимодействии оптического излучения с объектом контроля.

Радиационные методы контроля основаны на регистрации и анализе проникающего ионизирующего излучения после взаимодействия с контролируемым объектом (ГОСТ 18353–79).

Акустические методы контроля основаны на применении упругих колебаний, возбуждаемых или возникающих в объекте контроля (ГОСТ 23829–85).

Капиллярные методы контроля, согласно ГОСТ 24521–80, основаны на капиллярном проникновении индикаторных жидкостей в полости поверхностных и сквозных несплошностей материала объектов контроля и регистрации образующихся индикаторных следов визуальным способом или с помощью преобразователя.

Информация о нормативной документации по отдельным МНК представлена в Таблице 1.2.

В зависимости от МНК формируется нижний – полевой уровень информационно-измерительной системы. Информация из нижнего уровня представляется с использованием технологий цифровой передачи отправляется на верхний уровень системы, где осуществляется ее обработка с целью использования в алгоритмах управления техническим состоянием электрооборудования.

Таблица 1.2 – Нормативная документация, регламентирующая использование методов неразрушающего контроля

Метод НК	Нормативная документация
Магнитный	ГОСТ 24450–80. Контроль неразрушающий магнитный. Термины и определения
	ГОСТ 21105–87. Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод
	ГОСТ 30415–96. Сталь. Неразрушающий контроль механических свойств и микроструктуры труб. Магнитный метод
	ГОСТ Р 52005–2003. Контроль неразрушающий. Метод магнитной памяти металла. Общие требования
Электрический	ГОСТ 25315–82. Контроль неразрушающий электрический. Термины и определения
Вихретоковый	ГОСТ 24289–80. Контроль неразрушающий вихретоковый. Термины и определения
Радиоволновой	ГОСТ 23480–79. Контроль неразрушающий. Методы радиоволнового вида. Общие требования
Тепловой	ГОСТ 25314–82. Контроль неразрушающий тепловой. Термины и определения
	ГОСТ 25314–82. Контроль неразрушающий. Методы теплового вида. Общие требования
	Объем и нормы испытаний электрооборудования. РД 34.45–51.300–97. РАО «ЕЭС России». М.: ЭНАС, 1998
ИК диагностика	Основные положения метода ИК диагностики электрооборудования и высоковольтных линий. РД 153-34.0-20.363-99
Оптический	ГОСТ 23479–79. Контроль неразрушающий. Методы оптического вида. Общие требования
Радиационный	ГОСТ 20426–82. Контроль неразрушающий. Методы радиационные. Общие требования
	ГОСТ 24034–80. Контроль неразрушающий. радиационный. Термины и определения
Акустический	ГОСТ 20415–82. Контроль неразрушающий. Методы акустические. Общие положения
Проникающими веществами (капиллярный и течеискания)	ГОСТ 18442–80. Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования
	ГОСТ 24522–80. Контроль неразрушающий капиллярный. Термины и определения
	ГОСТ 26182–84. Контроль неразрушающий. Люминесцентный метод течеискания
	ГОСТ 28517–90. Контроль неразрушающий. Масспектрометрический метод течеискания

Информация, получаемая на основе МНК, служит для определения состояние системы, которое в свою очередь описывается совокупностью определяющих ее параметров (признаков), или диагностических

параметрами. На практике обычно используют несколько диагностических параметров одновременно. В различной литературе можно найти разные классификации диагностических параметров, в нашем случае для диагностики электрооборудования мы будем придерживаться типов диагностических параметров, представленных в источнике [27].  
Диагностические параметры подразделяются на три типа.

1. Параметры информационного вида, представляющие объектную характеристику.

2. Параметры, представляющие текущую техническую характеристику элементов (узлов) объекта.

3. Параметры, представляющие собой производные нескольких параметров.

К диагностическим параметрам информационного вида относятся:

- тип объекта;
- время ввода в эксплуатацию и период эксплуатации;
- ремонтные работы, проводимые на объекте;
- технические характеристики объекта, полученные при испытании на

заводе-изготовителе и/или при вводе в эксплуатацию.

Диагностическими параметрами, представляющими текущую техническую характеристику элементов (узлов) объекта, чаще всего являются параметры рабочих (иногда сопутствующих) процессов. К диагностическим параметрам, представляющим собой производные нескольких параметров, относятся, прежде всего, такие как:

- максимальная температура наиболее нагретой точки трансформатора при любой нагрузке;

- динамические характеристики или их производные.

Во многом выбор диагностических параметров зависит от каждого конкретного типа оборудования и метода диагностирования, используемого для этого оборудования.

Для того чтобы не допустить развитие отказа электрооборудования применяется периодический или непрерывный контроль параметров его состояния. Экономическая целесообразность того или иного диагностического метода определяется сравнением затрат на его проведение в сравнении со стоимостью ремонта или замены отбракованных конструкций и величиной ущерба, который был бы причинен при аварии вследствие развития дефекта.

Наиболее дорогостоящими являются разрушающие методы, а также МНК, требующие временного вывода их эксплуатации ЭО. При высокой стоимости испытаний и незначительном ущербе от аварий такой периодический контроль может стать экономически невыгодным и применяться только в соответствии с требованиями техники безопасности. Гораздо более дешевыми являются полностью автоматизированные методы (тепловой, электрический и пр.), использующие простейшие измерительные приборы, работающие в непрерывном режиме и не требующие отключения электрооборудования.

Непрерывный мониторинг формирует многолетнюю статистику, на которую дополнительно накладываются данные событийного характера (плановые и внезапные отключения, проведение мероприятий по ТОиР оборудования) и диагностической направленности (результаты испытаний и данные прочих МНК). Все это содержит неоценимо полезный объем информации, которая может и должна использоваться для определения состояния ЭО, причем как того, в отношении которого данная информация получена, так и однотипного, мониторинг которого ведется в течение меньшего времени.

Вероятностная природа отказов оборудования и скоротечность процессов их развития во времени (внезапные, постепенные), вариативность в выборе диагностических параметров (причем, чем сложнее и ответственнее объект, тем большее количество параметров подлежит одновременному контролю) обуславливает многообразие задач

моделирования и исследования эксплуатационной надежности и нетривиальность подходов и их решению.

Для решения представленной задачи часто используется теория распознавания. Теория распознавания изучает алгоритмы распознавания применительно к задачам диагностики, которые обычно могут рассматриваться как задачи классификации. Алгоритмы распознавания в технической диагностике частично основываются на диагностических моделях, устанавливающих связь между состояниями технической системы и их отображениями в пространстве диагностических сигналов. Таким образом, с одной стороны многообразие данных формирует потенциал развития технологий обработки диагностической информации, а с другой служит технологическим препятствием, так как получение адекватного результата требует обработки гигантских массивов данных. Быстрая обработка большого объема данных требует использования технологий искусственного интеллекта (ИИ). Тем не менее, не смотря на огромный внутренний потенциал, их применение для задач управления процессами в электроэнергетике до последнего времени было ограничено конъюнктурностью спроса и другими приоритетами менеджмента [28], а отнюдь не сложностями технологической реализации.

Изменение парадигмы в рамках цифровой трансформации отрасли служит толчком для начала активного использования методов ИИ в данном направлении. Ниже рассмотрен существующий подход к созданию программных комплексов, которые осуществляют обработку диагностических данных для дальнейшего использования результата при управлении жизненным циклом ЭО.

#### **1.4. Обработка данных для контроля и диагностики состояния**

Обработка данных диагностического мониторинга осуществляется с использованием программных комплексов – информационно-

диагностических систем. В Российской Федерации разработка подобных систем ведется более 30 лет. Основное отличие систем друг от друга заключается в использовании различных математических аппаратов (моделей) для анализа определенных наборов диагностических параметров.

Среди систем, получивших наибольшее распространение, и разработанных независимыми от производителей организациями, выделяются следующие [29]:

- диагностическая система для анализа состояния различных видов электрооборудования («Диагностика +») – разработчик Ивановский государственный энергетический университет;

- корпоративная экспертно-диагностическая и информационная система управления техническим обслуживанием высоковольтного электрооборудования (ЭДИС «Альбатрос») – разработчик Уральский государственный технический университет.

Обе системы в первую очередь ориентированы на маслonaполненное оборудование и в качестве источника данных ориентируются на результаты таких диагностических методов, как хроматографический анализ растворенных в масле газов, физико-химический анализ трансформаторного масла, опыт холостого хода, испытания постоянным током [30]. Системы ориентированы на ручной ввод значений диагностических параметров для их последующей обработки в программном обеспечении. В системах заявлен продукционный подход, который подразумевает сравнение введенных значений параметров, описывающие состояние объекта, с нормативными значениями из базы знаний. В качестве основы базы знаний были использованы отечественные и зарубежные публикации по диагностике оборудования, многолетний опыт работы специалистов-экспертов ряда энергосистем (в первую очередь ОАО Свердловэнерго), научно-исследовательские работы, и нормативные документы.

Рассматриваемые системы являются иерархическими, имеют подсистемы управления доступом к информации на разных уровнях.

Используются встроенные справочные модули. Поддерживаются различные механизмы вывода результатов диагностики: цветовая дифференциация отдельных параметров, отображение на мнемосхемах, отчеты. Обе указанные выше системы также имеют инструменты для распознавания дефектов, а в ЭДИС «Альбатрос» реализована подсистема оценки рисков и допустимости дальнейшей эксплуатации для районов энергосистемы, т.е. фактически система поддержки при управлении жизненным циклом.

Отдельные решения в виде информационно-диагностических систем предлагают производители измерительного и диагностического оборудования. Среди систем, имеющих достаточное количество внедрений:

- автоматизированная система контроля и диагностики трансформатора «НЕВА-АСКДТ» – разработчик НПФ «Энергосоюз»;

- экспертная диагностическая система «PD-Expert» – разработчик ООО «Димрус».

«НЕВА-АСКДТ» представляет собой комплексную систему, которая включает измерительное и вычислительное оборудование, программное обеспечение [31].

Среди контролируемых диагностических параметров: температура верхних и нижних слоев масла трансформатора; температура обмотки трансформатора; уровень масла; влаго- и газосодержание масла ( $H_2$ ,  $H_2O$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_6$ ); давление масла на вводах трансформатора; уровень вибрации трансформатора; состояние различных технологических элементов (газовая защита, предохранительный клапана, РПН и пр.). В случае выхода значений контролируемых параметров за установленные технологические пределы осуществляется сигнализация о неисправности оборудования. «НЕВА-АСКДТ» может в соответствии с результатами диагностического мониторинга осуществлять управление системой охлаждения и работой РПН трансформатора.

Подобная система была реализована НПФ «Энергосоюз» для генераторов и получила название «НЕВА-АСКДТ». Даная система

осуществляет мониторинг по следующим показателям: тепловые параметры, электрические параметры; электрическое сопротивление изоляции цепей ротора; вибрация лобовых частей и стержней статора генератора; ток обратной последовательности; витковые замыкания ротора; работа щеточно-контактного аппарата [32].

«НЕВА-АСКДТ» и «НЕВА-АСКДГ» позволяют выводить данные в виде схем и таблиц, а также осуществлять информационный обмен со SCADA-системами. Системы производства НПФ «Энергосоюз» являются закрытыми: осуществляется комплексная поставка шкафа автоматизации в составе оборудования и программного обеспечения, системы не масштабируемы, работают только на определенном оборудовании.

Один из крупнейших производителей оборудования для диагностического мониторинга частичных разрядов, компания «Димрус» разработала свою экспертную систему «PD-Expert» для контроля уровня частичных разрядов в изоляции. «PD-Expert» работает со всеми диагностическими приборами и системами мониторинга «DIMRUS».

Данная система использует помимо стандартного продукционного наполнения базы знаний также условные образы дефектов, описанные в виде распределения импульсов частичных разрядов относительно синусоиды приложенного к изоляции напряжения. Пользователь системы осуществляет работу с данными мониторинга частичных разрядов в двух плоскостях: одна, на которой размещается вся информация о частичных разрядах выбранного замера, относящихся к одному измерительному каналу, и вторая, которая и содержит распределение ЧР. Работа с системой подразумевает выделение отдельных сигналов ЧР в группу, с последующим сравнением с вероятными типами дефектов в изоляции. Для этой цели используется встроенная библиотека образов дефектов в изоляции. Результаты такой диагностики показываются в отдельном графическом окне программы, в виде готового документального отчета. Базовая библиотека образов дефектов поставляется вместе с программным обеспечением. При необходимости пользователь

может дополнительно описать и сохранить в памяти программы образы других дефектов в соответствии со своим пониманием определенных дефектов, с которыми ему приходится встречаться. Пользователь так же может, по желанию, самостоятельно модифицировать уже имеющиеся в памяти программы диагностические правила и образы дефектов, если они, на его взгляд, нуждаются в этом [33].

Помимо инжиниринговых компаний и университетов разработка подобных комплексов велась на эксплуатирующих предприятиях (в первую очередь сетевых и генерирующих компаниях) с уклоном в управление производственными активами.

Все описанные выше диагностические системы имеют десятки и сотни внедрений, что позволило накопить гигантский информационный потенциал, который тем не менее не может быть использован в дальнейшем из-за закрытости систем и отсутствия синхронизированных с ними систем мониторинга других диагностических параметров [A13]. В целом их отличительной особенностью является:

- отсутствие возможности организации автоматизированного сбора данных с любого диагностического оборудования и информационного обмена с другими измерительными системами;
- отсутствие автоматизированной глубокой аналитической обработки данных в постоянном режиме;
- отсутствие статистического и корреляционного анализа диагностических и эксплуатационных параметров;
- использование простых продукционных правил и информативных, но дорогих методов диагностики вроде анализа масла и контроля диэлектрических характеристик изоляции;
- отсутствие современных технологий искусственного интеллекта для обработки данных диагностического мониторинга;
- требования к квалификации оператора систем, который фактически координирует работу этих систем.

Таким образом, существующие диагностические системы не могут быть в полной мере использованы для анализа данных диагностического мониторинга в рамках управления жизненным циклом ЭО на постоянной основе.

### **1.5. Текущее состояние управления жизненным циклом электроприводных компрессорных установок предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности Российской Федерации**

Эффективное и надежное функционирование производственных предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности в значительной степени обеспечивается безаварийной работой компрессорных установок (КУ).

Компрессорная установка представляет собой агрегат в максимальной заводской готовности, объединяющий газовый компрессор и привод с целью минимизации капитальных затрат на строительство, сроков монтажа и отладки, удобства транспортировки, исключения выявления на месте установки нестыковок между отдельными составляющими установки.

Основными областями применения компрессорных установок на нефте- и газоперерабатывающих предприятиях является:

- сжатие углеводородных газов в установках первичной переработки и процессах подготовки газа;
- сжатие водородосодержащего газа для процессов гидроочистки, гидрокрекинга, изомеризации в составе комплексов глубокой переработки;
- сжатие азота и воздуха в блоках крекинга, получения серы и прочих.

В качестве привода в компрессорных установках могут использоваться электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания, газовые и паровые турбины.

Электроприводная компрессорная установка (ЭКУ) представляет собой ЭО для повышения давления газа за счет взаимодействия последнего с

подвижной частью компрессора, на вал которой подается крутящий момент от электродвигателя (ЭД) [34].

Около 50% отказов в работе электроприводных компрессорных установок связано со старением и пробоем изоляции. Более 70% электродвигателей 6–10 кВ в составе указанных агрегатов имеет срок службы более 20 лет [35], значительная часть более 30–40 лет. Уровень износа оборудования внешнего электроснабжения уровня напряжения 6–10 кВ составляет в среднем 50% для подстанционного оборудования (трансформаторов, выключателей, распределительных устройств) и 60% для линий электропередачи.

В качестве привода в компрессорных установках могут использоваться электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания, газовые и паровые турбины. В отличие от газотранспортных предприятий, где доля электроприводных компрессорных установок невелика и составляет менее 15%, на предприятиях нефте- и газопереработки общее количество электроприводных компрессорных установок превышает 80% от общего числа используемых. Электроприводные компрессорные установки отличаются большей эффективностью и экологичностью. В качестве привода таких компрессорных установок как правило выступают синхронные двигатели 6 кВ мощностью более 4000 кВт и асинхронные двигатели 6 кВ мощностью до 4500 кВт.

Состояние электроприводных компрессорных установок в Российской Федерации на сегодняшний день характеризуется следующими особенностями [36]:

- как правило, используются синхронные двигатели мощностью более 4000 кВт и асинхронные двигатели мощностью до 4500 кВт;
- более 70% парка двигателей имеет срок службы более 20 лет, значительная часть более 30-40 лет;
- отсутствует отечественный рынок конкурентноспособной продукции для модернизации двигателей, а использование продукции иностранного

производства в современной конъюнктуре не рентабельно и зачастую невозможно.

Сложившаяся ситуация стимулирует процессы оптимизации ремонтов и сервисного обслуживания для продления сроков эксплуатации уже установленного ЭО [37].

Подготовка программы ремонтов и обслуживания требует рассмотрения статистики отказов отдельных узлов КУ. В первую очередь оценивается процент отказов по элементам для уточнения наиболее подверженных отказам составных частей КУ. Во-вторых, производится определение среднего времени восстановления работы КУ после отказа для уточнения наиболее сложных для ремонта элементов. При наличии расширенной статистики в рамках третьей очереди можно также оценить среднее время наработки до отказа по каждому элементу.

Согласно [38, 39] распределение отказов по элементам КУ представлено в Таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Данные по статистике отказов элементов КУ

Элемент КУ	% отказов согласно [38]	% отказов согласно [39]
Компрессор	12	32
Прочее оборудование	21	
Статор электродвигателя	7	3
Вращающиеся элементы электродвигателя	45	8
Система возбуждения электродвигателя		27
Внешнее электроснабжение	5	20
Система управления	10	10

Наибольшее время устранения отказа наблюдается для повреждений статора (до 8000 часов), подвижной части электродвигателя (до 40 часов),

насосов масляного уплотнения (до 40 часов). Для остальных элементов среднее время восстановления не превышает 16 часов.

Анализ информации, полученной из различных источников, позволяет сделать следующие выводы:

- наиболее тяжелые для восстановления повреждения статора электродвигателя сравнительно редки;
- наибольшую долю среди отказов занимают повреждения электродвигателя, связанные с ротором, подшипниками и системой возбуждения;
- существенной является доля механических повреждений компрессора и вспомогательного оборудования.

Электродвигатель является наиболее сложной и подверженной отказам составной частью КУ, поэтому стратегия обслуживания всего агрегата в первую очередь ориентирована на него.

Так согласно правилам, действующим в эксплуатирующих компаниях [39], и установленных стандартами организаций и нормативными документами [40]:

- контроль работы КУ осуществляется непрерывно;
- осмотр без остановки электродвигателя КУ напряжением свыше 1000 В должен осуществляться не реже 2х раз в месяц;
- техническое обслуживание проводится раз в 2 месяца;
- текущий ремонт, совмещенный с инспекционным контролем, осуществляется не реже одного раза в год в соответствие с рекомендациями завода изготовителя;
- капитальный ремонт электродвигателя осуществляется раз в 5–8 лет после выработки установленного изготовителем ресурса;
- обслуживание и ремонт сопряженных механизмов проводится в сроки обслуживания электродвигателя.

Техническое обслуживание, не требующее вывода электродвигателя в ремонт, предусматривает:

- обходы по графику и технический осмотр работающих электродвигателей;

- контроль технического состояния электродвигателей с применением внешних средств контроля или диагностирования, включая контроль переносной аппаратурой;

- пополнение и замену смазки трущихся деталей, чистку масляных и водяных фильтров, подтяжку сальников, проверку механизмов управления и др.;

- устранение утечек воды, масла и других отдельных дефектов, выявленных в процессе контроля состояния, проверки на работоспособность;

- регулировку и продувку щеточного аппарата синхронных электродвигателей;

- проверку состояния коробок выводов;

- проверку состояния защитных заземлений;

- проверку технического состояния аппаратуры шкафов возбуждения и регулируемого электропривода согласно указаниям эксплуатационной документации поставщика;

- контроль исправности измерительных систем и средств измерений, включая их калибровку и другие работы по поддержанию исправного состояния электродвигателей.

Помимо указанных действий законодательством Российской Федерации установлена система испытаний для электротехнического оборудования [41]. Конкретные сроки устанавливаются программой на каждом конкретном предприятии, но на практике межремонтные испытания проводятся не реже 1 раза в 3 года, а также при капитальных ремонтах. В рамках испытаний проводятся следующие действия [40]:

- измерение сопротивления изоляции;

- испытание повышенным напряжением промышленной частоты;

- измерение сопротивления постоянному току;

- измерение воздушного зазора между сталью ротора и статора;

- измерение зазоров должно производиться, если позволяет конструкция электродвигателя;
- измерение зазоров в подшипниках скольжения;
- проверка работы электродвигателя на холостом ходу или с ненагруженным механизмом;
- измерение вибрации подшипников электродвигателя;
- измерение разбега ротора в осевом направлении;
- проверка работы электродвигателя под нагрузкой;
- гидравлическое испытание воздухоохладителя;
- испытание возбудителей;
- измерение уровня частичных разрядов.

В целом при рассмотрении существующей позиции отечественных предприятий, осуществляющих эксплуатацию электроприводных КУ, в эволюционной цепочке развития стратегий технического и сервисного обслуживания [42, 43] (Рисунок 1.2) можно сделать следующие выводы:

- основной является стратегия периодического обслуживания оборудования, часто вне зависимости от его реальной загрузки [44];
- замена и ремонт дорогостоящих компонентов проводится, как правило, по факту их поломки;
- КУ, как правило, оборудованы средствами измерений, позволяющими осуществлять диагностический мониторинг;
- программные комплексы, позволяющие осуществлять аналитику данных, полученных в ходе диагностического мониторинга, отсутствуют;
- риск-ориентированный подход к сервисному и техническому обслуживанию системно не применяется [45].

Необходимо отметить, что электроприводные КУ получили широкое распространение в зарубежных газотранспортных сетях, за счет большей экологичности, ремонтпригодности и доступности электроэнергии от возобновляемых источников [57, 48, 49].

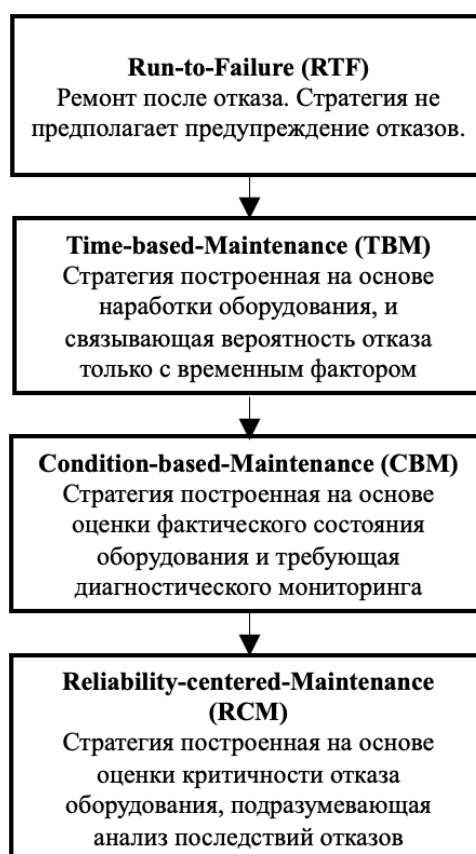


Рисунок 1.2 – Цепочка развития стратегий технического и сервисного обслуживания [46]

Рассмотрим более подробно и сравним российский и зарубежный подход к стратегии обслуживания и ремонтов электроприводных КУ [1–3, 50]:

- в отличие от российских нормативных документов в зарубежной практике отсутствует понятие текущего ремонта;
- закреплены рекомендации по сбору и архивированию диагностических данных о состоянии ЭО;
- определены рекомендованные направления для проведения технического обслуживания: смазка подшипников, контроль нагрузки и температуры подшипников, очистка и контроль температуры корпуса двигателя, очистка и проверка температуры и сопротивлению изоляции обмоток двигателя, контроль частичных разрядов в изоляции двигателя, контроль токов на валу и в подшипниках;

- рекомендованный срок проверки изоляции – 1 раз в 2–5 лет;
- рекомендован подход к проведению регламентных работ на основе риска отказа того или иного элемента.

В целом можно отметить, что несмотря на отсутствие нормативно-закрепленных обязанностей и рекомендательный характер зарубежных стандартов, они в отличии от российских:

- структурно являются более соответствующими статистике отказов элементов электроприводных КУ;
- в большей мере соответствуют цепочке развития стратегии обслуживания и приближаются к RCM-подходу [51, 52];
- позволяют существенно сократить время простоя агрегата на проведение испытаний и обслуживания отдельных элементов вероятность отказа и время восстановления которых сравнительно не велики.

Простое калькирование зарубежных стандартов не позволит достичь значимого эффекта, в связи с отсутствием практики их применения на территории Российской Федерации и особенностей эксплуатации КУ. Для оптимизации обслуживания и ремонта КУ необходимо использовать плюсы российского опыта и зарубежного подхода и создать информационную систему, которая агрегировала бы информацию, полученную в ходе всего срока эксплуатации как этого, так и аналогичного оборудования, данные по нормированным испытаниям от завода-изготовителя, эксплуатирующей и сервисных служб, справочные и конструкторские данные. Такая система позволила бы управлять жизненным циклом ЭО и перейти к более эффективным стратегиям обслуживания CBM и RCM.

## **Выводы по главе 1**

Увеличение доли электроприводных компрессорных установок, работающих более 20 лет, до 70% от общего парка в нефтегазоперерабатывающей отрасли в условиях сокращения затрат на

модернизацию фондов и невозможности их оперативной замены, требует принятия мер по продлению сроков эксплуатации электрооборудования. Это также формирует направленность на поддержание их параметров и характеристик на уровне работоспособности, фактически минимально достаточном для выполнения функций при обеспечении нормативного (допустимого) уровня надежности, экономичности, безопасности и качества в обозначенных условиях старения парка оборудования.

Повсеместно распространенная стратегия периодического обслуживания оборудования, как правило, не учитывает загрузку компрессорной установки, а замена и ремонт компонентов проводится по факту их поломки. При этом компрессорные установки чаще всего оборудованы средствами измерений, технические характеристики которых достаточны для решения задач диагностического мониторинга, но используются только для сигнализации уже возникшего и развившегося дефекта, эксплуатация с которым невозможна.

Формируется вывод о необходимости решения двух задач для эффективной эксплуатации компрессорных установок:

– определения текущего состояния КУ с использованием данных различной природы для перехода к стратегии обслуживания по фактическому состоянию;

– прогнозирование изменения состояния КУ на основе данных онлайн-мониторинга.

## 2. АНАЛИЗ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ КОНТРОЛЯ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК

*Результаты главы 2 опубликованы в работах автора [A3], [A4], [A5], [A8], [A9], [A14].*

Электроприводные компрессорные установки играют ключевую роль в процессах работы предприятий нефтегазовой промышленности. В технологической схеме функциональная позиция компрессорной установки, как правило, направлена на выполнение следующих задач:

- сжатие сырьевых газов перед подачей их в процессы дальнейшей обработки;
- сжатие и транспортировка газов, полученных в процессе переработки сырой нефти;
- обеспечение нужных давлений и расходов сырьевых материалов в химическом производстве;
- обеспечение стабильного давления для транспортировки газа по газопроводам на большие расстояния.

Для контроля работоспособности и качества функционирования электроприводных компрессорных установок используются различные методы диагностики и мониторинга рабочей среды, а также вспомогательных систем установки для обеспечения ее энергоэффективности. В соответствии с рисунком 2.1 представлена схема контроля и диагностики с отнесением применяемых методов к основным узлам.

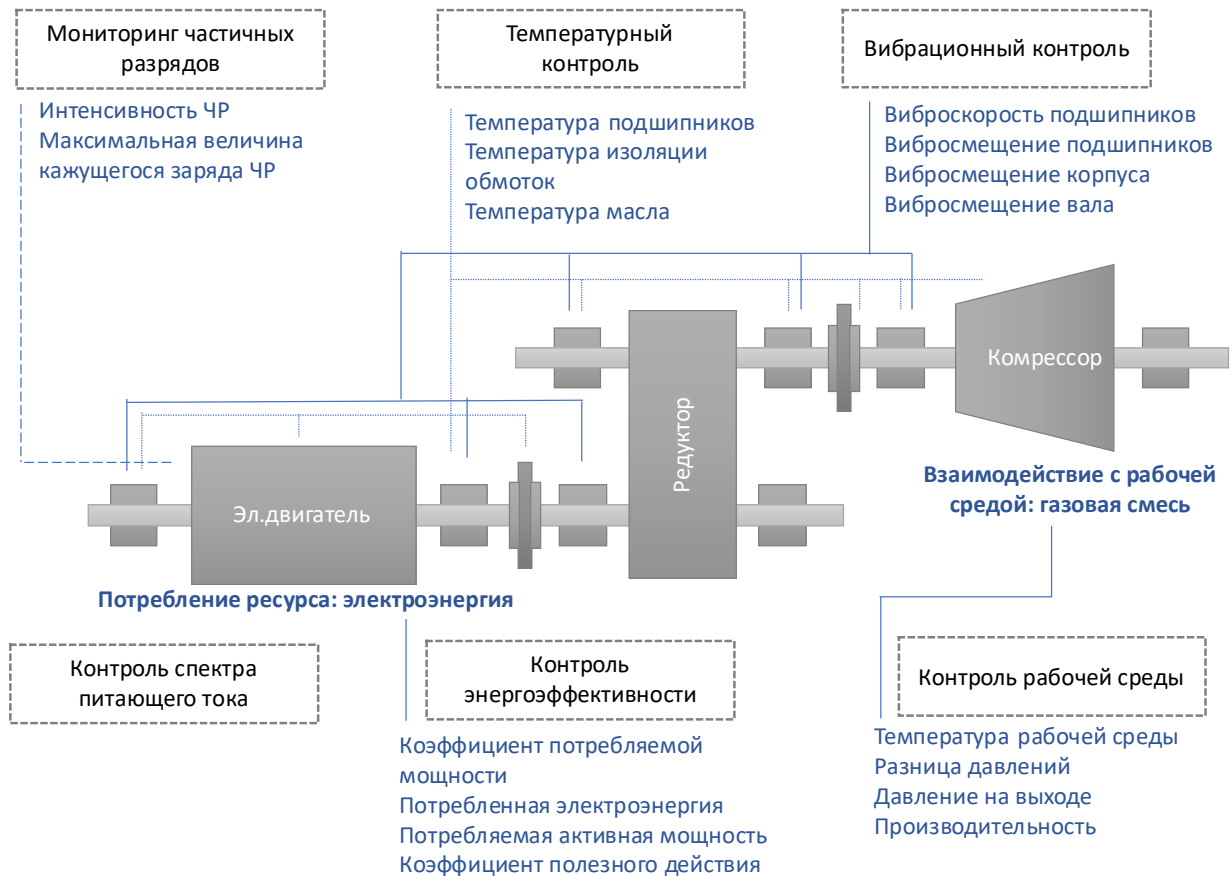


Рисунок 2.1 – Схема использования различных методов контроля работоспособности и качества функционирования электроприводных компрессорных установок

### 2.1. Анализ параметров, характеризующих рабочую среду

В первую очередь контроль работоспособности компрессорной установки характеризуется параметрами рабочей среды, представляющей собой различные газовые смеси. Состояние таких рабочих сред характеризуется температурой, давлением и объемом. Следующие технологические параметры используются наиболее часто:

**Разница давлений** – это арифметическая разность между давлением на входе и давлением на выходе в установке. Параметр является эффективным показателем для контроля энергоэффективности компрессорной установки,

так как отражает основное функциональное назначение – степень сжатия. Единицы измерения: Паскали (Па) или бар.

**Выходное давление**, как следует из названия, измеряется в точке выхода давления газа из компрессорной установки, и является важным параметром для определения соответствия выходного давления требованиям технологии процесса, и обеспечения его безопасности. Единицы измерения: Паскали (Па) или бар.

**Температура рабочей среды** – это измеренная температура рабочей среды до и после прохождения через компрессор. Как правило, осуществляется мониторинг только температуры на выходе из установки, в редких случаях арифметическая разность между температурой на входе и на выходе установки. Позволяет выявить избыточный нагрев рабочей среды в установке. Единицы измерения: градусы Цельсия (°C) или Кельвины (K).

**Производительность** – это объем газа, перекачиваемого компрессорной установкой за единицу времени. Является ключевым показателем, отражающим способность установки удовлетворять потребности процесса. Единицы измерения: Кубические метры в секунду ( $\text{м}^3/\text{с}$ ), кубические футы в минуту (CFM) или литры в секунду (л/с).

Мониторинг указанных параметров, согласно перечисленным международным нормативам, обеспечивает надежность и эффективность работы оборудования. При анализе происходит сравнение измеренных значений параметров с паспортными или расчетными технологическими (в отношении температуры и давления) в зависимости от режима работы компрессорной установки. Таким образом, формируется первый контур для контроля работоспособности и качества функционирования электроприводных компрессорных установок, которые рассматривает их с точки зрения обеспечения безопасного течения соответствующего технологического процесса. В случае превышения или недостижения измеренными значениями паспортных или расчетных технологических параметров срабатывает сигнализация, и процесс останавливается.

Существенным недостатком использования указанных параметров для контроля и диагностики состояния конкретной электроприводной компрессорной установки является их применимость для всего технологического процесса в целом, и соответственно зависимость от других составляющих процесса. Так температура может вырасти из-за нагрева трубопровода, производительность упасть из-за изменения состава смеси, а разница давлений вырасти изменится из-за отказа процесса на вышестоящем в цепочке агрегате. Тем не менее, данные параметры продолжают использоваться, в том числе для контроля и диагностики состояния конкретной установки, в первую очередь из-за оперативности поступления данных и массовой оснащённости измерительным оборудованием установок. Пример отображения указанных параметров в цифровой среде предприятия представлен в соответствии с Рисунком 2.2.

## 2.2. Анализ параметров энергоэффективности

На следующем уровне контроль функционирования компрессорной установки осуществляется уже через потребляемый самой установкой ресурс: электроэнергию. Таким образом, оценивается энергоэффективность работы установки, которая в обычном режиме должна быть близка к паспортным значениям. Следующие параметры используются наиболее часто:

**Потребляемая активная мощность** – это эффективная мощность, используемая для выполнения работы, измеренная в ваттах (Вт) или киловаттах (кВт). В рамках анализа производится сравнение измеренных значений потребляемой активной мощности с нормативами и рекомендациями, представленными в паспорте и соответствующих стандартах и нормативных документах. По факту производится контроль эффективности работы компрессорной установки на основе изменений в потребляемой активной мощности и производительности.

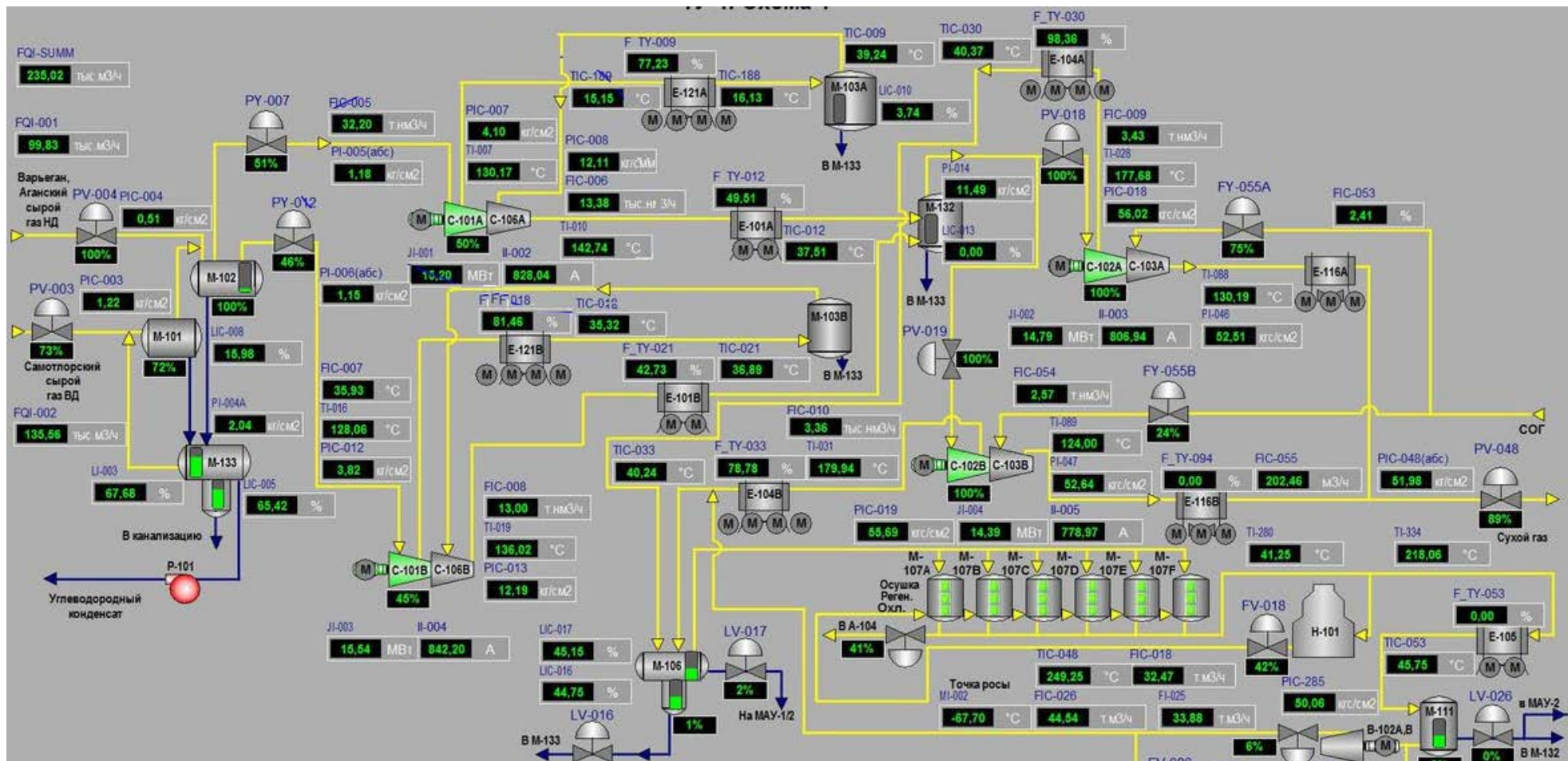


Рисунок 2.2 – Схема представления данных с технологических датчиков

За базовые значения принимаются значения, полученные в ходе заводских испытаний, либо паспортные значения.

**Потребляемая реактивная мощность** – это мощность, перекачиваемая между источником и нагрузкой, не используемая для выполнения работы установкой, но формирующая электрическое напряжение в сети. Контроль за реактивной мощностью важен для эффективного использования электроэнергии и предотвращения негативных воздействий на электрическую систему. Измеряется в варах (ВА) или киловарах (кВА). Обычно используется не само значение реактивной мощности, а **коэффициент мощности** ( $\cos \varphi$ ) - отношение активной к полной мощности.

Необходимо отметить, что некоторые установки могут генерировать реактивную мощность в процессе работы. Это может быть нормальным явлением, но важно управлять этим процессом, чтобы не создавать избыточную реактивную мощность. Оптимизация и компенсация реактивной мощности являются распространенными методами управления аспектом работы электропривода.

**Напряжение** – это электрический потенциал, измеренный в вольтах (В) в точках подключения установки к электрической сети. Как правило, скачкообразное изменение напряжения является признаком уже развившегося дефекта в электродвигателе, однако, помимо этого контроль напряжения может позволить диагностировать следующие развивающиеся дефекты:

- короткое замыкание в обмотке статора может привести к снижению напряжения на соответствующем выводе статора из-за утечек тока или образования дополнительных путей для тока;

- несимметричность межфазных напряжений может возникнуть из-за различных дефектов, таких как пробой в обмотках, короткое замыкание, обрывы проводов и другие (такая не симметрия может стать причиной неравномерной работы двигателя и повышенного тепловыделения);

- неисправности в электронике приводов могут вызвать пульсации напряжения и образование гармоник в электросети.

**Потребляемая электроэнергия** – это величина потребленной установкой электроэнергии (активной и реактивной) за единицу времени. Используется в соответствии с IEC 60050-441. Аналогична ранее указанным характеристикам мощности, но представляет собой не мгновенный, а интегральный параметр. Как правило используется параметр **коэффициент полезного действия** (КПД), анализ которого осуществляется через сравнение с паспортной характеристикой. Для компрессорных установок часто используется политропический КПД, характеризующий технологический процесс нагнетания:

$$\eta_{\text{пол}} = \eta_{\text{пол}0} \frac{z_{H1}}{z_{H10}} \frac{\ln T_{H20}/T_{H10}}{\ln \varepsilon_{H0}} \cdot \frac{\ln \varepsilon_H}{\ln T_{H2}/T_{H1}}, \quad (2.1)$$

где  $z_H$  - коэффициент сжимаемости газа при условиях на входе в нагнетатель компрессора;  $T_{H1}$ ,  $T_{H2}$  - температуры газа на входе и выходе нагнетателя;  $\varepsilon_H$  - степень сжатия нагнетателя; индекс «0» – обозначение значений параметров, относящихся к номинальному режиму работы установки.

Мониторинг параметров энергоэффективности позволяет контролировать эффективность электропривода и выявлять отклонения от стандартных значений. Оперативное вмешательство при обнаружении отклонений может предотвратить аварии и обеспечить стабильную работу компрессорной установки.

При нормальной эксплуатации значение энергоэффективных параметров должно оставаться стабильным, а разброс измеренных значений находится в пределах погрешности измерительных комплексов для контролируемых параметров. В то же время при износе и постепенном развитии дефектов часть энергии будет соответственно теряться и будет наблюдаться постепенное снижение контролируемых параметров, которое может стать скачкообразным при резком развитии дефекта.

Стоит отметить, что контроль и диагностика состояния конкретной электроприводной компрессорной установки через электрические параметры требует учета процессов общего электроснабжения, а не только привода конкретной установки. Также важно учитывать, что изменения в электрических параметрах могут быть следствием неисправностей в электросети или других элементах технологического процесса.

### 2.3. Анализ ресурсных параметров

Помимо анализа функциональных параметров для контроля работоспособности компрессорной установки используются диагностические и ресурсные параметры. Ресурсные параметры в контексте контроля работы компрессорной установки обычно относятся к параметрам, характеризующим износ, состояние и работоспособность различных элементов и систем установки. Эти параметры предоставляют информацию о том, насколько близко компрессорная установка может приближаться к концу своего срока службы, о состоянии ее ключевых компонентов и о возможной необходимости проведения ремонтов или замен. К ресурсным обычно относят следующие параметры:

**Наработка** – это общее время работы установки, измеряется в часах или днях. Как правило в рамках анализа производится сравнение с аналитическими параметрами: **наработкой на отказ** или **остаточным ресурсом**. Параметр позволяет оценить надежность и долговечность установки. Нарботка может рассчитываться, как для всей установки, так и для отдельных ее элементов: подшипников, уплотнений и т.д. Еще одним производным параметром является **износ**, который обычно вычисляется в процентах от оригинального размера или ресурса и является отношением действующей наработки к паспортной наработке на отказ [53].

Наработка вычисляется следующим образом:

$$M = \sum n_i T_i / n_{\text{ном}}, \quad (2.2)$$

где  $n_i$  – частота вращения двигателя;  $T_i$  – время работы двигателя, в течение которого фактическая частота вращения соответствовала  $n_i$ ;  $n_{\text{ном}}$  – номинальная частота вращения двигателя.

**Химический состав смазочного масла** – это результаты анализа масла в системе смазки для определения степени загрязнения, наличия металлических частиц, что может свидетельствовать о износе. Химический анализ смазочного масла позволяет выявлять различные характеристики, такие как окисление, нитрирование, присутствие воды, металлических элементов и другие, которые могут указывать на проблемы в работе оборудования. Наиболее часто оценивается наличие определенных металлов в составе масла: железа, меди, свинца и т.д. для предотвращения дорогостоящих отказов и оптимизации расходов на обслуживание. Существенным недостатком использования параметра является низкая степень автоматизации его мониторинга в рамках регулярного регулярного анализа состава смазочного масла.

**Давление смазочного масла** – это измеренное значение давления в системе подачи смазки компрессорной установки. Этот параметр может использоваться для мониторинга состояния системы смазки и выявления возможных проблем. В зависимости от конкретного типа и производителя компрессорной установки, процедуры контроля давления смазочного масла могут быть описаны в технической документации и руководствах по эксплуатации. Контроль давления смазочного масла включает в себя регулярные измерения и мониторинг, а также установление предельных значений, которые не должны превышать. Повышенное давление может указывать на проблемы, такие как засорение фильтров, износ или неисправность насосов, что в свою очередь может привести к недостаточной смазке и повреждению оборудования. Альтернативным параметром является

**уровень смазочного масла** – тождественный давлению параметр в замкнутой смазочной системе.

Анализ ресурсных параметров вроде наработки является распространенным методом контроля работоспособности компрессорных установок, который тем не менее не позволяет получить гарантированный результат контроля и диагностики состояния объекта и опирается на устаревшую стратегию планово-предупредительных работ, построенную на статистике эксплуатации однотипного оборудования. Контроль работы смазочной системы является более эффективным инструментом, однако, автоматизируемые процессы (контроль давления) направлены именно на смазочную систему, а не на всю установку в целом, в то время как мало автоматизируемые процессы (анализ масла) не могут использоваться для оперативного контроля и диагностики состояния установки из-за сложности проведения измерений.

#### **2.4. Анализ диагностических параметров, характеризующих вибрацию**

Контроль и диагностика состояния компрессорных установок осуществляется в первую очередь за счет контроля диагностических параметров. Конкретный набор таких параметров определяется используемым методом диагностики в отношении компрессорной установки. Следующие методы диагностики получили наиболее распространение:

- контроль вибрации;
- температурный контроль;
- мониторинг частичных разрядов;
- анализ потребляемого тока.

Контроль вибрации представляет собой эффективный метод контроля работоспособности компрессорной установки. Этот метод используется для мониторинга динамических характеристик оборудования и выявления

потенциальных дефектов. В составе компрессорной установки объектами контроля вибрации являются приведенные ниже [54].

1. Ротор и вал компрессора. Измерение вибрации вращающихся частей, таких как ротор и вал, является важным аспектом контроля вибрации. Эти элементы подвержены динамическим нагрузкам в процессе работы.

2. Подшипники. Измерение вибрации на подшипниках позволяет выявить износ, дефекты и другие проблемы, связанные с подшипниковой системой.

3. Корпус и фундамент. Элементы жесткости, такие как корпус компрессора и его фундамент, также подлежат контролю вибрации.

Указанные ниже диагностические параметры анализируются в ходе вибрационного контроля.

**Вибросмещение** – это параметр, который характеризует колебательное перемещение части механизма или структуры в результате воздействия вибрации. Характеризуется величиной смещения относительно начального положения и может использоваться в диагностике компрессорных установок для определения динамического состояния системы. Вибросмещение измеряется с помощью специализированных датчиков, которые фиксируют амплитуду и частоту колебаний. Вибросмещение может указывать на различные проблемы, такие как дисбаланс вращающихся частей, износ подшипников, несоответствие установки и другие дефекты, влияющие на колебательное движение. Измеряется в метрах (м) или миллиметрах (мм) и представляет амплитуду смещения относительно нейтрального положения. Измерение вибросмещения позволяет осуществить раннее выявление механических неисправностей и дефектов в компрессорных установках, что способствует предотвращению серьезных повреждений и обеспечивает более эффективное обслуживание оборудования [55].

**Виброскорость** – это параметр, характеризующий скорость изменения положения механизма или структуры в результате колебаний. В диагностике компрессорных установок виброскорость измеряется для контроля

динамического состояния системы и выявления механических дефектов. Виброскорость предоставляет собой информацию о скорости колебаний, что позволяет выявлять изменения в динамике системы. Виброскорость в отличие от вибросмещения представляет собой скорость изменения положения и характеризует именно динамическое состояние системы, а не амплитуду смещения относительно нейтрального положения и величину колебаний. Этот параметр используется для детекции различных неисправностей, таких как дисбаланс, износ подшипников, резонансы и другие аномалии, влияющие на скорость колебательного движения. Измеряется в метрах в секунду (м/с) или миллиметрах в секунду (мм/с).

**Виброускорение** – это параметр, который измеряет ускорение колебаний механической системы. Контроль параметра позволяет анализировать динамическое измерение системы в контексте скачкообразного развития дефекта. Виброускорение измеряется в метрах в секунду в квадрате или реже по отношению к ускорению свободного падения (g). Использование всех трех параметров в системах мониторинга вибрации обеспечивает комплексный анализ состояния компрессорной установки, что позволяет выявлять различные неисправности и предотвращать отказы оборудования.

В зависимости от дальнейшего анализа данных параметры вибрации могут быть представлены, как в линейных размерах, так и в логарифмической шкале:

$$L = 20 \lg \frac{a}{a_0}, \quad (2.3)$$

где  $a$  – измеренное в соответствии с нормативным документом значение параметра вибрации;  $a_0$  - установленное нормативным документом значение параметра вибрации.

**Вибрационный спектр** – это аналитический параметр, представляющий данные вибромониторинга в частотной области. Вибрационный спектр используется для анализа частотных характеристик

колебаний оборудования и позволяет выявлять основные частоты, связанные с механическими неисправностями, такими как дисбаланс, износ подшипников, резонансы и другие аномалии. Путем построения вибрационного спектра можно осуществлять постоянный мониторинг и контроль состояния компрессорной установки, выявляя изменения в частотных характеристиках, которые могут свидетельствовать о различных неисправностях.

Вибрационный спектр предоставляет детальную частотную информацию, что облегчает выделение и анализ конкретных частот, связанных с различными видами неисправностей и может помочь выявить скрытые проблемы, которые могут быть упущены при использовании только величин вибросмещения или виброскорости. С помощью вибрационного спектра также можно проводить комплексный анализ неисправностей, учитывая различные частоты и их соотношения, что значительно облегчает интерпретацию данных вибрационной диагностики. Для использования параметра необходимо проводить постоянное осциллографирование в рамках вибрационного мониторинга, что является достаточно затратным мероприятием.

Для контроля и диагностики состояния компрессорных установок с помощью вибрационных параметров также используют различные коэффициенты типа **относительного коэффициента** вибрации (RVM – Relative Vibration Monitoring). RVM представляет собой метод мониторинга вибрации, который сосредотачивается на изменениях в относительных уровнях вибрации между различными точками или компонентами оборудования, в которых в нормальных условиях вибрация отличаться не должна. Таким образом, анализ RVM позволяет обнаруживать изменения в вибрации относительно базового состояния. Это может указывать на различные неисправности или аномалии в работе оборудования. Сравнение относительных уровней вибрации между различными компонентами помогает в контроле динамики работы системы и выявлении возможных

проблем. RVM может быть более чувствительным к небольшим изменениям вибрации, которые могут быть пропущены при использовании абсолютных величин. RVM позволяет лучше различать источники вибрации, такие как дисбаланс, износ подшипников или резонанс в конкретных узлах системы. Теоретически поскольку RVM фокусируется на изменениях относительных уровней, это помогает контролировать состояние системы в целом, а не только отдельных компонентов, но на практике он используется именно для локального обнаружения дефектов.

В процессе организации вибрационного контроля проводится размещение датчиков в ключевых точках установки с использованием специализированных систем мониторинга, способных измерять, регистрировать и анализировать параметры вибрации в реальном времени. Вибрационный мониторинг проводится регулярно. Интерпретация данных должна проводиться в соответствии с установленными нормами и стандартами, с целью выявления аномалий, определения причин и предприятия соответствующих мер по обслуживанию и ремонту. Контроль вибрации в компрессорных установках играет ключевую роль в обеспечении их надежной и безопасной работы. Тщательное следование нормативам и регулярное обследование позволяют выявлять потенциальные проблемы на ранних стадиях, предотвращая серьезные повреждения и простои.

## **2.5. Анализ температурных диагностических параметров**

Объектами температурного контроля в составе компрессорной установки являются:

- электродвигатель, так как температура электродвигателя является критическим параметром, поскольку изоляция обмоток и другие элементы подвергаются риску перегрева, что может привести к снижению срока службы и отказам.

- компрессор и его элемент – контроль температуры компрессора, подшипников, масла и других компонентов позволяет предотвратить избыточный нагрев, износ и другие проблемы, которые могут повлиять на эффективность установки.

В рамках температурного мониторинга обычно рассматриваются следующие группы параметров:

- избыточная температура – это разница между текущей температурой и некоторой базовой температурой, которая может быть определена в зависимости от конкретных условий или стандартов. Часто в электроэнергетике в виде базовой температуры используют температуру элементов соседней фазы.

- максимальная температура отражает тепловое состояние элемента по выбранной шкале температур.

Контроль избыточной температуры осуществляется путем измерения текущей температуры и вычитания базового уровня, определенного в соответствии с требованиями или рекомендациями. При контроле легко сравнивать изменения в различных условиях и установках, однако, требуется установка базового уровня, что может усложнить сравнение данных между различными системами. При контроле максимальной температуры используется абсолютная шкала, не требующая базового уровня, что в свою очередь менее информативно для неспециалистов при анализе. Выбор между избыточной и максимальной температурой зависит от конкретных целей контроля и привычек в рамках конкретной индустрии или приложения.

Следующие диагностические параметры контролируются в рамках температурного мониторинга:

**Избыточная и максимальная температура обмоток:** Контроль температуры обмоток электродвигателя позволяет предотвращать перегрев и обеспечивать нормальное функционирование электродвигателя установки. При рассмотрении избыточной температуры в качестве базовой используется температура обмотки соседней фазы. Измерения температуры обмоток

осуществляется с использованием:

- Термопары и термосопротивления: применяются для точных измерений. Термопары могут быть встроены в обмотки.
- Инфракрасные термометры: бесконтактный метод, позволяющий измерять температуру поверхности обмотки.
- Накладные датчики температуры: устанавливаются на различных участках обмотки для постоянного мониторинга.

Датчики устанавливаются на поверхности обмотки: для контроля температуры наружной части, и внутри катушек: для контроля внутренней температуры.

Следующие дефекты диагностируются через температурный мониторинг:

- перегрев – избыточное тепловыделение, связанное с повреждениями или неправильной работой.
- неравномерный нагрев говорит о неравномерном распределении тока в обмотках.
- изоляционные дефекты (при повреждении изоляции увеличение тепловыделения при повреждении изоляции обмоток).
- короткое замыкание может вызвать повышенную температуру в определенных участках обмотки.

**Максимальная температура подшипников:** Измерение температуры подшипников помогает выявлять износ и другие проблемы, связанные с трением. Датчики для контроля температуры подшипников располагают либо максимально близко к ним для точного контроля температуры на поверхности, либо внутри корпуса для контроля внутренней температуры, особенно в подшипниках большого размера.

Следующие дефекты диагностируются через температурный мониторинг подшипников:

- повышение температуры может свидетельствовать о трении, износе, загрязнении или смазочных проблемах;

- неравномерный нагрев при неравномерном распределении нагрузки или износе подшипника;

- износ;

- повреждения в результате дополнительного трения;

- нарушение смазки, приводящее к избыточному трению и нагреву.

Температурный мониторинг подшипников является важным аспектом обслуживания и предоставляет информацию о состоянии трения, смазки и общей эффективности подшипниковой системы.

**Температура смазочного масла:** Контроль температуры масла позволяет предотвращать избыточный нагрев и обеспечивать правильную смазку. Особенностью температурного мониторинга смазочного масла является отсутствие возможности идентификации места перегрева.

В рамках температурного мониторинга проводятся следующие анализы результатов измерений.

- Отклонения от нормы. Сравнение измеренных температур с установленными нормами позволяет выявлять отклонения и принимать меры до возможных отказов.

- Динамика изменений. Мониторинг динамики изменений температур позволяет спрогнозировать возможные проблемы и планировать техническое обслуживание.

- Тепловые карты. Использование инфракрасных тепловизоров для создания тепловых карт помогает визуализировать распределение температур и выявлять точки перегрева.

## **2.6. Анализ прочих диагностических параметров**

Контроль частичных разрядов применяется для контроля работоспособности высоковольтного оборудования в составе компрессорной установки.

Объектами контроля для данного типа мониторинга являются:

- изоляция электродвигателя: контроль частичных разрядов проводится для контроля состояния изоляции, так как частичные разряды могут свидетельствовать о наличии дефектов, таких как трещины, нежелательные включения и другие повреждения;

- электрические соединения: важным аспектом является также контроль частичных разрядов в электрических соединениях, где они могут свидетельствовать, как о возможных проблемах в изоляции, так и в качестве соединения.

Частичные разряды – это кратковременные электрические разряды, которые происходят внутри или вблизи изоляции электрооборудования. Они могут возникнуть из-за дефектов в изоляции, например, воздушных пузырей, микротрещин, загрязнений или других неоднородностей. С помощью анализа места возникновения частичных разрядов можно определить местоположение дефекта. Частичные разряды также могут служить индикатором состояния изоляции и предупреждать о потенциальных отказах. Их систематическое измерение и анализ позволяют прогнозировать вероятные отказы и планировать техническое обслуживание [А3, А4].

Сложность интерпретации результатов мониторинга частичных разрядов определяется случайным характером их проявления [А5] и многообразием причин регистрации, в том числе не связанным с самим объектом мониторинга.

Различают интегральные (рассматривающие всю совокупность) и единичные диагностические параметры, характеризующие уровень частичных разрядов. Наиболее распространенными являются приведенные ниже.

**Интенсивность частичных разрядов** – интегральный диагностический параметр, характеризующий мощность частичных разрядов в изоляции. Она предоставляет количественное представление о степени активности частичных разрядов. Единица измерения – мВт. Интенсивность частичных разрядов может также измеряться в дБ (децибелах) и обычно

определяется как отношение мощности частичных разрядов к общей мощности сигнала.

Интенсивность ЧР в изоляции рассчитывается как [56]

$$PDI = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^m Q_i U_d, \quad (2.4)$$

где  $T$  – время наблюдения;  $m$  – число зарегистрированных зарядов;  $Q_{\text{ЧР}} = U_{\text{рег}} / k_0$ , где  $U_{\text{рег}}$  – зарегистрированное значение напряжения ЧР  $k_0$  – коэффициент градуировки;  $U_d$  – действующее значение напряжения.

Нормальные значения интенсивности частичных разрядов могут зависеть от типа изоляции и условий эксплуатации оборудования. Высокие значения интенсивности частичных разрядов могут свидетельствовать о проблемах в изоляции и требуют внимания. Важно проводить мониторинг интенсивности частичных разрядов в течение времени и сравнивать измеренные значения с базовыми данными для раннего обнаружения проблем в изоляции и предотвращения отказов оборудования.

**Регулярность частичных разрядов** – это параметр, характеризующий степень упорядоченности и последовательности происходящих частичных разрядов в изоляции электрооборудования (насколько частичные разряды происходят систематически или хаотично). Регулярность частичных разрядов измеряется в долях и определяется как отношение числа частичных разрядов, происходящих в определенном временном интервале, к общему числу частичных разрядов за тот же период. Количество упорядоченных PD – число частичных разрядов, происходящих в упорядоченной последовательности, Общее количество PD – общее число частичных разрядов в том же временном интервале.

**Максимальная величина кажущегося заряда частичного разряда при заданной регулярности** – это максимальная величина из зафиксированного массива значений кажущихся зарядов частичных разрядов, для которого регулярность превышает заданное значение. Единица измерения – пКл.

**Максимальная зафиксированная величина кажущегося заряда частичного разряда** – это максимальная величина из зафиксированного массива значений кажущихся зарядов частичных разрядов. Единица измерения – пКл.

Измеренные уровни частичных разрядов сравниваются с установленными нормами для данного типа оборудования. Мониторинг изменения уровней и частоты частичных разрядов позволяет выявлять возможные проблемы на ранних стадиях и прогнозировать долгосрочное состояние изоляции [A10, A11]. Мониторинг ЧР (их пространственной корреляции) может также использоваться для анализа газов в бумажно-масляной изоляции [A8]. Контроль частичных разрядов может помочь в определении местоположения дефектов в изоляции, что облегчает последующие меры по ремонту и играет ключевую роль в диагностике состояния изоляции компрессорной установки. Он обеспечивает надежный инструмент для выявления и анализа дефектов, способствуя более эффективному обслуживанию и повышению надежности оборудования. На Рисунке 2.3 изображена схема представления данных с диагностических датчиков для электроприводной компрессорной установки. Помимо вышеперечисленных методов для контроля работы электроприводных компрессорных установок также используется спектральный анализ потребляемого тока.

**Спектральный анализ потребляемого тока** – это метод диагностики электродвигателей, основанный на анализе спектра переменного тока, потребляемого электродвигателем. Этот метод позволяет выявлять различные аномалии, такие как неравномерные износы подшипников, дисбаланс, несимметричность напряжения, и другие проблемы, которые могут влиять на работоспособность компрессорной установки [57].

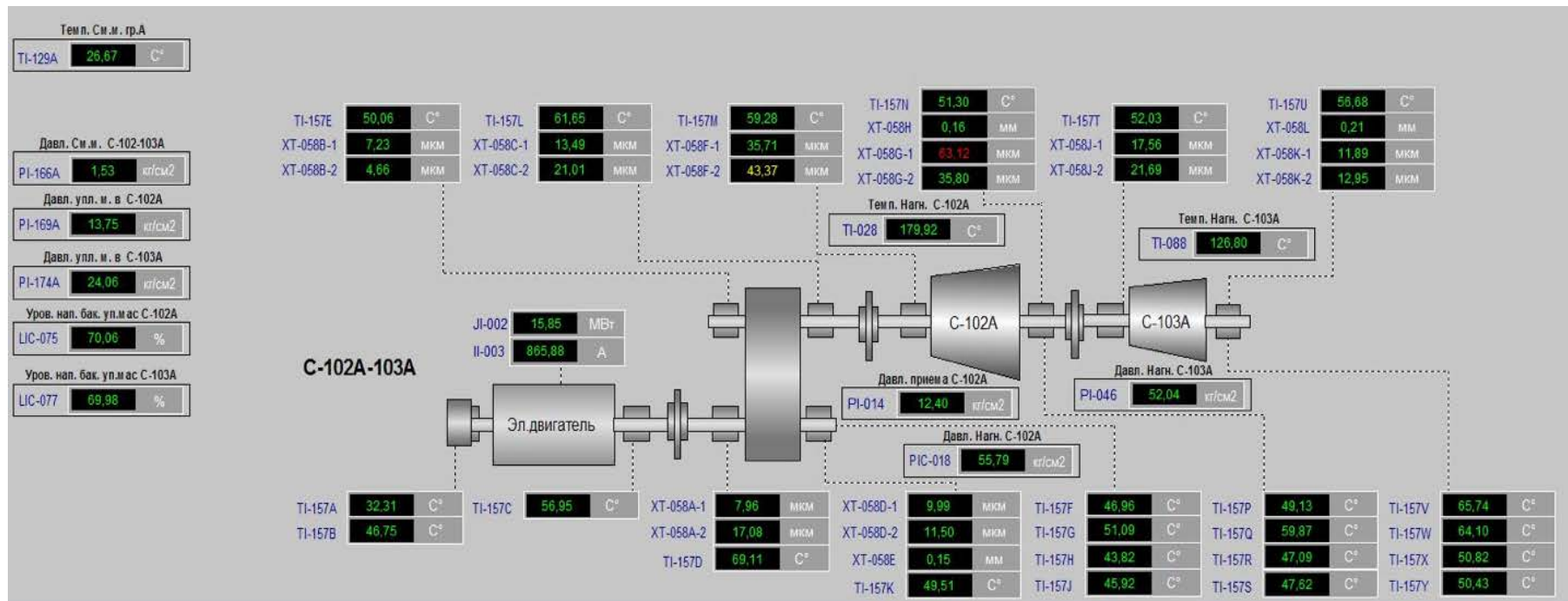


Рисунок 2.3 – Схема представления данных с диагностических датчиков.

В рамках анализа производится сбор данных о потребляемом токе электродвигателя в течение определенного времени. Полученный временной сигнал преобразуется в частотный домен с использованием преобразования Фурье. Это позволяет представить ток как совокупность различных гармоник или частот. Анализируется спектр тока, и выделяются основные и дополнительные частоты. Основные частоты могут быть связаны с вращением компонентов, такими как валы и подшипники. Несоответствия в спектре, такие как дополнительные пики, изменения амплитуды, асимметрия и прочее, могут указывать на конкретные проблемы. Например, повышенная амплитуда на определенных частотах может свидетельствовать о дисбалансе или дефектах подшипников. Полученные данные подвергаются интерпретации специалистами, которые могут сделать выводы о состоянии электродвигателя и его компонентов.

Данный тип диагностики, несмотря на свою перспективность, до сих пор является малоизученным. Международная электротехническая комиссия (IEC) предоставляет стандарты и рекомендации касающиеся эффективности и классов изоляции электродвигателей.

Преимуществом метода являются: раннее обнаружение проблем; возможность предотвращения аварийных ситуаций; минимизация времени простоя оборудования. Недостатки заключаются в необходимости наличия специализированного оборудования и компетентного специалиста для интерпретации результатов, а также в сильной зависимости результатов от условий эксплуатации и нагрузки на электродвигатель.

## **2.7. Методика выбора параметров к использованию в системе многопараметрического контроля и диагностики технического состояния и электроприводных компрессорных установок**

Использование полного набора описанных ранее параметров нецелесообразно вследствие ограничений вычислительных ресурсов и риска

переобучения диагностических моделей. Для их отбора в рамках диссертации подготовлена методика, определяющая количественные критерии и последовательность действий для рационального выбора параметров, обеспечивающего максимальную диагностическую информативность при минимальном объеме данных, как на этапе разработки системы, так и при распространении ее на действующие КУ.

Методикой предусмотрены следующие действия:

1. Формирование перечня доступных параметров,
2. Оценка влияния и охвата для каждого параметра,
3. Расчет приоритета  $U(p)$ ,
4. Выбор параметров с максимальным  $U(p)$ ,
5. Контроль избыточности (корреляция и дублирование),
6. Формирование минимального жизнеспособного набора параметров
7. Верификация набора при работе системы на действующих установках с учетом оценки качества данных и их влияния на модель,
8. Перерасчет приоритета  $U(p)$ ,
9. Выбор параметров с максимальным  $U(p)$ ,
10. Контроль избыточности (корреляция и дублирование),
11. Формирование набора параметров для системы.

При разработке системы на первом этапе в качестве доступных использовались все параметры, мониторинг которых осуществляется в отношении электроприводных компрессорных установок предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности,

Каждый параметр оценивается по трехбалльной шкале (1 – низкий уровень, 3 – высокий) по охвату и влиянию. Оценка влияния проводится экспертным путем с учетом следующих факторов: физическая причинность между параметром и деградацией, частота использования в диагностике, устойчивость проявления при разных типах установок, скорость реакции на изменение состояния, однозначность интерпретации. Охват оценивался исходя из доли от 700 функционирующих КУ на предприятиях нефтегазоперерабатывающей

промышленности РФ, оснащенных средствами измерения, позволяющими провести соответствующие измерения по параметру. Критерий «охвата» позволяет применять методику к установкам с разным уровнем оснащенности без потери корректности результатов. В таблице 2.1 представлены критерии оценки.

Таблица 2.1 – Критерии оценки параметров

<b>Низкий охват СИ– 1 балл</b>	<b>Средний охват СИ– 2 балла</b>	<b>Высокий охват СИ– 3 балла</b>
Менее 5% установок	От 5 до 50% установок	Более 50% установок
<b>Низкое влияния (возможности для анализа) – 1 балл</b>	<b>Среднее влияния (возможности для анализа) – 2 балла</b>	<b>Высокое влияния (возможности для анализа) – 3 балла</b>
Причинно-следственная связь изменения значения параметра и измерения состояния КУ слабая или нестабильная	Косвенная связь, наблюдается устойчивая корреляция	Прямая и устойчивая причинно-следственная связь

Расчет интегрального приоритета  $U(p)$  производится по формуле (2.5):

$$U(p) = w_1 \cdot \text{Оценка Влияния} + w_2 \cdot \text{Оценка Охвата} + w_3 \cdot \text{Оценка Качество}^* + w_4 \cdot \text{Оценка влияния на Модель}^* \quad (2.5)$$

где  $w_1 - w_4$  - значения весовых коэффициентов.

Весовые коэффициенты принимаются в интервале от 0 до 1, их значения устанавливаются экспертно. На первом этапе рекомендуются следующие базовые значения весов:

$w_1 = 0.5$ , как для основного фактора, определяющего физическую значимость параметра.

$w_2 = 0.3$  как для масштабного фактора, определяющего применимость модели на большинстве установок.

Весовые коэффициенты 3 и 4 рекомендуется устанавливать для каждой установки отдельно в зависимости от ситуации на конкретном объекте на этапе интеграции действующих КУ в систему.

Контроль избыточности может быть осуществлен с применением любых инструментов для оценки корреляции.

Предложенная автором методика обеспечивает формализованный, основанный на физических критериях, обоснованный и объяснимый подход к выбору параметров, как на стадии разработки, так и масштабирования ИАС. В Таблице 2.2 приведены базово выбранные параметры. В рамках создания системы планируется охватить около 80% проанализированных параметров, в отношении которых на предприятиях нефтегазоперерабатывающей промышленности РФ осуществляется мониторинг, и таким образом, обеспечить максимальную интеграцию существующего измерительного оборудования без избыточности данных.

Таблица 2.2 – Сведения о отобранных параметрах

Метод диагностики и контроля функционирования	Параметр		Интегральный показатель
Параметры технологического контроля	Разница давлений рабочей среды	бар	1,9
	Разница температур рабочей среды	$^{\circ}\text{C}$	1,9
	Производительность КУ	$\text{м}^3/\text{ч}$	2,1
Параметры энерго-эффективности	Потребляемая электроэнергия	$\text{кВт}\cdot\text{ч}$	1,9
	Потребляемая активная мощность	кВт	1,9
	Коэффициент мощности		1,9
	Коэффициент полезного действия	%	1,6
	Напряжение	кВ	1,6
Ресурсные параметры	Наработка, моточасы	ч	1,6
	Давление смазочного масла	бар	1,6
	Уровень смазочного масла	мм	1,9
Диагностические параметры	Вибросмещение вала	мкм	2,1
	Вибросмещение подшипников	мкм	2,4
	Вибросмещение корпуса	мкм	2,1
	Виброскорость подшипников	$\text{мм}/\text{с}$	2,4
	Виброскорость вала	$\text{мм}/\text{с}$	2,1
	Виброускорение подшипников	$\text{мм}/\text{с}^2$	2,4
	Максимальная температура обмоток	$^{\circ}\text{C}$	1,9
	Максимальная температура подшипников	$^{\circ}\text{C}$	1,9
	Температура смазочного масла	$^{\circ}\text{C}$	1,6
	Интенсивность ЧР	мВт	2,1
	Максимальная величина кажущегося заряда ЧР	нКл	2,1

Данную методику характеризует:

- 1) Физическая обоснованность выбора параметров. Методика базируется на физических закономерностях деградации узлов компрессорных установок, обеспечивая объяснимость и надежность диагностики.
- 2) Универсальность для различных типов установок. Критерий «охвата» позволяет применять методику к установкам с разным уровнем оснащенности без потери корректности результатов.
- 3) Минимизация избыточности данных. Включение контроля корреляции предотвращает дублирование признаков и снижает нагрузку на вычислительные системы.
- 4) Двухуровневая структура выбора. Обеспечивает адаптацию методики как на уровне парка установок, так и на уровне отдельных агрегатов.
- 5) Интеграция инженерных и аналитических принципов. Методика объединяет инженерную экспертизу с формализованными шкалами оценки, что обеспечивает воспроизводимость и объективность.

Использование методики позволяет: повысить прозрачность и воспроизводимость решений, обосновывать состав измерений при проектировании, обеспечить сопоставимость данных между установками, снизить вычислительные трудозатраты, повысить масштабируемость и совместимость систем, улучшать точность без изменения архитектуры.

## **Выводы по главе 2**

Технология использования электроприводных компрессорных установок определяет возможности для контроля работоспособности и качества их функционирования. В рамках диссертационной работы были рассмотрены и определены наиболее перспективные для анализа параметры, характеризующие состояние электроприводных компрессорных установок. Были рассмотрены параметры, характеризующие рабочую среду функционирования компрессорной установки (сжимаемую газовую смесь), ее энергоэффективность и выработанный ресурс. Помимо этого, были проанализированы основные, связанные с вибрацией

и температурой, а также менее распространенные диагностические параметры (уровень ЧР, гармонический состав тока), характеризующие состояние отдельных узлов электроприводной компрессорной установки.

Все рассмотренные параметры были оценены с точки зрения оснащенности компрессорных установок средствами измерения, позволяющими их фиксировать (на основе имеющихся данных по измерительным системам) и перспективности их анализа для контроля и диагностики состояния установки в целом. Была сформирована методика обеспечивающая формализованный, основанный на физических критериях, обоснованный и объяснимый подход к выбору параметров, как на стадии разработки, так и масштабирования системы. В рамках создания системы планируется охватить около 80% проанализированных параметров, в отношении которых на предприятиях нефтегазоперерабатывающей промышленности РФ осуществляется мониторинг, и таким образом, обеспечить максимальную интеграцию существующего измерительного оборудования без избыточности данных.

### **3. РАЗРАБОТКА СТРУКТУРЫ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИ**

*Результаты главы 3 опубликованы в работах автора [A1], [A2], [A6], [A10], [A11], [A15].*

#### **3.1. Функциональные требования к системе контроля и диагностики технического состояния**

Система контроля и диагностики технического состояния представляет собой информационно-аналитическую экспертную систему обеспечения эффективной эксплуатации электроприводной компрессорной установки на основе данных по его техническому состоянию в рамках бизнес-модели организации.

Разумное управление жизненным циклом электроприводных компрессорных установок на этапе эксплуатации: обслуживания, мониторинга и диагностики, а также ремонта и реконструкции может существенно повысить экономический эффект и эффективность использования компрессорной установки. В соответствии с международной практикой для достижения этой цели можно использовать следующие подходы.

1 Увеличение сроков межремонтных интервалов за счет более качественного и регулярного обслуживания: оптимальных программ обслуживания, включая предварительное диагностирование состояния оборудования.

2 Изменение периодичности обслуживания и снижение остановок оборудования: установление оптимальных интервалов для замены изношенных деталей и профилактического обслуживания за счет прогнозирования потребности в обслуживании.

3 Обеспечение мониторинга и диагностики для выявления проблем на ранних стадиях и предотвращения отказов оборудования.

4 Проведение ремонта и реконструкции в оптимальное время на основе данных мониторинга и диагностики.

5 Обучение и сертифицирование персонала для эффективного проведения мониторинга и диагностики, сокращения времени простоя и повышения безопасности.

Таким образом эксплуатирующая организация может достичь значительного экономического эффекта за счет снижения затрат на обслуживание, увеличения сроков службы оборудования и снижения вероятности ненамеренных остановок производства.

Для достижения экономического эффекта на этапе эксплуатации и обслуживания электроприводных компрессорных установок используются следующие инструменты.

1 Профилактическое обслуживание на основе состояния. Вместо регулярных замен деталей можно использовать методы мониторинг для определения реального состояния оборудования. Это позволяет проводить обслуживание только при необходимости, увеличивая сроки межремонтных интервалов.

2 Реализация программы обучения персонала. Обученный персонал, знакомый с работой оборудования и методами диагностики, способен более эффективно выявлять проблемы и проводить обслуживание, что уменьшает риски и сокращает необходимость в регулярных проверках.

3 Использование современных технологий мониторинга. Применение передовых систем мониторинга, использующих методы неразрушающего контроля и анализа данных, помогает выявлять потенциальные проблемы на ранних стадиях, предотвратить серьезные повреждения и снизить затраты на ремонт.

4 Модельное прогнозирование отказов. Создание математических моделей, основанных на данных мониторинга, позволяет прогнозировать вероятность отказов и оптимизировать расписание обслуживания, уменьшая число ненамеренных остановок.

5 Использование качественных материалов и компонентов при ремонте и обслуживании. При проектировании и ремонте следует выбирать

высококачественные компоненты, которые обеспечивают долгий срок службы и требуют меньшей замены.

6 Соблюдение рекомендаций производителя. Важно следовать рекомендациям производителя об обслуживании и эксплуатации оборудования, чтобы предотвратить неисправности, связанные с неправильным использованием или уходом.

С учетом применения этих методов и соответствующих нормативных документов компании могут снизить частоту обслуживания и ремонта при сохранении надежности электроприводных компрессорных установок, что приведет к существенной экономии и повышению эффективности производственных процессов.

В целом обобщив указанные методы можно сказать, что в рамках обеспечения эффективной эксплуатации должны осуществляться следующие мероприятия:

- автоматизированный сбор данных;
- анализ полученной информации для контроля и диагностики текущего состояния объекта;
- диагностика будущего состояния объекта через заданный период времени;
- экспертная поддержка принятия решений и выдача рекомендаций на основе контроля и диагностики состояния объекта.

Укрупненная схема обеспечения эффективной эксплуатации КУ в рамках управления жизненным циклом представлена в соответствии с Рисунком 3.1.

Обеспечение полного функционала в автоматизированном виде является сложной технической задачей, которая требует интеграции систем управления бизнес-процессов между несколькими организациями (конструкторскими и эксплуатирующими организациями, заводами-изготовителями), а также наличия заполненной базы знаний для работы системы.

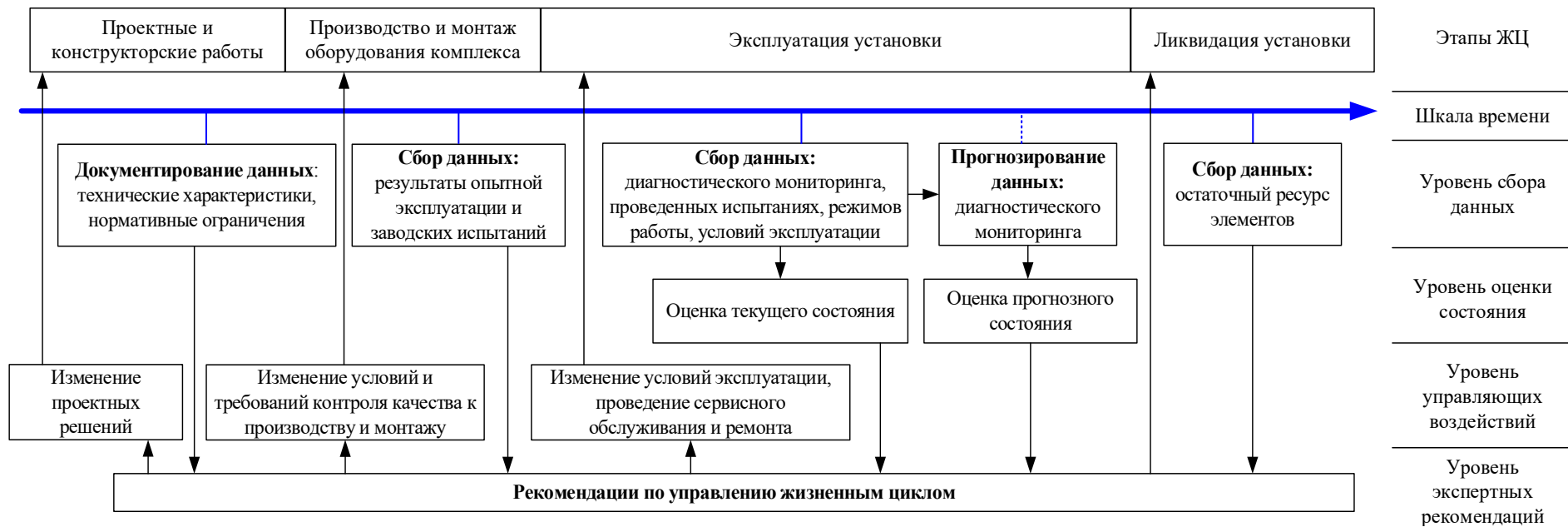


Рисунок 3.1 – Схема обеспечения эффективной эксплуатации в рамках управления жизненным циклом

### **3.2. Исходные данные для функционирования системы контроля и диагностики технического состояния**

За годы непрерывных измерений предприятия нефтегазоперерабатывающей промышленности накопили гигантский объем информации о электроприводных компрессорных установках 6 кВ, который может быть использован для контроля и диагностики их технического состояния. Сложность извлечения этой информации из баз данных локальных систем и накопителей конкретных измерителей была решена с появлениями технологии и инфраструктуры Больших Данных. Изменение парадигмы в рамках цифровой трансформации отрасли сделало возможным сбор и анализ этих данных.

При этом речь о совершенствовании самих способов получения этой информации не идет, так как технические характеристики измерительных приборов и оборудования достаточны для решения поставленных задач, а сами устройства активно используются.

Таким образом формируется ключевая особенность ИАС – получение данных от средств измерения в составе измерительных комплексов локальных информационных систем посредством межмашинного обмена. Получение данных с помощью такого интеграционного взаимодействия позволяет:

1. Снизить стоимость как создания, так и эксплуатации системы;
2. Использовать накопленный объем данных, хранящийся в существующих системах;
3. Получать первично верифицированные эксплуатацией данные;
4. Иметь резервные измерительные комплексы для отдельных параметров.

Измерения осуществляются на полевом уровне локальных информационно-измерительных систем (АСУ ТП, АСДУЭ, ТМ и ТС, АСТУЭ, АИИС КУЭ, АСУД и прочих) с использованием датчиков и контрольно-измерительных приборов, являющихся средствами измерений.

В дальнейшем данные измерений посредством интеграционного механизма (либо имеющаяся на объекте распределенная база данных, как элемент инфраструктуры Больших Данных, либо интеграционная шина) поступают непосредственно в систему оценки технического состояния.

В отношении компрессорных установок активно используются следующие локальные измерительные системы, объединенные географически протяженной сетью передачи информации [58]:

1. Технологические (АСУ ТП) – используются для контроля состояния продукта, среды на входе и выходе из компрессорной установки. Ключевые измеряемые параметры: давление, температура.

2. Энергетические (АСДУЭ) – используются для контроля работы оборудования в системы электроснабжения. Ключевые измеряемые параметры: напряжение, потребляемая мощность, потребляемый ток, частота.

3. Учета электроэнергии (АСТУЭ) – используются для сведения баланса энергопотребления по предприятию. Ключевой измеряемый параметр: потребляемая электроэнергия (активная и реактивная).

4. Учета продукции (АСКУ) - используются для контроля производительности установки. Ключевые измеряемые параметры: расход (массовый и объемный).

5. Диагностические (АСУД) – используются для контроля состояния отдельных узлов установки на полевого уровне. Ключевые измеряемые параметры распределены по узлам установки: температура, вибросмещение, виброскорость, смещение, величина частичных разрядов в изоляции.

6. Защитные – используются для отработки встроенных защит и блокировок на установках. Ключевые измеряемые: температура, потребляемый ток, напряжение.

7. Климатические – используются для контроля внешней среды на предприятии и обеспечения условий труда. Ключевые измеряемые параметры: температура, влажность, запыленность.

С развитием Больших Данных, в рамках цифровой трансформации, данные от этих установок, необходимые для контроля и диагностики технического состояния и управления жизненным циклом, ранее не используемые в межсистемном обмене, начали поступать в распределенные базы данных. Распределенные базы данных – это элемент инфраструктуры Больших Данных, хранилище большого объема неструктурированных данных, созданных или собранных из различных систем, хранящихся в несистематизированном виде.

Сбор данных осуществляется в соответствии с тегами. Тег – является уникальным идентификатором, характеризующим информацию от конкретного измерителя (датчика). Помимо указанных измерительных систем, осуществляющих сбор данных в автоматическом режиме, часть данных поступает в базы по результатам ручного заполнения: планы и графики, итоги электротехнических испытаний, справочная информация [59].

В соответствии с выбранными контролируемыми параметрами измерения осуществляются с использованием оборудования в соответствии с таблицей 3.1.

Таблица 3.1 – Типы измерительного оборудования

Измеряемый параметр	Тип прибора / датчика	Принцип действия	Диапазон измерений	Выходной сигнал / Интерфейс (Приемник информации)	Нормативный документ
Электроэнергия	Статический (электронный) счетчик	Высокочастотная дискретизация напряжения и тока с последующим цифровым вычислением потребленной энергии.	5(100) А, 230/400 В	Цифровой: Modbus RTU, M-Bus (→ УСПД/СУ)	ГОСТ 31818.11–2012; ГОСТ 31819.21–2012
Напряжение, ток	Измерительные трансформаторы+ контроллер релейной защиты	Непрерывный мониторинг тока и напряжения для детекции аномалий (КЗ, перегрузка, перекос фаз) и управления выключателем.	Зав. от ТТ/ТН	Цифровой: Modbus RTU, Ethernet (→ PLC/SCADA)	ГОСТ 7746–2015; ГОСТ 1983–2015

## Продолжение таблицы 3.1

Измеряемый параметр	Тип прибора / датчика	Принцип действия	Диапазон измерений	Выходной сигнал / Интерфейс (Приемник информации)	Нормативный документ
Давление нагнетания/всасывания	Мембранный разделительный датчик давления	Измерение давления через разделительную мембрану и гидравлическую систему, защищающую чувствительный элемент от среды.	0...100 кПа до 0...40 МПа	Аналоговый: 4...20 мА (PLC) Цифровой: HART, Modbus RTU (PLC)	ГОСТ Р 52931–2008
Перепад давления на фильтрах	Дифференциальный манометр	Измерение разницы давлений на входе и выходе фильтрующего элемента.	0...100 кПа	Аналоговый: 4...20 мА (PLC)	ГОСТ 18140–84
Давление масла	Мембранный датчик давления	Измерение изменения емкости или сопротивления под действием давления масла.	0...1.0 МПа	Аналоговый: 4...20 мА (PLC) Цифровой: HART (PLC)	ГОСТ Р 52931–2008
Температура газа (нагнетания)	Термопара в гильзе (тип К)	Генерация ЭДС на основе эффекта Зеебека. Чувствительный элемент помещен в защитную гильзу (промкарман)	0 ... +300 °С	Через преобразователь: 4...20 мА (PLC)	ГОСТ Р 8.585–2001
Температура масла	Термопреобразователь сопротивления (Pt100) врезной	Измерение изменения электрического сопротивления платинового элемента от температуры. Корпус с резьбой.	0 ... +120 °С	Через преобразователь: 4...20 мА, Modbus RTU (PLC)	ГОСТ Р 8.625–2006

Продолжение таблицы 3.1

Измеряемый параметр	Тип прибора / датчика	Принцип действия	Диапазон измерений	Выходной сигнал / Интерфейс (Приемник информации)	Нормативный документ
Температура подшипников/корпуса	Накладной Pt100 с термопастой	Контактное измерение температуры через тепловой контакт с поверхностью.	0 ... +150 °С	Через преобразователь: 4...20 мА (→ PLC)	ГОСТ Р 8.625–2006
Расход газа	Кориолисовый расходомер	Измерение фазового сдвига колебаний U-образной трубки, вызванного массовым расходом среды.	0...0.1 кг/с до 0...50 кг/с	Цифровой: Modbus RTU, 4...20 мА (→ PLC)	ГОСТ Р 8.1025–2023
Расход газа	Ультразвуковой расходомер (транзитного времени)	Измерение разницы времени прохождения ультразвукового сигнала по потоку и против потока газа.	<i>Зав. от диаметра трубы</i>	Цифровой: Modbus RTU, импульсный выход (→ PLC)	ГОСТ 8.611–2013
Активная мощность	Цифровой ваттметр	Мгновенное умножение оцифрованных значений тока и напряжения для вычисления активной мощности.	<i>Зав. от ТТ/ТН</i>	Цифровой: Modbus RTU (→ PLC)	ГОСТ 30804.4.30–2013
Коэффициент мощности	Цифровой ваттметр/анализатор	Вычисление отношения активной мощности к полной мощности ( $\cos \varphi$ ).	0.00 ... 1.00	Цифровой: Modbus RTU (→ PLC)	ГОСТ 30804.4.30–2013

## Окончание таблицы 3.1

Измеряемый параметр	Тип прибора / датчика	Принцип действия	Диапазон измерений	Выходной сигнал / Интерфейс (Приемник информации)	Нормативный документ
Виброскорость	Пьезоэлектрический акселерометр (IEPE)	Генерация электрического сигнала, пропорционального виброскорости.	0.5 ... 1000 мм/с (СКЗ)	Аналоговый: 4...20 мА (→ ВСМ/PLC)	ГОСТ ИСО 10816-3-2002
Виброускорение (со спектром)	Пьезоэлектрический акселерометр	Генерация сигнала, пропорционального ускорению.	0.1 ... 100 g	Цифровой: Modbus TCP (→ ВСМ)	ГОСТ ISO 16063-21-2013
Интенсивность частичных разрядов (ЧР)	Широкополосная антенна (UHF) + детектор	Прием электромагнитных импульсов в диапазоне УВЧ и их обработка для оценки интенсивности.	10...100 дБмкВ	Цифровой: Ethernet (→ ПК/Сервер)	ГОСТ Р 55191-2012
Кажущийся заряд частичного разряда	Измеритель частичных разрядов (ПД)	Детектирование импульсов тока, протекающих в цепи при ЧР, и их интегрирование для оценки заряда.	1 пКл ... 100 нКл	Цифровой: Ethernet (→ ПК/Сервер)	ГОСТ Р 55191-2012

Получение проектных данных и рабоче-конструкторской документации осуществляется за счет информационного взаимодействия с проектными организациями и лицами, отвечающими за комплексное решение технических вопросов, осуществляющими поставку.

Данные с измерительного оборудования в свою очередь попадают в одну из локальных информационно-измерительных систем, передача данных измерений и их обработка внутри которых организована следующим образом.

#### **Автоматизированные системы управления технологическим процессом (АСУ ТП).**

Данные с измерителей (датчиков) и КИП передаются в программируемые логические контроллеры (далее – ПЛК). Связь между измерительными компонентами и ПЛК осуществляется с использованием проводных и беспроводных каналов с использованием различных протоколов и технологий

передачи данных. Датчика давления, как правило, подключаются по HART-протоколу с использованием токовой петли 4..20 мА, датчик температуры (термосопротивление) с использованием четырех-проводной схемы подключения медного кабеля. Различные измерители (объема, плотности, энергии и т.д.) подключаются к ПЛК с использованием интерфейса RS-485 и MODBUS-подобных протоколов передачи данных по медным кабелям типа «витая пара». Данные с ПЛК передаются на верхний уровень АСУ ТП использованием сетевого протокола Ethernet по протоколам TCP.

**Автоматизированные системы диспетчерского управления электроснабжением (АСДУЭ), системы телемеханики, телеизмерений и телесигнализации (ТМ и ТС).** Контроллеры телемеханики / присоединений / релейной защиты и автоматики проводят измерение электрических величин во вторичных цепях электромагнитных измерительных трансформаторов тока и напряжения. Также измерения могут осуществлять непосредственно электронными трансформаторами тока и напряжения и передавать на контроллеры с использованием протоколов семейства МЭК в виде потока синхронизированных векторных данных. Связь между контроллерами и вычислительным уровнем реализуется с использованием сетевого протокола Ethernet по протоколам TCP.

**Системы учета электрической энергии, коммерческие (АИИС КУЭ) и технические (АСТУЭ).** На измерительном уровне данных систем располагаются счетчики электрической энергии, осуществляющие измерения с использованием прямого (непосредственно в разрыв), полу косвенного (через трансформаторы тока) и косвенного (через трансформаторы тока и напряжения) подключения к электрической сети. Передача данных от приборов учета осуществляется с использованием проводных и беспроводных каналов по MODBUS-подобным или универсальному СПОДЭС протоколу через порты RS-485 или Ethernet. На промежуточном уровне (который может отсутствовать в конкретной системе) информация об измерениях поступает на устройства сбора и передачи данных (далее – УСПД). Связь между УСПД и вычислительным уровнем также

реализуется по проводным и беспроводным каналам. В роли УСПД для некоторых беспроводных каналов (LORA WAN, NB-IoT) может выступать базовая станция – приемник и ретранслятор сигнала.

**Системы диагностики.** Измерительный уровень в таких системах представлен датчиками температуры, вибрации, электромагнитного поля, акустических сигналов и т.д., информация из которых посредством проводных и беспроводных каналов связи поступает на контроллеры и приборы диагностики. Связь между приборами/контроллерами и вычислительным уровнем/интеграционным механизмом реализуется с использованием сетевого протокола Ethernet. В диагностических системах, также как в системах учета, часть измерений может быть заменена на события превышение уставок по отдельным параметрам.

Первичная верификация данных с измерительных устройств обеспечивается на уровне эксплуатации локальных измерительных систем, которые могут в свою очередь являться метрологически-аттестованными средствами измерения, использоваться для коммерческих расчетов и в сложных технологических процессах, что накладывает дополнительные требования к верификации данных.

При рассмотрении интеграционного взаимодействия должна быть обеспечена дополнительная верификация, направленная на исключение ошибок передачи данных и эксплуатации первичных систем.

Для проверки технической целостности (на уровне передачи) используется проверка контрольной суммы (проверка целостности пакета данных, например, CRC32, MD5, SHA для всего сообщения). Дополнительно может использоваться валидация по схеме файла обмена в случае XSD/JSON (их структура и типы данных должны проверяться против заранее определенной схемы) и проверка на соответствие протоколу (корректность использования API (REST, SOAP) или промышленного протокола (OPC UA, MQTT)).

Обязательной для интеграционного обмена является проверка статуса качества. Принимающая система должна обязательно читать не только значение, но и атрибут его достоверности (например, StatusCode в OPC UA). Отправляющая

система соответственно должна уметь отправлять измеренные значения со статусами, позволяющими маркировать их как недостоверные.

Некоторыми международными нормативными документами предусмотрена семантическая и логическая верификация получаемых данных на уровне системы приемы. Их описание представлено в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Описание семантических проверок

Вид семантической проверки	Требования НД	Суть рекомендации/требования
Проверка диапазона (Range Check)	API RP 554	Параметры должны проверяться на соответствие физически и технологически обоснованным пределам.
Проверка скорости изменения (Rate-of-Change)	API RP 554	Изменение параметра не должно превышать физически возможную скорость.
Кросс-валидация (Cross-Check)	ISA-88	Показания датчиков и состояний должны быть логически согласованы между собой.
Проверка контекстной валидности	ISA-18.2	Значимость данных зависит от состояния процесса или других параметров.
Проверка по модели (Model-Based)	API RP 554	Данные должны быть правдоподобны с точки зрения математической или экспертной модели процесса.
Валидация шага процесса	ISA-88	Переход к следующей операции возможен только после подтверждения корректности текущих данных.

### 3.3. Архитектура системы

В рамках диссертационного исследования была разработана архитектура ИАС контроля и диагностики технического состояния КУ предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности. Она является двухуровневой информационной системой. На первом уровне расположены локальные информационно-измерительные системы (АСУ ТП, АСДУЭ, ТМ и ТС, АСТУЭ,

АИИС КУЭ, АСУД и прочие) и входящие в них средства измерения, на втором уровне непосредственно информационные модули системы оценки технического состояния. Уровни связаны между собой посредством интеграционного механизма. В качестве него может выступать либо имеющаяся на объекте распределенная база данных, как элемент инфраструктуры больших данных, либо интеграционная шина. Ключевым идентификатором межсистемной интеграции является тег, характеризующий принадлежность информации от конкретного измерителя (датчика) и объекта контроля. Связь между уровнями обеспечивается в рамках действующей на объекте локально-вычислительной сети. Комплект технических средств ИАС помимо оборудования связи включает вычислительные средства для функционирования модулей системы. Непосредственное взаимодействие с пользователями системы осуществляется через существующие АРМ.

Локальные информационно-измерительные системы в свою очередь являются многоуровневыми комплексами технических и программных средств, предназначенные для решения практических производственных задач. Технические средства на измерительных (датчики, корректоры, счетчики, контроллеры, приборы) и вычислительных (устройства сбора, серверы с прикладным программным обеспечением) уровнях данных систем связаны посредством проводных и беспроводных каналов связи, как показано на Рисунке 3.2 Точность и дискретность проведения измерений в измерительных системах должна быть достаточной для целей оценки состояния. Также в качестве условных измерений из таких систем могут приниматься события превышения заданной уставки отдельных параметров.

В состав ИАС входит четыре расчетных модуля: производственного контроля, классификации состояния, прогнозирования состояния, экспертной оценки, а также два технических: модуль сбора данных и модуль оптимизации моделей [А2]. Система построена на основе событийно-управляемой цепочки процессов.

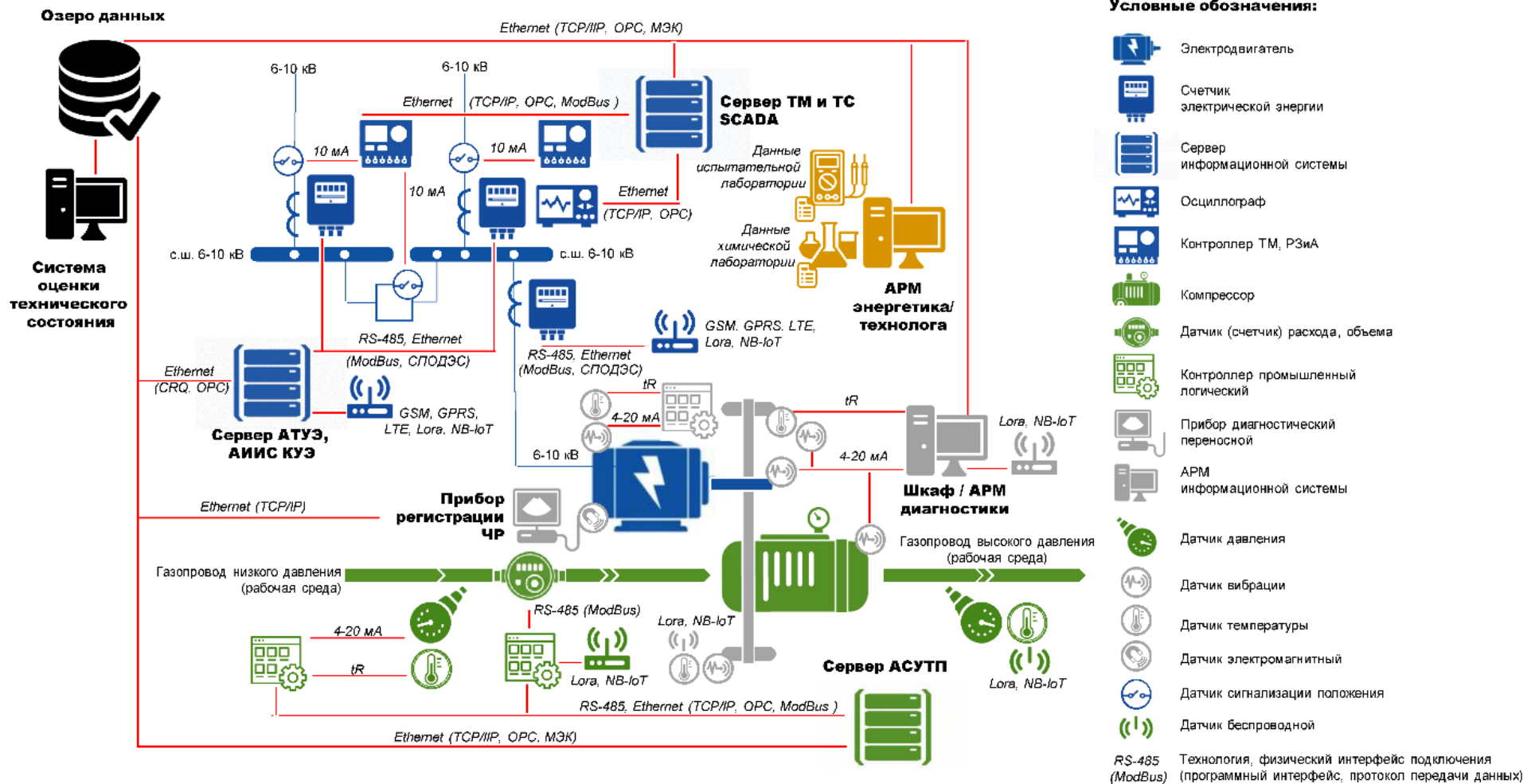


Рисунок 3.2 – Структура локальных информационно-измерительных систем в рамках разработанной ИАС

Схематичное отображение событийно-управляемой цепочки процессов представляет собой упорядоченный граф последовательности действий, управляемых событиями и выполняемых исполнителями. Нотация, т.е. система условных обозначений и правила их применения, являются частью методологии стандарта ARIS (Architecture of Integrated Information Systems) для описания порядка выполнения бизнес-процессов с указанием результатов работ, потоков информации, ресурсов, а также логической взаимосвязи процессов.

Методология ARIS предоставляет структурированный подход к моделированию, анализу и оптимизации бизнес-процессов в организации. Одной из ключевых концепций в методологии ARIS является событийно-управляемая цепочка процессов (Event-Driven Process Chain, EPC).

Цель использования EPC заключается в моделировании бизнес-процессов, позволяя организации более четко понимать и анализировать, какие события и действия происходят внутри организации. EPC помогает создать наглядное представление бизнес-процессов, их взаимосвязей и потоков данных.

**Ключевые элементы событийно-управляемой цепочки процессов (EPC):** EPC включает в себя указанные ниже ключевые элементы.

1. События (Events). Элементы EPC, представляющие собой начало или завершение определенной активности или процесса. События обозначаются округлыми формами и могут быть условными (например, «Заказ получен») или автоматическими (например, «Таймер истек»).

2. Функции (Functions). Элементы, представляющие действия и операции, выполняемые в рамках процесса. Функции обозначаются прямоугольными формами и указывают на конкретные шаги в процессе.

3. Соединители (Connectors). Линии, соединяющие события и функции, определяющие последовательность выполнения процесса. Соединители показывают, как данные и управление переходят от одного элемента к другому.

4. Организационная структура (Organizational Unit). Элемент, представляющий организационные юрисдикции или роли в процессе. Он обычно

обозначается треугольником и позволяет уточнить, кто отвечает за выполнение конкретных функций.

Связь между элементами EPC:

- события и функции связаны соединителями, которые определяют порядок выполнения процесса;
- связи между элементами могут быть аннотированы для уточнения потока данных и контроля;
- организационная структура может быть связана с функциями для назначения ответственных лиц или ролей.

Преимущества использования событийно-управляемой цепочки процессов (EPC):

- наглядное представление бизнес-процессов, что облегчает понимание и коммуникацию внутри организации;
- возможность анализа процессов на предмет улучшения и оптимизации;
- поддержка аудиторских проверок и соблюдение стандартов и регулятивных требований;
- легкость внесения изменений и обновления моделей процессов при изменении бизнес-требований;
- интеграция с другими методологиями и инструментами управления бизнес-процессами.

Событийно-управляемая цепочка процессов (EPC) в методологии ARIS является инструментом для анализа, моделирования и управления бизнес-процессами, что помогает организациям повысить эффективность своей деятельности.

Структурная схема процесса, автоматизируемого информационно-аналитической системой, в виде событийной цепочки процессов представлена в соответствии с Рисунком 3.3.



Рисунок 3.3 – Процесс автоматизированного контроля и диагностики технического состояния для управления жизненным циклом

Модуль сбора данных служит для обращения к инфраструктуре Больших Данных с целью получения данных, необходимых для работы других модулей. В разработанной системе в качестве входных параметров используется как данные on-line мониторинга: диагностические и технологические параметры, данные о режиме электропотребления, параметры эксплуатации, так и данные ручного ввода в числовом виде: результаты испытаний и измерений, производственные планы, паспортные данные и в лингвистическом: результаты осмотров.

Источником данных для системы выступают распределенные базы данных. Результатом работы модуля сбора данных служит размеченная, структурированная информация из них.

Модуль производственного контроля служит для предварительной оценки результатов диагностического мониторинга на соответствие требованиям нормативных документов эксплуатирующей организации и завода-изготовителя. База данных требований нормативных документов формируется в простом производственном виде. В качестве исходных используются размеченные данные диагностического мониторинга. Результатом работы модуля является уведомление о соответствии / не соответствии результатов мониторинга объекта управления требованиям нормативных документов.

Модуль классификации состояния используется для определения состояния объекта на основе текущих и прогнозных данных. Классификация состояний объекта учитывает степень развития и общий характер дефекта. В качестве исходных данных используются размеченные данные, систематизированная и размеченная информация из распределенной базы данных. Результат работы модуля – уведомление о классе состояния объекта.

Модуль прогнозирования состояния служит для решения задачи регрессии диагностических параметров, исходя из данных из изменений, а также информации от технологических систем за предыдущий период, данных производственных планов. В качестве исходных данных используется систематизированная и размеченная информация. Результат работы модуля – прогнозные значения данных диагностического мониторинга на будущий период.

Модуль экспертной оценки служит для формирования вывода о состоянии оборудования и предоставления рекомендаций к управлению жизненным циклом на основе информации о классе состояния объекта и соответствии / не соответствии результатов мониторинга объекта управления жизненного цикла требованиям нормативных документов.

Модуль оптимизации моделей используется для дальнейшего развития данной системы и совершенствования используемых моделей на основании верификации результатов их работы. Модуль формирует и дополняет выборки для нелинейных многопараметрических моделей. Результат работы модуля – обновление моделей, используемых для классификации состояния, прогнозирования результатов и экспертной оценки.

#### **3.4. Функциональные требования к модулю производственного контроля в составе информационно-аналитической системы**

Предварительный – простейший контроль технического состояния сводится к бинарной классификации. В соответствии с требованиями различных нормативных документов один из классов характеризуется допустимым к работе состояние, а второй недопустимым [60]. Так как требования нормативных документов представлены в виде предельно допустимых значений параметров, то безальтернативным становится производственный подход, а классификация сводится к использованию правил типа «Если (условие), то (действие)».

Впервые термин продукции были предложены американским математиком и логиком Эмилем Леоном Постом в первой половине 40х годов XX века [61].

Продукция в системе Поста имеет вид, представленный в (3.1):

$$P = \frac{t_1, t_2, \dots, t_n}{t}, \quad (3.1)$$

где  $t_1, t_2, \dots, t_n$  – это условия или посылки;  $t$  – действие или заключение.

Первое упоминание об использовании продукции в системах искусственного интеллекта датируется 1972 годом. Американские ученые Ньюэлл

и Саймон показали, что человек в ходе рассуждений и деятельности использует правила, подобные продукциям. Тогда же Ньюэлл предложил использовать продукционные системы для моделирования процессов принятия решений в системах искусственного интеллекта [28].

Продукционная модель имеет ряд преимуществ, которые позволяют использовать ее в диагностических ЭС [62]: простота записи правила и его интуитивная понятность для эксперта; наглядность правила для специалиста в области инженерии знаний; возможность иерархической организации продукционной базы знаний за счет формального разделения продукций, антецедентов и консеквентов; возможность создания логических связей в иерархии диагностируемого объекта, гибкость и информационная емкость продукции; возможность использования прямого и обратного логического вывода в продукционных ЭС; возможность организации подсистемы объяснения работы механизма вывода [63].

Простейшая математическая запись продукционной диагностической ЭС [64] может выглядеть следующим образом. Пусть имеется некоторая диагностируемая система  $S$ , которая в свою очередь состоит из  $n$  подсистем  $s_i$ , правильная работа которых обеспечивает функционирование системы  $S$ .

$$s_i \in S \text{ или } S = \{s_1, s_2, \dots, s_i\}$$

В общем случае множество  $S$  может являться как конечным (если проведена соответствующая декомпозиция и ясно определена структура системы), так и бесконечным (если провести ясную декомпозицию диагностируемого объекта не представляется возможным и соответствующие подсистемы возникают хаотично при рассмотрении конкретного уровня). В продукционных системах рассматривается только конечное множество  $S$  [65].

Каждая подсистема в свою очередь имеет конечное множество свойств или атрибутов  $A_i = \{a_1^i, a_2^i, \dots, a_j^i\}$ , которые имеют соответствующие бесконечное множество значений  $V_j^i = \{v_{j,1}^i, v_{j,2}^i, \dots, v_{j,k}^i\}$  [66].

Полученные в качестве исходной информации предпосылки представляют собой в диагностических ЭС как правило перечислений значений атрибутов отдельных подсистем диагностируемого объекта.

Конечным результатом работы экспертной продукционной системы выступает диагноз  $D$ . Он может быть получен за счет поступательного движения от имеющейся исходной информации  $M$  по цепочке продукций (3.2) при использовании прямого логического вывода, или же подтвержден за счет движения по продукциям к исходной информации при использовании обратного логического вывода (3.3).

$$P_1 (M) \rightarrow P_2 \dots \rightarrow P_n \rightarrow D_i \quad (3.2)$$

$$D_l \rightarrow P_n \dots \rightarrow P_1 (M) \quad (3.3)$$

При этом исходная информация (предпосылка) может быть записана следующим выражением:

$$M = (s_i ; a_j^i ; v_{j,k}^i) \quad (3.4)$$

Продукция  $P_1$ , для которой  $M$  является антецедентом при прямом логическом выводе, в этом случае принимает следующий вид:

$$P_1 : (s_i ; a_j^i ; v_{j,k}^i) \rightarrow (s_{i+n} ; a_{j+m}^{i+n} ; v_{j+m,k}^{i+n}) \quad (3.5)$$

Диагноз  $D_l$ , получаемый при прямом логическом выводе из цепочки продукций в этом случае можно представить в виде следующего выражения:

$$D_l : (s_{i+n} ; a_{j+m}^{i+n} ; v_{j+m,k}^{i+n}) \rightarrow (S ; f_l), \quad (3.6)$$

где  $f_l \in F$  и является одной из множества неисправностей для диагностируемой системы  $S$ . В диагностических ЭС множество  $F$  является конечным.

Таким образом, достижение результата работы ЭС [67] и получение вывода  $D_l$  является следствием проверки множества продукций  $P = \{P_1, P_2, \dots, P_n\}$ . Естественно, что достижение результата возможно только в том случае, если множество  $P$  является конечным. Под «условием» (антецедентом) продукционного правила понимается некоторое предложение-образец, по которому осуществляется поиск в базе знаний, а под «действием» (консеквентом) – действия, выполняемые при успешном исходе поиска (они могут быть

промежуточными, выступающими далее как условия и терминальными или целевыми, завершающими работу системы). Таким образом, классификация состояния компрессорных установок осуществляется по продукционному принципу «Если значение параметра больше / меньше критического, то состояния предельное, иначе нормальное» [68].

Сама продукция  $P$  в общем виде представляет собой следующее выражение:

$$P = \langle Q(i); C; A \rightarrow B \rangle, \quad (3.7)$$

где  $i$  – это идентификатор продукции, используемый для поиска продукции в базе знаний;  $Q$  – это область применения продукции;  $C$  – это условия применения продукции;  $A \rightarrow B$  – ядро продукции с антецедентом  $A$  и консеквентом  $B$ .

Продукционные правила являются едиными для всей системы управления жизненным циклом. Обновление базы производится вручную при изменении нормативных документов [A2]. Пример состава базы знаний представлен в таблице 3.3. Как видно из представленного примера, продукционная модель может использоваться в ЭС для диагностики энергетического оборудования [69]. Преимуществами ее использования являются:

- Модульность и единообразие структуры;
- естественность (вывод заключения в продукционной системе во многом аналогичен процессу рассуждения эксперта);
- гибкость родовидовой иерархии понятий, которая поддерживается только как связь между правилами;
- простота создания и понимания отдельных правил;
- простота пополнения и модификации;
- простота механизма логического вывода.

В то же время можно выделить и недостатки таких систем:

- большая часть времени при выводе затрачивается на непроизводительную проверку применимости правил;
- неясность взаимных отношений правил;
- сложность оценки целостного образа знаний;
- отсутствие гибкости в логическом выводе;

- отсутствие учета нечеткостей в исходных данных и продукциях.

Таблица 3.3 – Фрагменты базы знаний модуля производственного контроля

<b>Q – область применения продукции</b>	<b>C – условия применения продукции</b>	<b>A – антецедент</b>		<b>B – консеквент (Состояние)</b>
		<b>Параметр</b>	<b>Значение</b>	
Подшипник скольжения		Температура подшипника	>80 °С	предельное
Подшипник качения		Температура подшипника	>100 °С	предельное
Подшипник	Для частоты вращения 3 000 об/мин	Вибросмещение подшипника	>30 мкм	предельное
Подшипник	Для частоты вращения 1 500 об/мин	Вибросмещение подшипника	>65 мкм	предельное
Подшипник	Для частоты вращения 1 000 об/мин	Вибросмещение подшипника	>80 мкм	предельное
Изоляция обмоток переменного тока ЭД	Для ЭД мощностью свыше 5 000 кВА	Температура изоляции	>125 °С	предельное
Изоляция обмоток переменного тока ЭД	Для ЭД мощностью менее 5 000 кВА	Температура изоляции	>105 °С	предельное
Изоляция стержневых обмоток фазных роторов АД и обмоток возбуждения СД		Температура изоляции	>135 °С	предельное
Сердечники и другие стальные части ЭД		Температура	>125 °С	предельное
Подшипник		Виброскорость	>2,8 мм/с	предельное
Изоляция обмотки ЭД	Температура изоляции менее 20 °С	Сопротивление изоляции	<70 МОм	предельное
Изоляция обмотки ЭД	Температура изоляции более 20 и менее 40 °С	Сопротивление изоляции	<35 МОм	предельное
Изоляция обмотки ЭД	Температура изоляции более 40 и менее 60 °С	Сопротивление изоляции	<17 МОм	предельное
Изоляция обмотки ЭД	Температура изоляции более 60 °С	Сопротивление изоляции	<10 МОм	предельное
Изоляция обмотки ЭД		Интенсивность ЧР	>10 мВт	предельное

Представление знаний с помощью продукций иногда называют «плоским», так как в продукционных системах отсутствуют средства для установления иерархий правил. Объем знаний продукционных систем растет линейно, по мере включения в нее новых фрагментов знаний, в то время как в традиционных алгоритмических системах, использующих деревья решений, зависимость между объемом база знаний и количеством знаний является логарифмической [70].

Еще одним недостатком продукционного метода в области диагностики является тот факт, что с момента разработки ЭС ориентируется на минимально возможное количество условия и областей применения. Расширение этого списка не представляется возможным без изменения структуры ЭС. В то же время объем продукций в зависимости от степени декомпозиции может быть неоправданно велик. Так если в состав системы входит 10 компонентов, которые имеют по 10 атрибутов, каждый из которых может принимать до 10 значений, число гипотетически возможных состояний системы составит:

$$N = k^{n \cdot m} = 10^{100}, \quad (3.8)$$

где  $k$  – число значений, принимаемых атрибутами;  $n$  – число атрибутов;  $m$  – число компонентов. Анализ всех возможных продукций методом перебора может составить очень длительное время. Представленная в рамках исследования модель не лишена данных недостатков, однако, в целом позволяет выполнить главную задачу: быструю проверку соответствия данных диагностического мониторинга требованиям нормативных документов.

### Выводы по главе 3

В рамках создания структуры ИАС получены следующие результаты:

– определена схема управления, позволяющая улучшить технические характеристики и повысить эффективность работы компрессорных установок за счет контроля и диагностики текущего и прогнозного состояния установки, доработки конструкторской, проектной и технической документации на основе рекомендаций, полученных в ходе эксплуатации;

– проанализированы источники данных для контроля и диагностики текущего и прогнозного состояния установок и механизм их получения с использованием технологий Больших данных;

– разработана архитектура системы для автоматизации процесса автоматизированного контроля и диагностики технического состояния для управления жизненным циклом, модули которой позволяют решить поставленные задачи, а используемый в системе на этапе контроля технического состояния производственный подход позволяет быстро определить соответствие состояния установки требованиям нормативных документов. Подготовлена производственная база знаний, учитывающая требования российских и иностранных стандартов.

#### **4. РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕКУЩЕГО И ПРОГНОЗНОГО СОСТОЯНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

*Результаты главы 4 опубликованы в работах автора [A2], [A7], [A9], [A15].*

##### **4.1. Определение текущего состояния компрессорной установки с использованием информационно-аналитической системы**

Итоговое определение состояния КУ производится разработанным модулем классификации состояния. В данном случае в качестве возможных рассматриваются три варианта состояния в соответствии с [71], и один вариант, характеризующий развивающиеся дефекты:

1) «Исправное», в котором все параметры объекта соответствуют всем установленным требованиям.

2) Не установленное нормативными документами «работоспособное», требующее внимания к возможным дефектам, в котором значения параметров объекта не превышают установленных показателей, но наблюдается высокий риск отказа.

3) «Неисправное» состояние отличается от «работоспособного» тем, что хотя бы один параметр объекта не соответствует как минимум одному из требований, но объект сохраняет способность выполнять заданные функции.

4) «Предельное», в котором дальнейшая эксплуатация объекта недопустима или нецелесообразна.

Определение состояния представляет собой задачу классификации, т.е. создания алгоритма, способного определить принадлежность объекта к заданным классам (состояниям) [72]. В случае управления жизненным циклом речь идет о мультиклассовой классификации. Решение задачи может быть проведено с помощью различных математических алгоритмов, каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки.

Продукционный метод для мультиклассовой классификации – это один из методов решения задачи классификации, который основан на создании набора правил или продукций для классификации объектов. Каждая продукция представляет собой логическое правило, описывающее, какие признаки объекта приводят к его отнесению к определенному классу. Классификация объекта выполняется путем применения продукций в порядке их приоритета. Как только одна из продукций выполняется, объекту присваивается соответствующий класс.

Формула для мультиклассовой классификации может быть выражена следующим образом:

$$C = \mathit{arg}_c \max P(c|X), \quad (4.1)$$

где  $C$  – класс, к которому принадлежит объект;  $P(c|X)$  – вероятность, что объект принадлежит классу  $c$  при условии наблюдаемых признаков  $X$ .

Метод опирается на условные вероятности, оцененные на основе продукций. Продукционный метод позволяет строить сложные правила классификации, учитывая разнообразные комбинации признаков. Он особенно полезен, когда классификация зависит от логических последовательностей событий или имеет четко определенные правила, которые могут быть выражены в виде продукций.

Развитие использования многопараметрических моделей в технической диагностике имеет богатую историю, прошедшую несколько этапов. Начиная с 1950-х годов, первые методы, такие как линейная регрессия и метод ближайших соседей, стали применяться в технической диагностике. Однако ограничения в вычислительных ресурсах и доступности данных ограничивали их применение. С развитием вычислительной техники и сбора больших объемов данных, начали разрабатываться более сложные алгоритмы, включая методы опорных векторов, случайные леса, и нейронные сети. Эти методы позволили решать более сложные задачи классификации и регрессии. С развитием систем сбора данных, включая концепцию промышленного Интернета вещей повысился объем собираемых данных о состоянии оборудования, в результате появились предпосылки для использования более сложных методов статистического анализа в технической

диагностике. Алгоритмы статистического анализа и сверточные нейронные сети стали широко использоваться для анализа изображений и временных рядов. Современное применение данных методов в технической диагностике включает в себя широкий спектр технологий: ансамблирование методов, анализ естественного языка, и обработку звука. К примеру, технические системы могут анализировать звуковые сигналы, чтобы выявить аномалии в работе оборудования. Кроме того, возможности облачных вычислений позволяют анализировать данные в реальном времени и прогнозировать отказы оборудования до их возникновения.

Сегодня многопараметрические модели играют ключевую роль в технической диагностике, повышая эффективность обслуживания оборудования и предотвращая аварийные ситуации. Эта область продолжает развиваться, и ожидается, что новые методы и технологии будут внедрены для улучшения диагностики и прогнозирования состояния технических систем.

Метод ближайших средних (*k*-Nearest Neighbors, *k*-NN) – это простой и интуитивно понятный метод, используемый для задачи классификации. Он основывается на принципе, что объекты, близкие в признаковом пространстве, склонны принадлежать к одному и тому же классу. Основная идея метода заключается в том, что классифицируемый объект присваивается тому классу, который наиболее часто встречается среди *k* ближайших соседей в обучающей выборке.

Метод *k*-NN предоставляет простой механизм классификации, но требует правильного выбора параметра *k* (количество соседей) и может быть чувствителен к шумам в данных. Однако он хорошо подходит для задач, где объекты одного класса склонны образовывать компактные кластеры в пространстве признаков. Кроме классификации, метод *k*-NN также может применяться для регрессии, где вместо классов определяются числовые значения.

Наивный байесовский классификатор – это вероятностный метод классификации, основанный на байесовской теореме вероятности и предполагает «наивное» предположение о независимости распределения признаков по каждому

из классов. Таким образом, вводится предположение, что признаки объектов по каждому из классов являются независимыми случайными величинами. Несмотря на эту упрощенную модель, наивный байесовский классификатор оказывается эффективным во многих задачах классификации.

Формула для вычисления вероятности принадлежности объекта, имеющего признаки  $X$ , к классу  $C$  с использованием наивного байесовского классификатора выглядит следующим образом:

$$P(C|X_1, X_2 \dots X_n) = P(C) \cdot \frac{P(X_1, X_2 \dots X_n|C)}{P(X_1, X_2 \dots X_n)}, \quad (4.2)$$

где  $P(C|X)$  – вероятность того, что объект с признаками  $X$  принадлежит классу  $C$ ;  $P(C)$  – априорная вероятность класса  $C$ ;  $P(X|C)$  – вероятность, что объект имеет признаки  $X$ , соответствующие классу  $C$ , предполагая независимость признаков;  $P(X)$  – априорная вероятность появления признаков  $X$ ;  $n$  – количество признаков  $X$ .

Наивный байесовский классификатор выбирает класс с наибольшей апостериорной вероятностью:

$$C = \arg_c \max P(c) \cdot \prod_{i=1}^n P(X_i|c) \quad (4.3)$$

Основное преимущество наивного байесовского классификатора заключается в его простоте и скорости обучения и применения. Кроме того, он эффективно масштабируется при увеличении объемов данных. Несмотря на наивное предположение о независимости признаков, этот метод обычно оказывается эффективным для задач текстовой классификации, фильтрации спама, анализа настроений и других задач, где признаки имеют связь с конкретным классом.

Метод опорных векторов (Support Vector Machine, SVM) – это алгоритм, применяемый для решения задачи классификации. Основная идея метода заключается в поиске оптимальной разделяющей гиперплоскости, которая максимизирует отступ (расстояние) между различными классами объектов. Это

позволяет SVM находить решения, которые хорошо обобщаются на новые данные и обладают высокой обобщающей способностью.

Формула опорных векторов для разделяющей гиперплоскости в случае линейной разделимости без использования ядра:

$$y = w_1 \cdot x_1 + w_2 \cdot x_2 + \dots + w_n \cdot x_n + b = 0, \quad (4.4)$$

где  $w$  - вектор веса алгоритма, параметр гиперплоскости;  $x$  - вектор значений признаков объекта;  $b$  – смещение, параметр гиперплоскости.

Цель SVM – найти такую разделяющую гиперплоскость, которая максимизирует отступ между двумя классами. Отступ можно определить следующим образом:

$$M_i(w, b) = y((w_i \cdot x_i) - b), \quad (4.5)$$

где  $y$  – константа нормировки. Максимизация отступа означает максимизацию расстояния между классами и, следовательно, увеличение обобщающей способности модели.

SVM также включает в себя регуляризацию, чтобы учесть возможное переобучение. Регуляризация добавляет штраф к функции потерь, что позволяет SVM находить компромисс между максимизацией отступа и минимизацией ошибок классификации.

На практике линейно разделимые выборки практически не встречаются из-за некорректных данных и нечетких границ между классами. Когда данные не могут быть линейно разделены, SVM может использовать функции ядра (kernel functions), такие как полиномиальные и радиальные базисные функции (RBF), чтобы преобразовать их в более высокоразмерное пространство, где разделение становится возможным. Формула классифицирующей функции в этом случае будет иметь вид:

$$f(x) = \text{sign}(\alpha_i \cdot K(x, x_i) - b), \quad (4.6)$$

где  $\alpha_i$  - коэффициенты, которые находятся в процессе обучения модели;  $K(x, x_i)$  – ядро.

SVM является эффективным методом для решения задач классификации, и его обобщающая способность делает его популярным выбором в множестве

приложений, включая обработку изображений, текстовый анализ и биоинформатику.

Для задачи регрессии используется модификация SVM под названием Support Vector Regression (SVR), в которой применяются все описанные выше принципы, но целью является не разделение объектов на классы, а определение зависимости выходной переменной от входных признаков

Ансамблевые методы представляют собой класс алгоритмов, который может быть эффективно применен в задачах классификации в технической диагностике [A12]. Эти методы основаны на принципе объединения нескольких моделей в ансамбль с целью повышения точности и/или устойчивости к переобучению. В контексте технической диагностики, ансамблевые методы предоставляют следующие преимущества [73]:

- увеличение стабильности, поскольку ансамбли объединяют прогнозы нескольких моделей, что делает выходные результаты более устойчивыми к шуму в данных и изменчивости в состояниях оборудования;

- улучшение обобщения, так как ансамбли способствуют снижению переобучения, что важно, особенно в случаях, когда данных о состоянии оборудования ограничено;

- увеличение точности – ансамбли могут значительно повысить точность классификации, так как объединение множества моделей позволяет учесть разнообразные аспекты данных.

Существует несколько типов ансамблей, наиболее распространенные приведены ниже [74].

Алгоритм стохастического разбиения данных использует случайное разделение выборки данных для оптимизации нескольких базовых моделей, которые затем объединяются в ансамбль с усреднением результатом.

Метод итерационной оптимизации моделей ансамбля реализует последовательную оптимизацию базовых модели так, чтобы новые модели концентрировались на ошибках ансамбля, состоящего из всех предыдущих моделей.

Ансамблевые методы могут быть успешно применены в технической диагностике, особенно при наличии разнородных данных. Они способствуют улучшению надежности и эффективности систем диагностики и прогнозирования.

Исходные данные для работы моделей фактически представляют собой матрицу, представленную в виде (4.7) [A2]:

$$X = [x_{ij}] = \begin{array}{c} A_1 \\ A_i \\ A_m \end{array} \left| \begin{array}{ccc} \overline{S_1} & \overline{S_j} & \overline{S_n} \\ \hline x_{11} & x_{1j} & x_{1n} \\ x_{i1} & x_{ij} & x_{in} \\ x_{m1} & x_{mj} & x_{mn} \end{array} \right., \quad (4.7)$$

где  $A_i (i = \overline{1, m})$  – это строки, то есть объекты ( $m$  – число объектов в модели);  $S_j (j = \overline{1, n})$  – это столбцы, то есть признаки объектов по выбранному диагностическому параметру ( $n$  – число рассматриваемых диагностических параметров).

Модель примет следующий вид:

$$Y = \begin{bmatrix} y_{11} \\ y_{i1} \\ y_{m1} \end{bmatrix} = f(X) = f([x_{ij}]) = f \left( \begin{bmatrix} x_{11} & x_{1j} & x_{1n} \\ x_{i1} & x_{ij} & x_{in} \\ x_{m1} & x_{mj} & x_{mn} \end{bmatrix} \right), i = 1, \dots, m \quad (4.8)$$

Решение задачи представляет собой оценку приближенной функции  $\hat{f}(X)$ , которую можно определить, минимизировав функцию потерь  $L(Y, f(X))$ . Так как функциональное пространство бесконечно, а алгоритм предусматривает конечное решение, то искомая модель ограничивается определенным видом  $h([x_{ij}], \theta)$ , а само решение сводится к оптимизации ее параметров:

$$\hat{\theta} = \arg \min_{\theta} [L(Y, h(X, \theta))] \quad (4.9)$$

Ниже более подробно описаны используемые в работе методы.

Метод стохастического разбиения данных был разработан в конце 20-го века и внес значительный вклад в развитие анализа данных [A14].

Принцип работы метода стохастического разбиения данных:

1. Бутстрэп-выборки: сначала создаются множества случайных подвыборок из исходных данных путем случайного выбора данных с

возвращением. Это означает, что одни и те же данные могут встречаться в нескольких подвыборках.

2. Оптимизация базовых моделей: на каждой из подвыборок определяется отдельная базовая модель.

3. Усреднение прогнозов: после получения результатов всех базовых моделей, их прогнозы усредняются (для задачи регрессии) или проводится голосование (для задачи классификации) для получения итогового прогноза.

Преимущества метода стохастического разбиения данных в технической диагностике:

- снижение переобучения, так как каждая модель использует свое подмножество данных;

- повышение устойчивости за счет усреднение результатов от нескольких моделей снижает влияние случайных флуктуаций в данных, что делает прогнозы более стабильными;

- улучшение обобщения зависимостей в данных, что особенно полезно при недостатке данных о состоянии оборудования;

- универсальность, метод может быть успешно использован с различными базовыми моделями, включая решающие деревья, линейные модели, и нейронные сети, что делает его универсальным инструментом.

Современное применение метода в технической диагностике включает в себя создание ансамблей моделей для обработки и анализа данных, собранных с датчиков. Этот метод продолжает оставаться одним из ключевых инструментов и обеспечивает высокую надежность при решении задач диагностики и классификации состояний технических систем.

Результат решения задачи классификации с использованием алгоритма стохастического разбиения данных можно представить в виде формулы:

$$k = \arg j \max[\text{card}(y_l(.) = j, l = 1, \dots, L)], j = 1, \dots, n, \quad (4.10)$$

где  $k$  – рассматриваемый класс в задаче классификации;  $y_l(.)$  – ответ независимой модели;  $L$  – число моделей;  $n$  – число классов.

Метод итерационной оптимизации моделей ансамбля также активно применяется в технической диагностике. Он был разработан в конце 20-го века и представляет собой эффективный способ улучшения качества моделирования [75].

Принцип работы метода:

1. Итеративная оптимизация. Метод работает итеративно, получая ответ базовых моделей (часто решающие деревья) на выборке данных. На каждом этапе каждая модель фокусируется на ошибках, допущенных предыдущими моделями.

2. Определение направления улучшения ансамбля за счет вычисления градиента ошибки или присваивания весов экземплярам выборки в зависимости от того насколько часто на них совершаются ошибки.

3. Агрегация результатов. Результаты отдельных моделей агрегируются так, чтобы уделить больше внимания примерам с большими ошибками.

4. Оптимизация до сходимости. Процесс продолжается до тех пор, пока не будет достигнута заданная точность или до тех пор, пока не будет построено заданное количество базовых моделей.

Преимущества метода в технической диагностике:

- улучшение точности;
- обобщение зависимостей в данных;
- возможность строить сложные модели, что особенно полезно при анализе состояний оборудования;
- обнаружение выбросов и аномалий в данных, что важно в задачах диагностики.

Использование градиента в методе итерационной оптимизации моделей ансамбля отличают следующие особенности:

- метод обычно хорошо справляется с обнаружением сложных и нелинейных зависимостей в данных, что может быть важно при диагностике сложных систем;
- метод менее чувствителен к выбросам в данных, что делает его подходящим для задач диагностики, где аномалии могут быть значительны;

- метод часто демонстрирует высокую точность классификации и регрессии, что важно для точной диагностики.

В целом адаптивный и градиентный подход характеризуются:

- концентрацией на трудных случаях, то есть примерах с большими ошибками;

- использованием простых базовых модели, такие как решающие деревья глубиной 1, что повышает скорость работы.

Решение задачи классификации с помощью метода [А9] сводится к созданию классификатора, представляющего собой взвешенную сумму слабых моделей:

$$k = \operatorname{arg}_j \max \left[ \sum_{l=1; y_l(\cdot)=j}^L c_l y_l(\cdot) \right], j = 1, \dots, n, \quad (4.11)$$

где  $k$  – рассматриваемый класс в задаче классификации;  $L$  – число моделей;  $y_l(\cdot)$  – ответ независимой модели;  $c_l$  – вес слабой модели;  $n$  – число классов.

Отличие градиентного подхода от прочих заключается в процессе оптимизации, в рамках которого в качестве корректирующего коэффициента используется антиградиент функции ошибки на текущей итерации. Тогда вид модели на каждом итерационном шаге, начиная со второго примет вид:

$$y_l(\cdot) = y_{l-1}(\cdot) - c_l \times \nabla_{s_{l-1}} E(y_{l-1})(\cdot), \quad (4.12)$$

где  $c_l$  – коэффициент, учитывающий размер шага;  $E(\cdot)$  – ошибка модели.

Величина антиградиента оценивается, исходя из разницы между полученным и реальным результатом, которая получила название псевдо-остатков. Размерный коэффициент определяется линейным поиском. При составлении классификатора соответственно на каждой итерации новая слабая модель добавляется в общий результат с учетом коэффициента с постоянным пересчетом псевдо-остатков на каждом шаге.

В рамках диссертационного исследования на первом этапе были рассмотрены преимущества и недостатки указанных методов, представленные в Таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Методы решения задачи классификации

Метод	Преимущества	Недостатки
Продукционный (использование деревьев решений, построенных в форме «если, то»)	Простой для восприятия	Требует ручной обработки и проверки каждой из множества продукции, характеризующих состояние
Ближайших средних (отнесение объекта к типичным соседним, исходя из предустановленной метрики)	Легкая интерпретация, применим для мультиклассовой классификации	Невысокая точность, требования к вычислительной мощности, ориентация на небольшую выборку
Наивный байесовский классификатор (классификатор на основе теоремы Байеса со строгими предположениями о независимости)	Легкая интерпретация, применим для мультиклассовой классификации.	Требует для анализа независимые характеристики, полностью описывающие класс
Опорных векторов (формирование гиперплоскости, разделяющей объекты выборки оптимальным способом)	Эффективен для большого числа параметров и в случаях, когда параметров меньше, чем наблюдений	Не дает вероятностных оценок, легко переобучается
Стохастического разбиения данных (оценка моделей на независимых наборах с последующим усреднением результатов мажоритарным голосованием)	Достаточная точность классификации для несбалансированных выборок, применим для мультиклассовой классификации.	Слабая математическая обоснованность и недетерминированность результата
Итерационной оптимизации моделей (использование ансамбля, представляющего собой взвешенную сумму слабых моделей, с расчетом антиградиента функции ошибки на каждой итерации)	Высокая точность классификации, применим для мультиклассовой классификации.	Требования к вычислительной мощности и сбалансированности выборки

Анализ преимуществ и недостатки предлагаемых методов позволил сделать вывод о наибольшей применимости для задачи диагностики состояния методов стохастического разбиения данных, как наиболее точного в случае несбалансированной выборки, получаемой по результатам технической диагностики, и Итерационной оптимизации моделей с использованием градиентного подхода, как наиболее перспективного для мультиклассовой классификации.

## 4.2. Алгоритм решения задачи классификации состояния компрессорных установок

Задача классификации состояния объекта в технической диагностике заключается в определении текущего состояния или работоспособности технического оборудования на основе анализа данных и сигналов. В контексте энергетического оборудования, такого как компрессорные установки, это важная задача для обеспечения надежной и безопасной работы. При решении этой задачи возникают указанные ниже проблемы [76].

1. Необходимость непрерывного мониторинга и сбора данных с датчиков, следящих за различными параметрами компрессорных установок, может быть сложной и требует правильной инфраструктуры.

2. Данные могут содержать шум, артефакты и выбросы, что требует предварительной обработки, включая фильтрацию и коррекцию.

3. Определение наиболее информативных признаков для классификации может быть вызовом, и ошибки в выборе признаков могут повлиять на качество решения.

4. Выбор подходящей модели для классификации, включая различные методы анализа, требует участия экспертов и настройки параметров.

5. Мнение человека-эксперта остается важным инструментом контроля и диагностики состояния оборудования, особенно в случаях, когда данные недоступны или недостаточны. Специалисты могут принимать решения на основе своего опыта и знаний.

6. В некоторых ситуациях, различные классы состояний компрессорных установок могут быть представлены неравномерно, что требует учета и балансировки.

7. Состояние оборудования может изменяться со временем, и классификация должна учитывать временную динамику.

Решение задачи классификации состояния компрессорных установок требует комбинированного подхода, включая как технические методы, так и

экспертное мнение, чтобы обеспечить надежность и безопасность работы этого энергетического оборудования.

Выборка представляет собой набор данных, который используется для оптимизации и проверки моделей. В технической диагностике выборка играет ключевую роль, поскольку качество и представительность данных напрямую влияют на эффективность моделей [76]. Выборки бывают разных типов:

Обучающая выборка (*Training Data*) – это набор данных, который используется для обучения модели. Обычно он содержит множество примеров, где каждый пример представляет собой набор признаков и соответствующую метку класса или значение целевой переменной. Обучающая выборка позволяет модели учиться на исторических данных.

Валидационная выборка (*Validation Data*) – набор данных, который используется для настройки гиперпараметров модели и выбора лучших гиперпараметров. Он помогает оценить качество модели в процессе обучения и предотвратить переобучение.

Тестовая выборка (*Test Data*) – набор данных для итоговой оценки точности модели. Этот набор данных модель «видит» впервые после обучения, и оценка ее работы на тестовой выборке помогает понять, насколько хорошо она обобщает данные обучающей выборки.

Не сбалансированные выборки (*Imbalanced Data*). В реальных задачах диагностики, данные о разных состояниях оборудования могут быть несбалансированными, то есть один класс может быть сильно представлен, а другой – мало. Это может потребовать специальных методов балансировки выборок, чтобы используемые модели были объективными;

Временные ряды (*Time Series*). В технической диагностике часто важна временная зависимость данных. В таких случаях выборки могут представлять собой последовательности измерений во времени.

Многоклассовые выборки (*Multiclass Data*). В случаях, когда состояния оборудования могут быть классифицированы на несколько категорий, выборка становится многоклассовой, и модели используются для множества классов;

Данные с пропусками (*Missing Data*). В реальных условиях, данные могут содержать пропуски. Обработка пропусков и использование таких данных требует специальных методов.

В технической диагностике правильный выбор и подготовка выборок играют решающую роль в эффективности систем диагностики [77]. Уделяя внимание выборкам, исследователи и инженеры обеспечивают надежное и точное функционирование систем мониторинга и диагностики технических систем [78–80].

Выборка представляет собой объем данных из диагностических (АСДУЭ и АСУД) и эксплуатационных (АСУ ТП и АСКУ) систем, сформированных предшествующими измерениями и импортированными в виде неразмеченной информации в отношении выбранной компрессорной установки из из распределенной базы данных. Для включения в выборку целевых показателей о состоянии компрессорных установок использовалась верифицированная информация из электронного журнала ремонтов (записи о дефектах и общем состоянии). Выборка не сбалансирована (на более, чем 70% КУ состояние определено, как исправное), характеризуется сравнительно небольшим разбросом и достаточно высоким уровнем смещений. Данная характеристика является типичной для технической диагностики электрооборудования. Исходная выборка случайным образом разбита на две части – обучающую (75% от общей) и контрольную (25% от общей). Характеристики выборки представлены в Таблице 4.2.

Диагностическая модель на основании метода стохастического разбиения данных была подготовлена на языке программирования *Python* с использованием библиотеки с открытым исходным кодом *Scikit-Learn* и алгоритма *BaggingClassifier*. В качестве оптимизационных параметров в данном алгоритме используются число классификаторов (*bootstrap*) и размер подмножества каждой выборки.

Таблица 4.2 – Характеристики полной выборки

<i>Характеристика выборки</i>	<i>Исходная выборка с учетом эксплуатационных параметров</i>	<i>Исходная выборка без учета эксплуатационных параметров</i>
Количество объектов в выборке	29	29
Количество тегов для каждого объекта	до 126	до 95
Количество рассматриваемых периодов	8	8
Длина рассматриваемого периода, мин	131 400	131 400
Интеграционный параметр для тега, мин	от 1 до 30	от 2 до 30
Количество сценариев в выборке	232	232
Общий объем выборки для каждого сценария	до 7,5 млн	до 3 млн
Процент объектов, имеющих нулевые значения признаков	9 %	0 %
Распределение объектов по классам	71 / 19 / 9 / 1 %	71 / 19 / 9 / 1 %

Используемый алгоритм «Bootstrap Aggregating» – это ансамблевый метод, который создает несколько базовых моделей и комбинирует их для получения более надежной и устойчивой модели.

Алгоритм создания модели с использованием Scikit-Learn приведен ниже.

1. Импортировать необходимые библиотеки, включая Scikit-Learn.
2. Загрузить и подготовить данные.
3. Создать базовую модель (выбрать базовый классификатор).
4. Создать модель с помощью *BaggingClassifier*. Можно настроить различные параметры, такие как количество базовых моделей, метод сэмплирования и другие.
5. Оптимизировать модель на обучающих данных.
6. Оценить точность модели на тестовых данных.

При создании модели с использованием библиотеки *Scikit-Learn* и алгоритма *BaggingClassifier*, важно понимать, какие параметры можно настраивать и как они могут влиять на конечный результат. Базовая модель – это

классификатор или регрессор, который будет использоваться для создания ансамбля. Важные параметры базовой модели приведены ниже.

Тип классификатора (*base\_estimator*) – это объект классификатора или регрессора, который определяет базовую модель. Выбор базовой модели зависит от задачи и требований к модели.

При создании модели с *BaggingClassifier*, есть ряд параметров, которые можно настраивать:

- количество базовых моделей (*n\_estimators*), которые будут использованы в ансамбле, при этом большее количество базовых моделей может увеличить стабильность и производительность модели, но также увеличит вычислительную сложность;

- параметры *max\_samples* и *max\_features* определяют, какие части выборки и какие признаки будут случайным образом выбраны при оптимизации базовых моделей; настройка этих параметров может влиять на устойчивость и разнообразие базовых моделей;

- *bootstrap* – если установлен в *True*, то выборки будут создаваться с возвращением, что означает, что одни и те же примеры могут встречаться в разных выборках; это может влиять на разнообразие данных, что полезно для борьбы с переобучением;

Настройка параметров базовой модели является инструментом оптимизации при решении задачи. Экспериментируя с различными комбинациями параметров, необходимо проводить кросс-валидацию и анализировать производительность модели, чтобы определить оптимальные значения параметров.

Модель итерационной оптимизации была также подготовлена на языке *Python*, но вместо классического *GBM*-алгоритма была использована более современная библиотека *CatBoost*. Для указанного алгоритма оптимизационными параметрами являются: глубина дерева, число базовых моделей, скорость оптимизации, число данных в обучающем узле и т.п. *CatBoost* – это модификация метода итерационной оптимизации, специально разработанная для работы с

категориальными признаками и имеющая свои особенности. Создание модели *CatBoost* выполняется по следующему алгоритму.

1. Импорт библиотеки *CatBoost* и загрузка данных.

2. Для создания модели *CatBoost* можно использовать *CatBoostClassifier* для задачи классификации или *CatBoostRegressor* для задачи регрессии. Основные параметры модели включают:

- количество итераций (*iterations*), что может влиять на производительность модели – больше итераций может улучшить результат, но также увеличивает время;
- скорость (*learning\_rate*) определяет, насколько быстро модель адаптируется к данным, при этом меньшие значения обычно требуют большего числа итераций, но могут улучшить обобщающую способность модели;
- глубина деревьев (*depth*), глубокие деревья могут переобучиться, поэтому этот параметр стоит внимательно настраивать.

3. *CatBoost* автоматически обрабатывает категориальные признаки, что делает его привлекательным для задач, где такие признаки играют важную роль. Можно использовать параметры, такие как *cat\_features*, чтобы указать, какие признаки считать категориальными.

4. Оптимизация модели на данных.

5. Оценка точности модели на тестовых данных.

Параметры *CatBoost* могут существенно влиять на производительность модели. Настройка параметров, таких как *iterations*, *learning\_rate*, *depth*, и работа с категориальными признаками, может быть решающей для достижения оптимальных результатов. *CatBoost* также предоставляет множество дополнительных параметров, которые позволяют тонко настраивать модель, включая параметры для регуляризации, работу с пропущенными данными и многое другое.

Метрики качества в технической диагностике помогают оценить производительность модели. Два важных типа ошибок, которые учитываются в метриках – это ошибки первого и второго рода.

1. Ошибка первого рода (False Positive, FP) – ситуации, когда модель неверно классифицирует исправное состояние объекта как аномалию. Ошибка первого рода может привести к ложным тревожным сигналам в технической диагностике, что может потребовать дополнительных проверок и ресурсов.

2. Ошибка второго рода (False Negative, FN) – ситуации, когда модель неверно классифицирует аномалию как нормальное состояние объекта. Ошибка второго рода может быть критической, так как она может привести к упущению реальных аномалий и повысить риск необнаружения сбоев в оборудовании.

Выбор подходящих метрик зависит от конкретной задачи диагностики и баланса между ошибками первого и второго рода. Например, в случаях, когда ложные тревожные сигналы дороги или критичны, специфичность может быть более важной метрикой. В других ситуациях, когда важно обнаружить как можно больше аномалий, полнота может иметь большее значение.

Для оценки работы модели используются следующие метрики качества: точность классификации ( $PPV$ ), полнота ( $TPR$ ) и гармоническое среднее между точностью и полнотой ( $F_1$ -мера):

$$PPV = \frac{TP}{TP + FP}, \quad TPR = \frac{TP}{TP + FN}, \quad F_1 = 2 \frac{PPV \cdot TPR}{PPV + TPR}, \quad (4.13)$$

где  $TP$  – количество истинно-положительных исходов;  $FP$  – количество ложно-положительных исходов;  $FN$  – количество ложно-отрицательных исходов. Для предварительной оценки точности работы моделей была использована метрика точности  $F_1$ .

Кроме того для оценки работы модели также могут использоваться такие метрики качества, как [A1]:

- ассигасу (Точность полная) – доля правильных ответов модели среди всех классификаций  $Ac = \frac{\sum a}{n}$ ;

- матрица ошибок (распределение ответов по позиция положительный/негативный, правильный/неправильный).

В случае многоклассовой классификации в качестве метрики качества используется:

- усреднение каждого элемента матриц ошибок при рассмотрении каждого класса, как бинарного (микроусреднение);

- расчет каждого классификатора (точность, полнота) при рассмотрении каждого класса, как бинарного, с последующим усреднением (макроусреднение).

Для предварительной оценки точности работы моделей была использована общая метрика точности  $F_1$ -мера. Для оценки ошибок первого и второго рода использовалась матрица ошибок.

В рамках построения модели был проведен анализ влияния параметров алгоритма, используемой в библиотеке *CatBoost* для языка *Python*. На первом этапе подбора наибольшее влияние на точность было оказано глубиной дерева. Зафиксировав значение глубины с наибольшей точностью, на втором этапе было выявлено наилучшее число базовых моделей. При этом число используемых данных перестало оказывать влияние на точность моделей. На третьем этапе было выбрано значение скорости оптимизации. С полученными значениями на четвертом этапе представлена итоговая точность модели, которая никак не изменялась от количества данных.

В качестве оптимизационных параметров в алгоритме стохастического разбиения данных используются число классификаторов (*bootstrap*) и размер подмножества каждой выборки. Относительно небольшой объем исходной выборки (количество рассматриваемых компрессорных установок в выбранных временных периодах) не позволяет оперировать вторым параметром оптимизации (по умолчанию равен 1). Оптимальное значение числа классификаторов было найдено для каждой выборки эмпирическим путем и составило 600–800 (по умолчанию 10) [A2].

После оптимизации моделей была проведена тестовая проверка результатов контроля и диагностики текущего состояния компрессорных установок для

разработанных моделей по размеченным данным из диагностических и эксплуатационных систем. Данные о точности работы моделей на тестовой выборке до и после оптимизации представлены в Таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Результаты работы моделей классификации на тестовой выборке

Используемый алгоритм	$F_1$ -мера до оптимизации модели	$F_1$ -мера после оптимизации модели
Стохастического разбиения данных (без учета эксплуатационных параметров)	0,856	0,859
Стохастического разбиения данных (с учетом эксплуатационных параметров)	0,866	0,869
Итерационной оптимизации моделей ансамбля (без эксплуатационных параметров)	0,810	0,827
Итерационной оптимизации моделей ансамбля (с эксплуатационными параметрами)	0,833	0,860

По результатам исследования математических моделей для решения задачи классификации были сделаны следующие выводы:

- наилучшая точность классификации была достигнута при использовании модели стохастического разбиения данных; данный подход позволяет качественно определить состояния компрессорной установки для получения рекомендаций к управлению жизненным циклом;

- наилучшая точность была достигнута при включении в состав данных классификации эксплуатационных данных: параметров технологической среды, данные технологической и электрической загрузки оборудования; использование этих данных в качестве исходных при классификации позволит повысить качество рекомендаций при управлении жизненным циклом.

#### **4.3. Предиктивная диагностика состояния компрессорных установок с помощью информационно-аналитической системой**

Для предиктивной диагностики состояния оборудования в будущие периоды модулем классификации состояния проводится диагностика на

спрогнозированных значениях параметров. При этом прогнозирование значений параметров осуществляет модуль прогнозирования. Решение задачи прогнозирования или регрессии по рассматриваемым параметрам осуществляется с помощью формализованного метода в виде модели временных рядов, так как использование интуитивных методов, не соответствует стоящей перед модулем задаче, а использование моделей предметной области не позволяет описать случайные изменения рассматриваемых параметров и развитие возможных дефектов.

Регрессионная модель – это классический метод для решения задачи регрессии, который строит математическую связь между зависимой переменной (целевой) и одной или несколькими независимыми переменными (признаками) [81]. Основная идея заключается в том, чтобы найти функцию, которая наилучшим образом описывает зависимость между переменными. Одной из распространенных формул для линейной регрессии является:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \dots + \beta_n x_n, \quad (4.14)$$

где  $Y$  – зависимая переменная;  $\beta_0$  – смещение, как параметр модели;  $\beta_1, \dots, \beta_n$  – коэффициенты регрессии, как параметр модели;  $x_1, \dots, x_n$  – независимые переменные.

Авторегрессионная модель (AR) – это метод регрессии, который описывает зависимость между наблюдаемым значением и предыдущими значениями этой переменной. Формула  $AR(p)$  модели может быть записана следующим образом для прогноза текущего значения наблюдаемой переменной:

$$Y_t = c + \phi_1 Y_{t-1} + \phi_2 Y_{t-2} + \dots + \phi_p Y_{t-p}, \quad (4.15)$$

где  $Y_t$  – зависимая переменная, текущее наблюдаемое значение;  $c$  – константа;  $\phi_1, \dots, \phi_p$  – коэффициенты авторегрессии;  $Y_{t-1}, \dots, Y_{t-p}$  – предыдущие значения переменной, условно независимые переменные;

Эти модели позволяют анализировать временные зависимости и оценивать будущие значения на основе прошлых наблюдений.

Нейросетевая модель – это метод регрессии, который использует искусственные нейронные сети для аппроксимации сложных нелинейных

зависимостей между признаками и целевой переменной. Формула нейросетевой модели не ограничивается одной формулой, так как нейронные сети могут иметь разные архитектуры. Однако, типичным примером для одного нейрона в слое может быть:

$$Y = \sigma(W_1x_1 + W_2x_2 + \dots + W_nx_n + b), \quad (4.16)$$

где  $Y$  - целевая переменная;  $\sigma$  - функция активации, которая введена в нейрон для внесения нелинейности;  $W_1, \dots, W_n$  - вес признаков;  $x_1, \dots, x_n$  - признаки;  $b$  - смещение.

Нейросетевые модели обладают высокой гибкостью и способностью моделировать сложные зависимости в данных [82].

Модель на базе цепей Маркова (*Markov Chain Model*) представляет собой статистическую модель, которая описывает последовательные процессы, где будущее состояние зависит только от текущего состояния и не зависит от прошлых состояний. Эта модель полезна для прогнозирования временных рядов и последовательных данных. Ключевое упрощение, используемое в модели, заключается в том, что в любой момент времени условное распределение будущих состояний процесса с заданными текущим и прошлыми состояниями зависит только от текущего состояния, но не от прошлых состояний (свойство отсутствия памяти). Случайный процесс с марковским свойством называется марковским процессом и может быть записан, как:

$$P(x_{t+1}|x_t) = P(x_t|x_{t-1}, \dots, x_1), \quad (4.17)$$

где  $P$  обозначает вероятность перехода в следующее состояние  $x_{t+1}$ ;  $x_t$  представляет текущее состояние в момент времени  $t$ .

Модель на базе цепей Маркова часто используется для анализа временных рядов, прогнозирования погоды, финансовых временных рядов и других последовательных данных, где предполагается, что будущее зависит только от текущего состояния.

Модель на базе классификационно-регрессионных деревьев (CART) строит дерево решений, в котором каждый узел представляет собой вопрос о признаке, а каждое ветвление – ответ на этот вопрос. Модель CART позволяет делать

прогнозы, разбивая данные на различные группы согласно вопросам о признаках, и оценивая целевую переменную внутри каждой группы. Это эффективный метод для задач регрессии, особенно в случаях, где зависимость между признаками и целевой переменной нелинейная и имеет сложную структуру.

В рамках диссертационного исследования на первом этапе были рассмотрены преимущества и недостатки данных статистических и структурных моделей для решения задачи прогнозирования, представленные в Таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Модели для решения задачи регрессии

<b>Модель</b>	<b>Преимущества</b>	<b>Недостатки</b>
Регрессионная (статистическая модель для выбора линейной функции, описывающей связь исходных данных)	Гибкость и прозрачность моделирования	Сложность и трудоемкость определения функциональной зависимости и ее математического описания; невозможность моделирования нелинейностей
Авторегрессионная (статистическая модель предполагающая, что текущее значение ряда зависит от его предыдущих значений)	Прозрачность моделирования	Трудоемкость для идентификации структуры модели; невозможность моделирования нелинейностей; низкая адаптивность
Нейросетевая (модель на базе самообучающихся искусственных нейронных сетей)	Нелинейность, масштабируемость для входных и выходных данных, адаптивность к изменениям входных данных	Отсутствие прозрачности, требования к обучающей выборке, ресурсоемкость процесса обучения
На базе цепей Маркова (модель предполагающая зависимость текущего состояния от непосредственного предшествующего и независимость от остальных предшествующих состояний)	Простота моделирования	Отсутствие лингвистической базы для применимости моделей
На базе классификационно-регрессионных деревьев (модель, сочетающая разные типы деревьев при разных формах влияющих факторов)	Масштабируемость для входных данных; быстрота и простота обучения модели	Сложность и трудоемкость алгоритма построения дерева, неоднозначность результата для псевдо-случайных событий

По результатам анализа был сделан вывод о наибольшей целесообразности рассмотрения авторегрессионной и нейросетевой моделей, обусловленный существенными недостатками прочих методов в рамках рассматриваемой задачи.

Модулем осуществляется прогнозирование временных рядов следующих параметров:

- мощность электрическая полная, кВА;
- расход продукта объемный, м<sup>3</sup>/ час;
- температура подшипника, °С;
- температура корпуса двигателя, °С;
- температура изоляции двигателя по фазам, °С;
- давление смазочного масла, бар;
- вибросмещение подшипника, мкм;
- вибросмещение корпуса двигателя, мкм;
- температура смазочного масла, °С;
- осевой сдвиг вала, мил;
- виброскорость подшипника, мм/с;
- максимальная величина кажущегося заряда ЧР, пКл;
- интенсивность ЧР, Вт.

Порядок прогнозирования и участие в рассматриваемом прогнозе других параметров определяется алгоритмом работы модуля.

#### **4.4. Алгоритм предиктивной диагностики состояния компрессорных установок**

Под остаточным ресурсом исправного ЭО принимается промежуток времени его работы от текущего момента до перехода в предельное состояние при заданных режимах работы ЭО и условиях его эксплуатации. Задача определения остаточного ресурса (ООР) эксплуатируемого объекта относится к классу задач индивидуального прогнозирования. На основе этого прогноза устанавливается предельно-допустимый срок эксплуатации оборудования или назначается срок

очередного контроля состояния исследуемого объекта [53]. Наряду с диагностикой текущего состояния ЭО, ООР является неотъемлемой частью алгоритмов управления жизненным циклом ЭО.

Наиболее простыми методами решения задачи ООР являются анализ параметров наработки для оборудования непрерывного цикла и параметров рабочего цикла нагрузки для ЭО с циклическим графиком работы.

При использовании данных методов необходимо учитывать, что статистические данные о наработке на отказ ЭО, лежащие в основе вероятностно-метода прогнозирования, не могут отражать фактические условия для конкретной единицы ЭО, для которой существует уникальная комбинация, как эксплуатационных факторов, так и, вероятно, производственных, обуславливающих запас прочности.

Одним из простых, и в тоже время понятных методов ООР является экстраполяционный метод прогнозирования. В рамках данного метода анализируется последовательность измеренных значений контролируемого параметра ЭО, который регистрируется через некоторые промежутки времени, в идеале, стремящиеся к нулю. Эта последовательность называется временным рядом. Решение задачи прогнозирования в этом случае строится на предположении, что изменение контролируемого параметра во времени подчиняется некоторому детерминированному закону, который сохраняется неизменным как на интервале наблюдений за ЭО (базовом прогнозном периоде), так и на интервале прогнозирования [28].

Прообразом предиктивной диагностики состояния оборудования можно считать экстраполяцию временного ряда отдельного диагностического параметра для определения остаточного ресурса электрооборудования. Метод экстраполяции рядов диагностических параметров представляет собой важный инструмент в технической диагностике и определения остаточного ресурса ЭО. Этот метод позволяет оценить будущее состояние оборудования на основе доступных данных и знаний о его прошлом поведении. Во многих аспектах, метод

экстраполяции является прообразом для задач прогнозирования временных рядов [83], но обычно он менее сложен и менее зависит от статистических методов.

Метод экстраполяции рядов диагностических параметров включают в себя приведенные ниже шаги.

1. Сбор данных: сначала необходимо собрать данные о диагностических параметрах оборудования, такие как температура, вибрация, токи и напряжения. Эти данные могут быть собраны с помощью датчиков и мониторинговых систем.

2. Предварительный анализ: перед тем как приступить к экстраполяции, данные должны быть предварительно обработаны и проанализированы. Это включает в себя поиск выбросов, заполнение пропущенных значений и фильтрацию шума.

3. Построение модели: для экстраполяции данных используются различные модели, включая линейные, нелинейные, авторегрессионные и другие. Модель выбирается на основе характера данных и ожидаемого поведения оборудования.

4. Экстраполяция данных: после построения модели можно выполнять экстраполяцию данных для прогноза. Это позволяет определить, какие будут значения диагностических параметров через определенный промежуток времени;

5. Оценка надежности: экстраполяция несет в себе определенный уровень неопределенности. Поэтому важно оценить надежность прогноза и учитывать возможные ошибки.

6. Принятие решений: на основе экстраполированных данных и оценки надежности можно принимать решения о том, когда проводить обслуживание, замену или ремонт оборудования.

Метод экстраполяции рядов диагностических параметров может быть эффективным инструментом для определения остаточного ресурса ЭО. Он позволяет спрогнозировать потенциальные проблемы и снизить риски unplanned отказов, что способствует более надежной и эффективной эксплуатации оборудования.

Существенным недостатком такого подхода является отсутствие возможности учета нескольких параметров для определения остаточного ресурса.

Прогнозирование временных рядов диагностических параметров играет важную роль в технической диагностике. Этот процесс позволяет оценить будущее состояние оборудования на основе исторических данных, что имеет большое значение для предотвращения отказов и обеспечения бесперебойной работы систем. Ключевые аспекты прогнозирования временных рядов в технической диагностике приведены в работе [84].

1. Сбор и подготовка данных. Процесс начинается с сбора данных от приборов и датчиков, установленных на оборудовании. Эти данные представляют временные ряды диагностических параметров, такие как температура, вибрация, давление и другие. Данные должны быть подготовлены: очищены от шума, заполнены пропущенных значений, преобразованы, если необходимо.

2. Выбор метода прогнозирования. Существует множество методов и моделей для прогнозирования временных рядов, включая:

- ARIMA (Autoregressive Integrated Moving Average): Модель, учитывающая автокорреляцию и разности временного ряда;
- SARIMA (Seasonal ARIMA): Расширение ARIMA для учета сезонности;
- LSTM (Long Short-Term Memory) нейронные сети: Глубокие нейронные сети, способные учитывать зависимости во времени;
- простое экспоненциальное сглаживание и другие методы сглаживания временных рядов.

Выбор конкретного метода зависит от характеристики данных, структуры временного ряда и требований к точности прогноза.

3. Разделение данных. Для оценки качества модели временные ряды обычно разделяют на обучающий, валидационный и тестовый наборы. Это позволяет настраивать параметры модели на обучающем наборе, оценивать их на валидационном и проверять качество прогноза на тестовом.

4. Оценка модели. Метрики оценки качества модели временных рядов включают в себя среднюю квадратичную ошибку (MSE), среднюю абсолютную ошибку (MAE), коэффициент детерминации ( $R^2$ ) и другие. Эти метрики помогают определить, насколько точно модель прогнозирует будущие значения.

5. Интеграция. После разработки модели прогнозирования временных рядов, она интегрируется в ИАС. Модель может автоматически определять аномалии, предупреждать о вероятных отказах и позволять операторам и инженерам принимать меры на основе прогнозов.

Прогнозирование временных рядов диагностических параметров помогает предотвратить неплановые остановки оборудования, снижает затраты на ремонт и обслуживание, а также повышает надежность и эффективность технических систем.

Как научная область, прогнозирование временных рядов для технической диагностики компрессорных установок активно развивается, и существует множество исследований и научных трудов, посвященных этой теме. Выбор конкретного метода и подхода зависит от конкретных требований задачи и доступных данных. Подходы включают в себя как классические методы анализа временных рядов, такие как ARIMA и экспоненциальное сглаживание, так и современные методы - нейронные сети и ансамбли моделей.

Сама по себе ООР представляет собой измерение промежутка времени от момента контроля до достижения контролируемым параметром предельного значения на экстраполированной части функции. Предполагается, что неизбежные случайные флуктуации ВР можно довести до приемлемого уровня дисперсии применением известных операторов сглаживания, таких как операторы математического ожидания, текущего среднего, экспоненциального сглаживания, и менее известных – интегральных [85]. Распространенным является механизм аппроксимации функции ВР по критерию минимума квадратов отклонений:

$$\sum_{j=1}^m \Delta_j^2 = \sum_{j=1}^m [X(t_j) - \tilde{X}(t_j)]^2 \rightarrow \min, \quad (4.18)$$

где  $X(t_j)$  – временной ряд значений измеренного диагностического параметра;  $\tilde{X}(t_j)$  – временной ряд значений аппроксимирующей функции;  $j$  – номер измерения;  $m$  – количество измерений диагностического параметра при  $m \rightarrow \infty$ .

Главным недостатком экстраполяционного метода является то, что в обычном своем виде он применим только для одного параметра, имеющего наиболее сильную связь с деградацией состояния ЭО, и не учитывает режим работы ЭО. В отношении многорежимного ЭО используется корректировка временного ряда с использованием метода Эйлера. Алгоритм предусматривает выявление заведомо неадекватных результатов измерений, выполненных на неработающем объекте, путем их сравнения с предыдущими полноценными измерениями и замену их на значения, вычисленные по методу Эйлера (т. е. с использованием тренда, вычисленного по предыдущим замерам) [84].

На практике для многорежимных объектов используются алгоритмы линеаризованного учета влияния аналогового изменения режима объекта на результат измерения диагностического параметра (путем построения номограмм) или линейного суммирования повреждений (создание аналитической зависимости темпа развития дефекта от параметров, определяющих режим эксплуатации объекта).

В рамках метода линейного суммирования повреждений создается функция зависимости диагностического параметра  $Y$  от множества параметров  $X$ , вида  $Y = f[X_1(t), X_2(t), \dots, X_n(t)]$ . Ожидаемое достижение предельного значения параметра, т.е. остаточный ресурс, в этом случае прогнозируется при наработке  $T$ :

$$Z(T) = \int_0^T f[X_1(t), X_2(t), \dots, X_n(t)] dt \quad (4.19)$$

В конечном счете указанные алгоритмы позволяют дать ООР при одном диагностическом параметре и множестве параметров нагрузки и условий функционирования. Точность по-прежнему определяется аппроксимирующими функциями и не является сильной стороной указанных методов.

Если мы предполагаем, что диагностические параметры взаимно не зависимы, а зависимы только от условий функционирования, то ООР может быть проведена методом линейного суммирования повреждений для каждого рассматриваемого диагностического параметра по формуле с определением

наработки  $T$ . В этом случае минимальное значение  $T$  для рассматриваемых рядов будет искомой величиной остаточного ресурса.

Не всегда можно говорить о независимости диагностических параметров друг от друга. Основная сложность заключается в том, что априорно эти зависимости не известны и уникальны для каждой рассматриваемой ситуации. В этом случае невозможно использовать метод линейного суммирования повреждений независимо для каждого параметра. Необходимо прогнозировать уже несколько временных рядов для каждого диагностического параметра, связанных между собой и связанных с другими рядами, относящимися к другим единицам ЭО такого же типа.

Эффективным является решение задач такого типа с использованием методов искусственного интеллекта (ИИ), а именно искусственных нейронных сетей. В этом случае входными параметрами будут временные ряды по всем диагностическим параметрам, условиям функционирования, нагрузки и наработки.

Для решения задачи указанным методом необходимо выбрать математическую модель для нейронной сети, произвести ее обучение на тестовых данных, загрузить результаты наблюдений и получить на выходе экстраполированную матрицу временных рядов.

При совмещении математически регрессионного анализа и разработанного решения для классификации предиктивная диагностики состояния электрооборудования осуществляется по алгоритму, приравленному в соответствии с Рисунком 4.1.

Набор прогнозируемых параметров определяется в зависимости от количества нулевых значений. В нормальном режиме осуществляется прогнозирование следующих параметров:

- температура подшипника;
- температура корпуса двигателя;
- температура изоляции двигателя по фазам;
- вибросмещение подшипника;

- вибросмещение корпуса двигателя;
- интенсивность ЧР.

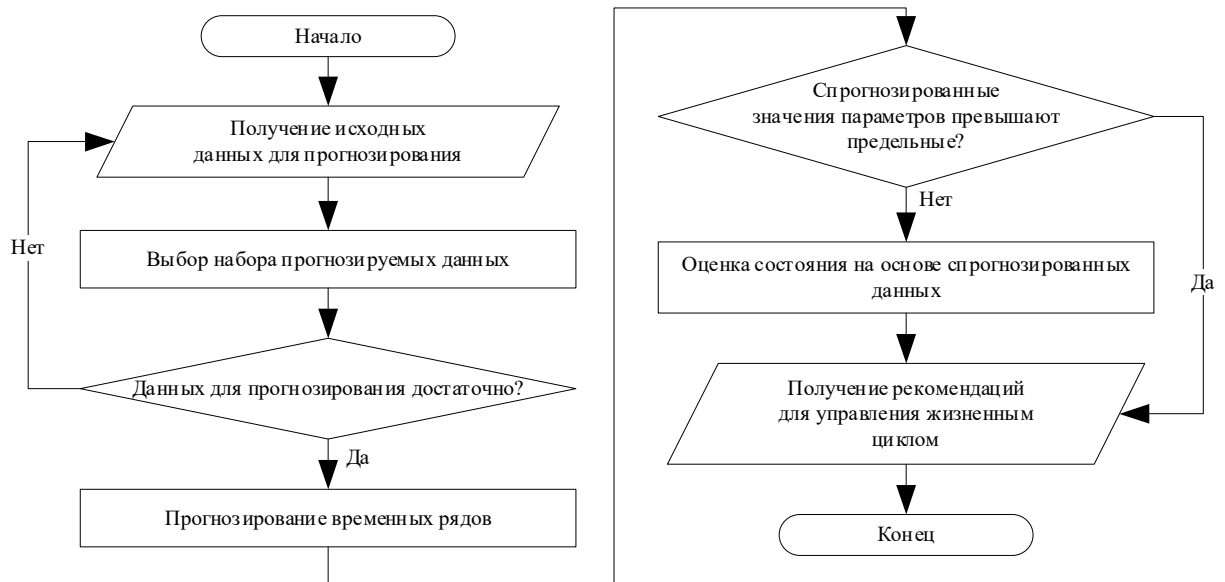


Рисунок 4.1 – Алгоритм предиктивной диагностики состояния электрооборудования.

Дополнительно подгружаются следующие параметры:

- расход продукта объемный;
- расход продукта массовый;
- температура воздуха на объекте.

Прогнозирование временных рядов диагностических параметров осуществляется с помощью нейронной сети [87]. Задачу обучения нейронной сети можно рассматривать как задачу численной оптимизации.

#### 4.5. Алгоритм решения задачи регрессии временных рядов диагностических параметров компрессорных установок

В качестве основных методов обучения для целей краткосрочного и среднесрочного прогнозирования изменения значения температуры, вибрации

подшипников и интенсивности ЧР в изоляции электродвигателя компрессорной установки были выбраны метод обратного распространения и метод Левенберга-Марквардта. Выбор алгоритма осуществляется при формировании графика для конкретного периода выбранной компрессорной установки и определяется точностью прогноза.

Алгоритм обратного распространения заключается в последовательном обучении сети на данных предшествующего мониторинга диагностических параметров из обучающего множества, формируемого в отношении рассматриваемой компрессорной установки. Алгоритм состоит из итераций, и его шаги называются эпохами. На каждом шаге из обучающего набора поочередно подаются все наблюдения на вход сети. После их обработки сетью выдаются выходные значения, представляющие собой временной ряд прогнозируемого диагностического параметра на следующий период. Полученные значения сравниваются с целевыми выходными значениями, содержащимися в наборе исходных данных, и ошибка, которая является разностью между желаемым и реальным выходом, используется, чтобы откорректировать веса для собственного уменьшения. Задача алгоритма заключается в поиске компромисса между различными наблюдениями и изменении весов таким образом, чтобы суммарная ошибка на всем обучающем множестве уменьшилась и спрогнозированное значение, например, температуры подшипника на каждом рассматриваемом временном промежутке соответствовало реальному измеренному значению.

Метод является эффективным при очень большом или избыточном объеме данных, полученных при измерении физической величины на разных единицах оборудования одной или нескольких компрессорных установок в течение продолжительного периода времени, так как корректировка ошибки происходит по отдельным напряжениям. В методе Левенберга-Марквардта вычисления проводятся на всем наборе данных измеренных значений диагностических параметров, из-за чего с увеличением числа наблюдений увеличивается продолжительность одной эпохи, что не всегда улучшает результат [88, 89].

Алгоритм обратного обучения представлен в соответствии с Рисунком 4.2.

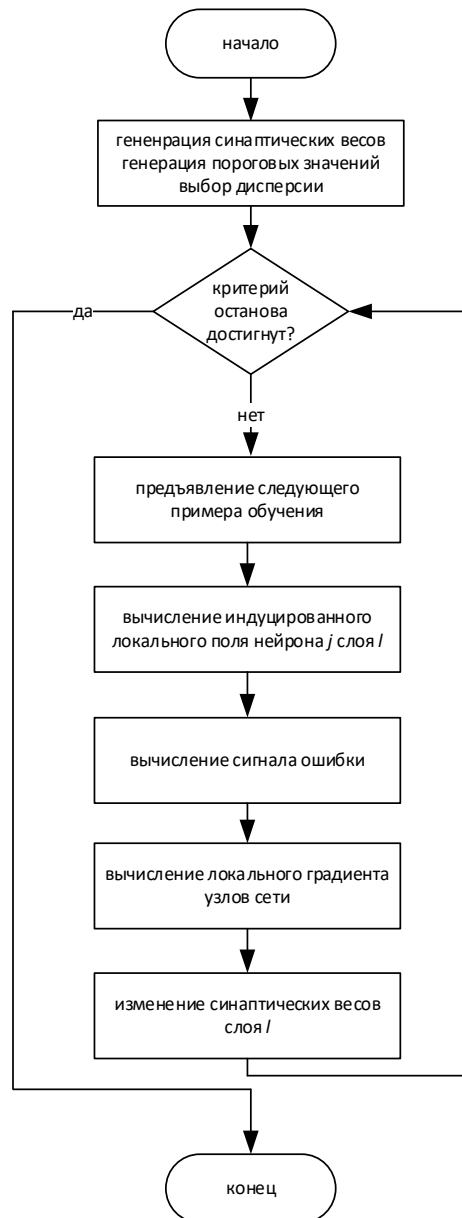


Рисунок 4.2 – Алгоритм обратного распространения ошибки

Алгоритм обратного распространения на итерации  $n$  для пары нейронов  $ji$  заключается в применении к синаптическому весу  $w_{ji}(n)$  коррекции  $\Delta w_{ji}(n)$ , пропорциональной частной производной  $\partial E(n)/\partial w_{ji}(n)$ . С помощью правила цепочки градиент можно представить следующим образом [90–92]:

$$\frac{\partial E(n)}{\partial w_{ji}(n)} = \frac{\partial E(n)}{\partial e_j(n)} \frac{\partial e_j(n)}{\partial y_j(n)} \frac{\partial y_j(n)}{\partial v_j(n)} \frac{\partial v_j(n)}{\partial w_{ji}(n)}, \quad (4.20)$$

где  $e_j(n)$  – ошибка на итерации  $n$  на выходе нейрона  $j$ ;  $y_j(n)$  – функциональный сигнал на выходе нейрона  $j$  на итерации  $n$ ;  $v_j(n)$  – индуцированное локальное поле, которое получено на входе функции активации, связанной с нейроном  $j$ .

Локальный градиент  $\delta_j(n)$ , необходимый для вычисления синаптических весов, определяется выражением:

$$\delta_j(n) = -\frac{\partial E(n)}{\partial v_j(n)} = -\frac{\partial E(n)}{\partial e_j(n)} \frac{\partial e_j(n)}{\partial y_j(n)} \frac{\partial y_j(n)}{\partial v_j(n)} = e_j(n) \phi_j'(v_j(n)), \quad (4.21)$$

где  $\phi_j(\cdot)$  – функция активации нейрона  $j$ , которая описывает нелинейную взаимосвязь входного и выходного сигналов этого нейрона.

При обратном переходе вычисляется локальный градиент узлов сети по следующей формуле (первая формула для нейрона  $j$  выходного слоя  $L$ , вторая – для нейрона  $j$  скрытого слоя  $l$ ):

$$\delta_j^{(l)}(n) = \begin{cases} e_j^{(L)}(n) \phi_j'(v_j^{(L)}(n)) \\ \phi_j'(v_j^{(l)}(n)) \sum_k \delta_k^{(l+1)}(n) \delta_{kj}^{(l+1)}(n) \end{cases}, \quad (4.22)$$

где штрих в функции  $\phi_j'(\cdot)$  указывает на дифференцирование по аргументу;  $k$  – выходной нейрон.

Изменение синаптических весов слоя  $l$  сети выполняется в соответствии с обобщенным дельта-правилом:

$$w_{ji}^{(l)}(n+1) = w_{ji}^{(l)}(n) + \alpha \left[ w_{ji}^{(l)}(n-1) \right] + \eta \delta_j^{(l)}(n) y_i^{(l-1)}(n), \quad (4.23)$$

где  $\alpha$  – постоянная момента;  $\eta$  – параметр скорости обучения.

Прямой и обратный проход выполняются последовательно. В сеть подаются примеры обучения до тех пор, пока не будет достигнут критерий останова – минимальное расхождение измеренного и спрогнозированного значений диагностического параметра.

Метод Левенберга-Марквардта являются реализацией алгоритма линейного поиска и алгоритма доверительных областей. Алгоритм линейного поиска имеет следующую последовательность действий. На многомерной поверхности выбирается некоторое разумное направление движения, вдоль которого

проводится линия, на которой выполняется поиск точки минимума, что делается с помощью одного из вариантов метода деления отрезка пополам. Потом процесс повторяется. В данном случае «разумным направлением» может быть направление скорейшего спуска, как и в алгоритме обратного распространения. Но при этом, после нахождения минимума по одной прямой, следующая выбранная для кратчайшего спуска линия может испортить результат минимизации по прошлому направлению. Поэтому суть метода в выборе не конфликтующих друг с другом направлений.

Метод Левенберга-Марквардта [93] является одним из быстрееших алгоритмов обучения, но имеет ряд ограничений. Его работа возможно только со среднеквадратической функцией ошибок. Для него требуется памяти порядка  $W^2$ , где  $W$  – количество весов у сети, что плохо сказывается на работе метода в больших сетях [94–96].

Суть алгоритма – последовательное приближение заданных начальных значений параметров к искомому локальному оптимуму [93]. Необходимо найти такое значение вектора  $w$ , которое бы доставляло локальный минимум функции ошибки:

$$E_D = \sum_{n=1}^N (y_n - f(w, x_n))^2, \quad (4.24)$$

где  $y$  – зависимая переменная, для которой задана функциональная зависимость  $y = f(w, x_n)$ , непрерывно дифференцируемую в области  $W \cdot X$ ;  $w = [w_1, \dots, w_R]^T$  – вектор весовых коэффициентов;  $x$  – входы сети.

В начале работы алгоритма инициализируется начальный вектор весовых коэффициентов  $w$ . На каждой итерации этот вектор заменяется на вектор  $w + \Delta w$ . Для оценки приращения  $\Delta w$  используется линейное приближение функции [A5]:

$$f(w + \Delta w, x) \approx f(w, x) + J \Delta w \quad (4.25)$$

Чтобы найти значение  $\Delta w$ , необходимо таким образом решить систему линейных уравнений:

$$\Delta w = (J^T J)^{-1} J^T (y - f(w)), \quad (4.26)$$

где  $J$  – якобиан функции  $f(w, x_n)$  в точке  $w$ .

Матрицу  $J$  наглядно представляется в виде:

$$J = \begin{bmatrix} \frac{\partial f(w, x_1)}{\partial w_1} & \dots & \frac{\partial f(w, x_1)}{\partial w_R} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f(w, x_N)}{\partial w_1} & \dots & \frac{\partial f(w, x_N)}{\partial w_R} \end{bmatrix} \quad (4.27)$$

Алгоритм останавливается, когда в последующей итерации приращение  $\Delta w$  меньше заданного значения или параметры  $w$  доставляют ошибку  $E_D$  меньшую заданной величины. Значение вектора  $w$  на последней итерации считается искомым. Алгоритм Левенберга-Марквардта представлен в соответствии с Рисунком 4.3.

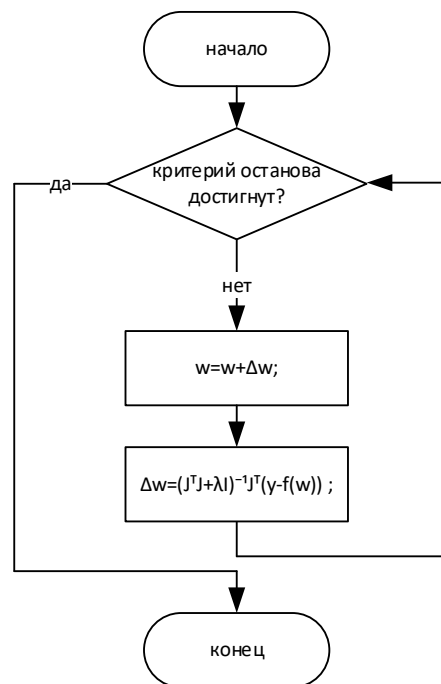


Рисунок 4.3 – Алгоритм Левенберга-Марквардта

В качестве метрики качества алгоритмов прогнозирования выступают следующие параметры [A15, 97]:

- абсолютное отклонение спрогнозированного графика от значений параметров по данным информационных систем за каждый час из диапазона контрольных часов:  $e_t = |c_t - b_t|$ ;

- среднеквадратичное отклонение для совокупности часов  $n$ :  $MSE = \frac{\sum e_t^2}{n}$ ;
- относительное среднеквадратическое отклонение  $RRMSE = \frac{\sqrt{MSE}}{C}$ ,

рассчитываемое через среднее часовое значение параметров по данным информационных систем для совокупности рассматриваемых часов  $C = \frac{\sum c_t}{n}$ .

Прогнозирование временных рядов диагностических параметров компрессорных установок с помощью нейронных сетей осуществлялось на языке программирования Python. Для работы с данными используются библиотеки *Pandas* и *Scikit-learn*. Для работы с нейронными сетями – *Neuru*. Все указанные библиотеки относятся к свободному программному обеспечению.

Исходные данные (массивы измерений диагностических параметров, измеренные и запланированные данные о технологических объемах), интегрированные из распределенной базы данных с помощью библиотеки *Pandas* были преобразованы в структуру *DataFrame* – двумерный массив, каждый столбец и строка которого имеют свое наименование. Таким образом выделяются факторы, влияющие на прогнозирование (технологические данные и коррелируемые значения параметров), и фактические значения прогнозируемого диагностического параметра, соответствующие предшествующим факторам. С помощью библиотеки *Scikit-learn* выполнено деление набора данных на обучающую и тестовую выборки. Нейронная сеть создана с помощью библиотеки *Neuru*, которой задается количество узлов во входном, скрытом и выходном слоях. Для нейронной сети были выбраны рассмотренные алгоритмы и выполнено обучение на тренировочной выборке. Обученная сеть проверялась на тестовой выборке и с помощью метрик библиотеки *sklearn* делается вывод о ее точности. Данные о качестве моделей представлены в Таблице 4.5.

По результатам проверки математических алгоритмов для решения задачи классификации были сделаны следующие выводы:

- наименьшее значение относительного отклонения прогнозируемых данных от реальных для параметров «температура» и «интенсивность ЧР в

изоляции» достигнута при использовании алгоритма обратного распространения обучения искусственной нейронной сети;

Таблица 4.5 – Результаты работы моделей прогнозирования временных рядов диагностических параметров

Используемый алгоритм / Прогнозируемый параметр	RRMSE алгоритма обратного распространения ошибки, %	RRMSE алгоритма Левенберга-Марквардта, %
Температура подшипника (без учета данных планирования производства)	13	18%
Температура подшипника (с учетом данных планирования производства)	11	14
Вибросмещение подшипника (без учета данных планирования производства)	13	14
Вибросмещение подшипника (с учетом данных планирования производства)	10	9
Интенсивность ЧР (без учета данных планирования производства)	17	23
Интенсивность ЧР (с учетом данных планирования производства)	21	23

- наименьшее значение относительного отклонения прогнозируемых данных от реальных для параметра «вибрация» достигнуто при использовании алгоритма Левенберга-Марквардта обучения искусственной нейронной сети. При этом значение относительного отклонения при использовании алгоритма обратного распространения отличается незначительно;

- при включении в исходные данные производственного плана существенно повышается качество прогноза значений параметров: «температура» и «вибрация»;

- для дальнейшего использования в информационно-аналитической системе будет использоваться алгоритмизация обратного распределения, как в целом наиболее точные и универсальные. Качество прогноза позволяет использовать

прогнозируемые значения параметров для классификации состояния компрессорной установки в будущие периоды;

- для улучшения качества прогноза значений параметров «температура» и «вибрация» в информационно-аналитической системе в качестве исходных данных будут использоваться данные по параметрам технологической загрузки установки из производственного плана.

#### **4.6. Алгоритм оценки достаточности точности определения технического состояния компрессорных установок**

В международных и российских нормативных документах отсутствуют допустимые показатели точности оценки технического состояния в виде числовых значений. При этом рядом стандартом ISO 13379-1:2012 "Condition monitoring and diagnostics of machines – Data interpretation and diagnostics techniques" устанавливается необходимость оценки неопределенности и рекомендуется использовать методы с F-мерой  $> 0.85$ . Числовые пределы неопределенности в нормативных документах также отсутствуют, но в качестве ориентира может использоваться межотраслевые практики, которые устанавливают подобные значения в районе 10-20%.

Неопределенность работы системы контроля может быть выражена по аналогии с процессом самого измерения, когда в составе общей погрешности учитываются погрешности прямых измерений, влияние условий измерений и погрешности косвенных измерений. Таким образом, неопределенность работы системы при условии независимого выполнения локальными системами прямых измерений может быть выражена формулой 4.28:

$$u_{\Sigma} = \sqrt{\max(u_{mi}^2 + u_{ci}^2) + u_s^2 + u_a^2} \quad (4.28)$$

где  $u_{\Sigma}$  – общая неопределенность;  $u_{mi}$  – неопределенность прямых измерений для канала измерений  $i$ ,  $u_{ci}$  – неопределенность условий проведения измерений в соответствующем канале  $i$ ,  $u_s$  – неопределенность работы системы

классификации,  $u_a$  – неопределенность работы метода классификации/прогнозирования.

Неопределенность прямых измерений может быть рассчитана для соответствующего канала  $i$ , как сумма неопределенностей отдельных средств измерения, участвующих в процессе измерения. И в случае равномерного распределения погрешности, установленной классом точности средства измерения  $j$  в соответствии с ГОСТ 34100.3.1-2017 Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения выражение может принять вид согласно 4.29:

$$u_{mi}^2 = \sum \frac{(2\delta_j)^2}{12} \quad (4.29)$$

где  $\delta_j$  – класс точности или предел допускаемой основной относительной погрешности при измерениях для средства измерения  $j$ .

Неопределенность условий проведения измерений может быть определена через корректирующие коэффициенты, которые устанавливаются для соответствующего средства измерения производителем. В общем виде такая неопределенность может быть выражена следующей формулой 4.30:

$$u_{ci}^2 = \sum \frac{(\alpha_{jp} |P_{j \text{ факт}} - P_{j \text{ норм}}|)^2}{3} \quad (4.30)$$

где  $\alpha_{jp}$  – корректирующий коэффициент для средства измерения  $j$  для параметра  $p$ ,  $P_{j \text{ факт}}$  – фактическое значение параметра внешних условий,  $P_{j \text{ норм}}$  – нормальное значение параметра внешних условий.

Неопределенность работы системы классификации можно представить через результаты обработки тестовой выборки представив в качестве неопределенности долю неправильных ответов среди всех ответов системы.

Таким образом, можно говорить о достаточной точности оценки технического состояния в случае, если F-мерой алгоритма классификации превысит 0,85 и рассчитанная общая неопределенность по формуле 4.30 будет менее 20%.

## Выводы по главе 4

В рамках исследования для решения задачи мультиклассовой классификации были выбраны методы, позволяющие достичь наибольшей точности в условиях несбалансированности выборки, присущей технической диагностике: алгоритм стохастического разбиения данных и итерационной оптимизации моделей ансамбля.

Использование указанных моделей для решения задачи классификации позволяет при достаточном объеме выборки диагностировать состояние ЭО с учетом множества эксплуатационных факторов: загрузки, условий внешней и внутренней среды. Для формирования моделей была сформирована выборка, отличающаяся несбалансированностью (более 70% КУ в исправном состоянии). Модель стохастического разбиения данных была подготовлена на языке *Python* с использованием библиотеки *ScikitLearn* и алгоритма *BaggingClassifier*. По результатам оптимизации числа классификаторов и размера подмножества каждой выборки была достигнута точность классификации 80,6 %. Модель на основании итерационной оптимизации была также подготовлена на языке *Python*, была использована библиотека *CatBoost*. После оптимизации таких параметров как: глубина дерева, число базовых моделей, скорость, число обучающих данных в узле и т.п. была достигнута точность на тестовой выборке в 79,7 %.

Таким образом, наилучшая точность классификации была достигнута при использовании модели стохастического разбиения данных. Использование модели стохастического разбиения данных позволит качественно определить состояния компрессорной установки для получения рекомендаций к управлению жизненным циклом. Наилучшая точность также была достигнута при включении в состав данных классификации эксплуатационных данных: параметров технологической среды, данные технологической и электрической загрузки оборудования. Использование этих данных в качестве исходных при классификации позволит повысить качество рекомендаций при управлении жизненным циклом.

Разработанный подход к предиктивной диагностике состояния оборудования в будущие периоды за счет использования модуля классификации для диагностики состояния на спрогнозированных значениях параметров позволяет оценивать тренд развития дефектов в узлах установок и отслеживать малозаметные, но критичные изменения в состоянии с учетом параметров эксплуатации. Представлен состав данных диагностических параметров, в отношении которых осуществляется прогнозирование временных рядов. Среди рассмотренных статистических и структурных моделей для решения задачи прогнозирования наиболее целесообразно рассматривать нейросетевую модель с различными методами обучения, что обусловливается существенными недостатками прочих методов в рамках рассматриваемой задачи.

Прогнозирование временных рядов диагностических параметров компрессорных установок с помощью нейронных сетей осуществлялось на языке программирования *Python* с использованием библиотек *Pandas*, *Scikit-learn*, *Neuru*.

По результатам проверки математических алгоритмов для решения задачи регрессии были сделаны следующие выводы:

- наименьшее значение относительного отклонения прогнозируемых данных от реальных для большинства параметров достигнута при использовании алгоритма обратного распространения обучения искусственной нейронной сети;
- при включении в исходные данные производственного плана существенно повышается качество прогноза значений ряда параметров.

Использование в информационно-аналитической системе алгоритма обратного распределения, повысит точность при должном уровне универсальности. Для улучшения качества прогноза значений ряда параметров в системе в качестве исходных данных используются данные по параметрам технологической загрузки установки из производственного плана.

В целом относительное среднеквадратическое отклонение спрогнозированного графика от значений параметров по данным информационных систем для совокупности рассматриваемых часов колеблется от

0,1 до 0,2 в зависимости от рассматриваемого параметра. Качество прогноза позволяет использовать прогнозируемые значения параметров для классификации состояния компрессорной установки в будущие периоды.

## 5. РЕЗУЛЬТАТЫ АПРОБАЦИИ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НА ДЕЙСТВУЮЩИХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВКАХ

*Результаты главы 5 опубликованы в работах автора [A1], [A6], [A7], [A11], [A15].*

### 5.1. Интеграция информационно-аналитической системы в действующий бизнес-процесс

Эффективность работы информационно-аналитической системы оценивается качеством решения задачи классификации и прогнозирования соответствующими модулями в отношении действующих КУ.

Рассматриваемые объекты – компрессорные установки двух нефтегазовых объектов, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе. Характеристики объектов представлены в Таблице 5.1. Один из объектов (№4) в связи с большим количеством мелких и крупных неисправностей используется на резервной позиции, при этом его капитальный ремонт был запланирован во время ближайшей технологической паузы – он добавлен для сбалансированности выборки данных.

Таблица 5.1 – Характеристики компрессорных установок

Установка / Параметр	Объект №1	Объект №2	Объект №3	Объект №4
Тип компрессора	Центробежный	Центробежный	Центробежный	Центробежный
Производительность	33,00 млн м <sup>3</sup> /сут	12,00 млн м <sup>3</sup> /сут	33,00 млн м <sup>3</sup> /сут	37,00 млн м <sup>3</sup> /сут
Давление	7,45 МПа	5,49 МПа	7,45 МПа	7,6 МПа
Мощность	18,2 МВт	6,3 МВт	18,2 МВт	10,4 МВт
Год установки	1980	2017	1984	2001
Наработка общая	308 098 ч	44 215 ч	275 836 ч	185 011 ч
Год капитального ремонта	2017	-	2019	2012
Наработка после ремонта	49 716 ч	-	38 032 ч	88 595 ч

Для использования информационно-аналитической системы в действующей структуре управления электрооборудованием была проведена ее интеграция в существующий программный комплекс. Функциональная схема взаимодействия представлена в методологии ARIS (Architecture of Integrated Information Systems) в соответствии с Рисунком 5.1. На Рисунке 5.2 и 5.3 приведены схемы групп бизнес-процессов и целевая модель диагностики, соответствующие принятым в организации бизнес-процессам по управлению основными фондами в виде диаграммы описания бизнес-процесса - BPMN (Business Process Model and Notation) в методологии ARIS.

Диаграмма описания бизнес-процесса используется для моделирования и анализа процесса управления жизненным циклом компрессорной установки. Процесс управления жизненным циклом включает в себя различные этапы, начиная с проектирования и заканчивая ликвидацией. Этот процесс включает в себя множество подпроцессов, взаимосвязанных с производством, эксплуатацией, обслуживанием и мониторингом.

Для описания такого бизнес-процесса в BPMN-диаграмме, используются этапы, действия, участников и информацию, связанную с управлением жизненным циклом компрессорной установки. Процесс моделирования помогает лучше понять последовательность действий и взаимосвязи между ними.

Использование автоматизированных систем управления, интегрированных в задокументированные бизнес-процессы, позволяет более эффективно управлять процессами и автоматизировать множество задач, связанных с управлением жизненным циклом компрессорных установок. Такой подход позволяет следить за данными, управлять ресурсами, оптимизировать производство и даже прогнозировать состояние оборудования, что может существенно повысить надежность и эффективность установок.



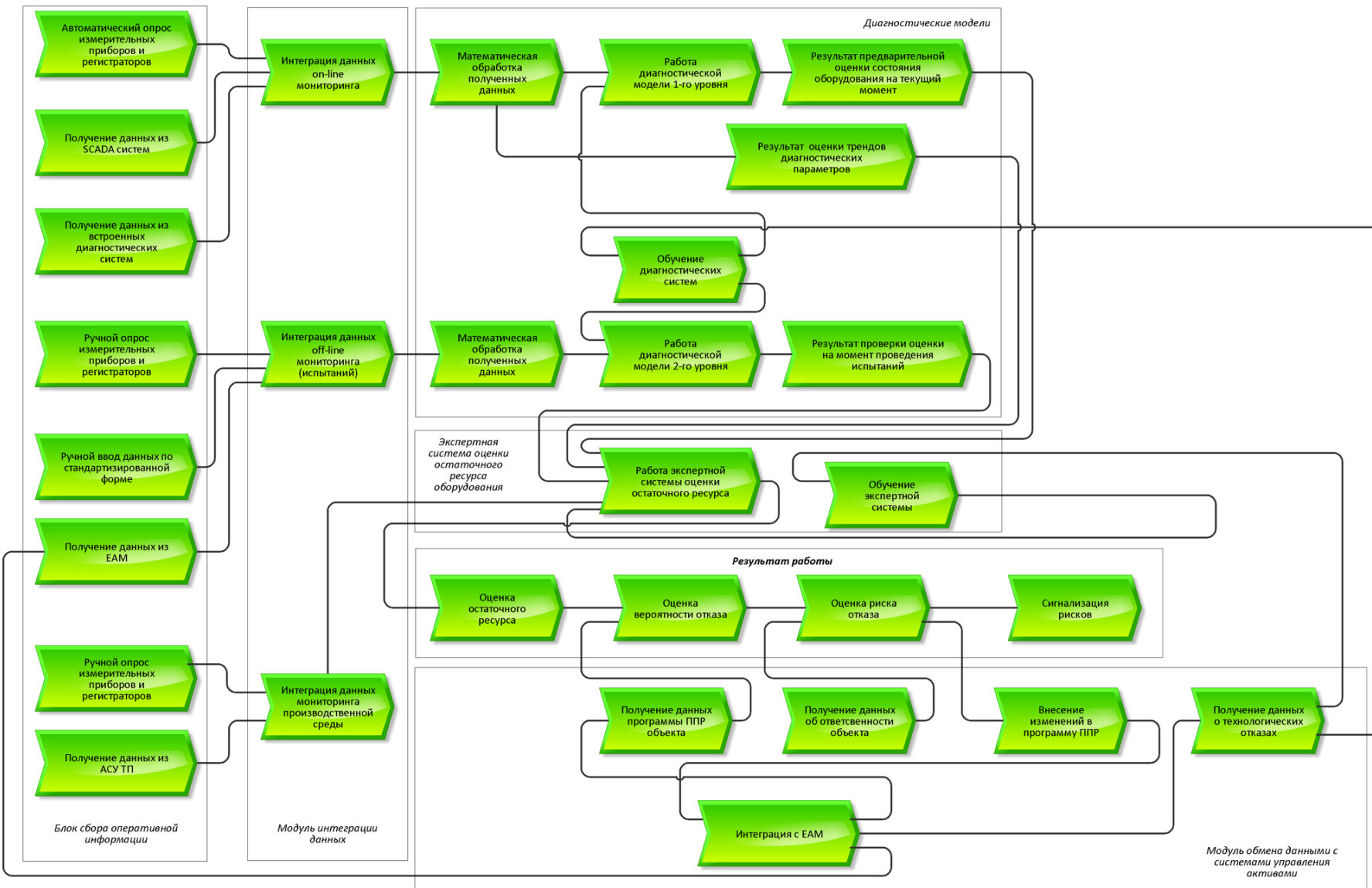


Рисунок 5.2 – Диаграмма структурированных групп бизнес-процессов для диагностики высоковольтного оборудования.

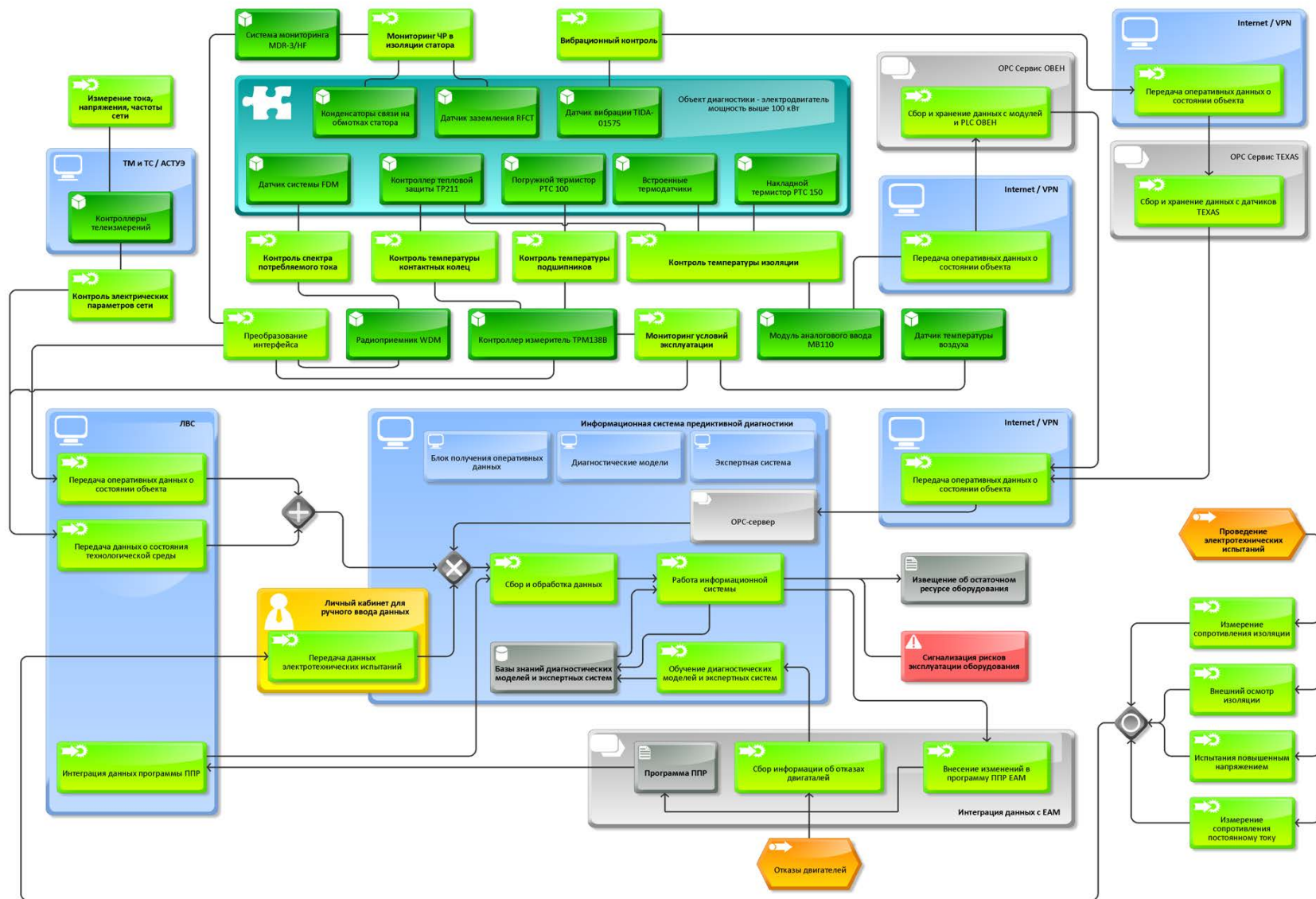


Рисунок 5.3 – Целевой процесс диагностики электродвигателя при управлении жизненным циклом

Эксплуатация электродвигателя мощностью 18,2 МВт в составе компрессорных установок газоперерабатывающего завода представляет собой один из аспектов обеспечения эффективной и надежной работы всего предприятия. Электродвигатель такой мощности требует постоянного мониторинга его работы. Компрессорная установка с двигателем такой мощности, как правило используется на ответственной позиции, и должна проходить частое регулярное техническое обслуживание в соответствии с рекомендациями производителя. Электродвигатели высокой мощности могут сильно нагреваться в процессе работы. Для них обеспечивается отдельная система охлаждения и вентиляции для поддержания оптимальной температуры работы. Перегрева стараются избегать, так как он может привести к снижению срока службы и выходу из строя.

Электродвигатели высокой мощности должны быть защищены от перегрузки, короткого замыкания и других аварийных ситуаций, как на уровне самой установки, так и распределяющего устройства. Работники должны быть обучены управлению и реагированию на такие ситуации, которые могут возникнуть в ходе эксплуатации, обучение, как правило, проводится у производителя.

Для обеспечения надежности работы компрессорных установок, электродвигатель может быть частью системы резервирования. Это позволяет быстро переключаться на резервный двигатель в случае аварии.

Менее мощные двигатели 10,4 МВт имеют свои особенности эксплуатации и отличия по сравнению с двигателем мощностью 18,2 МВт:

- двигатель меньшей мощности обычно имеет более компактные размеры и меньшую массу по сравнению с более мощным аналогом, что может облегчить монтаж и обслуживание;

- эксплуатация двигателя меньшей мощности также включает в себя регулярное техническое обслуживание, мониторинг и соблюдение нормативных требований, но процедуры могут быть менее сложными и затратными за счет меньшей трудоемкости процессов.

Характер и конфигурация защитных систем могут отличаться и в большинстве случаев не дублируются. Интеграция такого электродвигателя в систему автоматизации и управления процессами для оптимизации работы и реагирования на изменяющиеся условия, зависит от позиции.

Особенности и требования к эксплуатации будут зависеть от конкретных условий и потребностей газоперерабатывающего завода. Список операций и мероприятий, учитываемых при эксплуатации такого двигателя, включают в себя:

- регулярную смазка подшипников остается важной процедурой, но объем смазки и интервалы между смазками могут быть меньше, чем у более мощных двигателей;

- мониторинг температуры подшипников и изоляции является обязательным, но сбор данных может быть не таким частым;

- используются общие системы охлаждения и вентиляции;

- проведение тестов и проверок системы защиты двигателя, включая системы аварийного отключения, проводится реже.

- операции по запуску и остановке двигателя, требуют автоматизации, только при ограничениях технологического процесса.

Важно отметить, что операции по эксплуатации и обслуживанию будут зависеть от конкретной модели двигателя, условий окружающей среды, требований производителя оборудования и, что наиболее важно, требований технологического процесса.

Действующая на предприятии плановая стратегия обслуживания предполагает минимальный учет особенностей каждой установки, и регламентирует следующую периодичность обслуживания согласно Таблицы 5.2.

При этом с учетом особенностей установок подход мог бы быть изменен:

Установка 1: Установка имеет высокую мощность и относительно большую наработку после ремонта. С учетом пика отказов на начальном этапе эксплуатации рекомендуется проводить диагностику и регулярные обследования с интервалом до 60,000 часов наработки. Рекомендуется также плановый ремонт на этой отметке.

Установка 2: Новая установка с меньшей наработкой, но с учетом пика отказов на начальном этапе эксплуатации рекомендуется проводить диагностику и обследования с интервалом до 90,000 часов наработки.

Установка 3: Эта установка имеет меньшую наработку после ремонта и рекомендуется проводить диагностику и регулярные обследования с интервалом до 70,000 часов наработки. Плановый ремонт может быть запланирован после достижения этой отметки.

Установка 4: Резервная установка с относительно большой наработкой после ремонта. Рекомендуется проводить диагностику и обследования с интервалом до 50,000 часов наработки с учетом пика отказов на начальном этапе эксплуатации. Плановый ремонт также может быть запланирован после достижения этой отметки.

Таблица 5.2 – Рекомендации по проведению ремонта КУ в зависимости от наработки

<b>Установка</b>	<b>Наработка после ремонта</b>	<b>Общая наработка</b>	<b>Состояние после ремонта</b>	<b>Рекомендованная наработка до следующего ремонта</b>
Установка 1 (18,2 МВт)	50,000 часов	310,000 часов	С относительно большой наработкой после ремонта	50,000 часов
Установка 2 (6,3 МВт)	Не ремонтировалась	44,000 часов	Новая установка	56,000 часов
Установка 3 (18,2 МВт)	38,000 часов	275,000 часов	С меньшей наработкой после ремонта	62,000 часов
Установка 4 (10,4 МВт, резервная позиция)	88,000 часов	185,000 часов	С относительно большой наработкой после ремонта	12,000 часов

Данные рекомендации необходимо пересмотреть с учетом данных динамики состояния, для чего может быть использована ИАС.

## 5.2. Описание входных параметров для информационно-аналитической системы

Все объекты были зарегистрированы в информационно-аналитической системе. Для каждой рассматриваемой компрессорной установки рассматривается свой уникальный набор параметров, измерения в отношении которых осуществляются посредством различных средств измерения и контрольно-измерительных приборов. В отношении каждого объекта был сформирован уникальный набор тегов, характеризующих диагностические, технологические и эксплуатационные параметры. Полный перечень анализируемых системой данных предоставлен в Таблице 5.3.

Все рассматриваемые в качестве исходных данных теги были интегрированы в систему посредством обмена с распределенной базой данных. Диаграмма процесса внедрения системы с учетом выделенных подпроцессов для контроля входных параметров представлена в соответствии с Рисунком 5.4.

Для измерения следующих параметров: мощность электрическая (полная, активная, реактивная), коэффициент мощности используются счетчики электрической энергии, подключенные к измерительным трансформаторам тока и напряжения 6-10 кВ.

Счетчики электрической энергии

- Тип СИ: ПСЧ -4ТМ.05МК
- Номер в Госреестре СИ: 46634-11
- Класс точности:
  - По активной энергии: 0.5S;
  - По реактивной энергии: 1.0;
- Нормальные условия измерений:
  - Температура окружающего воздуха:  $+23\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 2\text{ }^{\circ}\text{C}$
  - Относительная влажность воздуха: от 30% до 80%
  - Атмосферное давление: от 84.0 до 106.7 кПа

Таблица 5.3 – Перечень входных параметров для информационно-аналитической системы контроля и диагностики технического состояния

Параметр	Источник	Единица измерения	Наличие на объектах	Дискретность данных	Глубина, сут
Мощность электрическая полная	АСДУЭ, АСТУЭ	кВА	1, 2, 3, 4	3 мин	180
Мощность электрическая активная	АСДУЭ, АСТУЭ	кВт	1, 2, 3, 4	3 мин	180
Мощность электрическая реактивная	АСДУЭ, АСТУЭ	кВАр	1, 2, 3, 4	3 мин	180
Коэффициент мощности	АСДУЭ, АСТУЭ	-	1, 2, 3, 4	3 мин	90
Частота тока в сети	АСДУЭ	Гц	2	3 мин	90
Потребляемый ток по фазам	АСДУЭ	А	1, 2, 3, 4	3 мин	90
Напряжение	АСДУЭ	кВ	1, 2, 3, 4	3 мин	90
Давление продукта на входе	АСУ ТП	МПа	1, 2, 3	1 мин	365
Давление продукта на выходе	АСУ ТП	МПа	1, 2, 3	1 мин	365
Температура продукта на входе	АСУ ТП	°С	1, 2, 3, 4	1 мин	365
Температура продукта на выходе	АСУ ТП	°С	2	1 мин	365
Расход продукта объемный	АСУ ТП	м <sup>3</sup> / час	1, 2, 3, 4	1 мин	365
Расход продукта массовый	АСУ ТП	кг / час	1, 3	1 мин	365
Температура подшипника	АСУД	°С	1, 2, 3, 4	3 с	365
Температура корпуса двигателя	АСУД	°С	1, 3	30 с	365
Температура изоляции двигателя по фазам	АСУД	°С	1, 2, 3	30 с	365
Давление смазочного масла	АСУД	Бар	1, 3, 2	3 мин	365
Вибросмещение подшипника	АСУД	мкм	1, 2, 3, 4	3 с	365
Вибросмещение корпуса двигателя	АСУД	мкм	2	3 с	365
Температура смазочного масла	АСУД	°С	1, 3	30 с	365
Виброскорость подшипника	АСУД	мм/с	1,2,3	3 с	365
Максимальная величина кажущегося заряда ЧР	АСУД	пкКл	2	3 с	365
Интенсивность ЧР	АСУД	мВт	2	3 с	365
Температура воздуха на объекте	АСДУЭ	°С	1, 2, 3, 4	3 мин	90

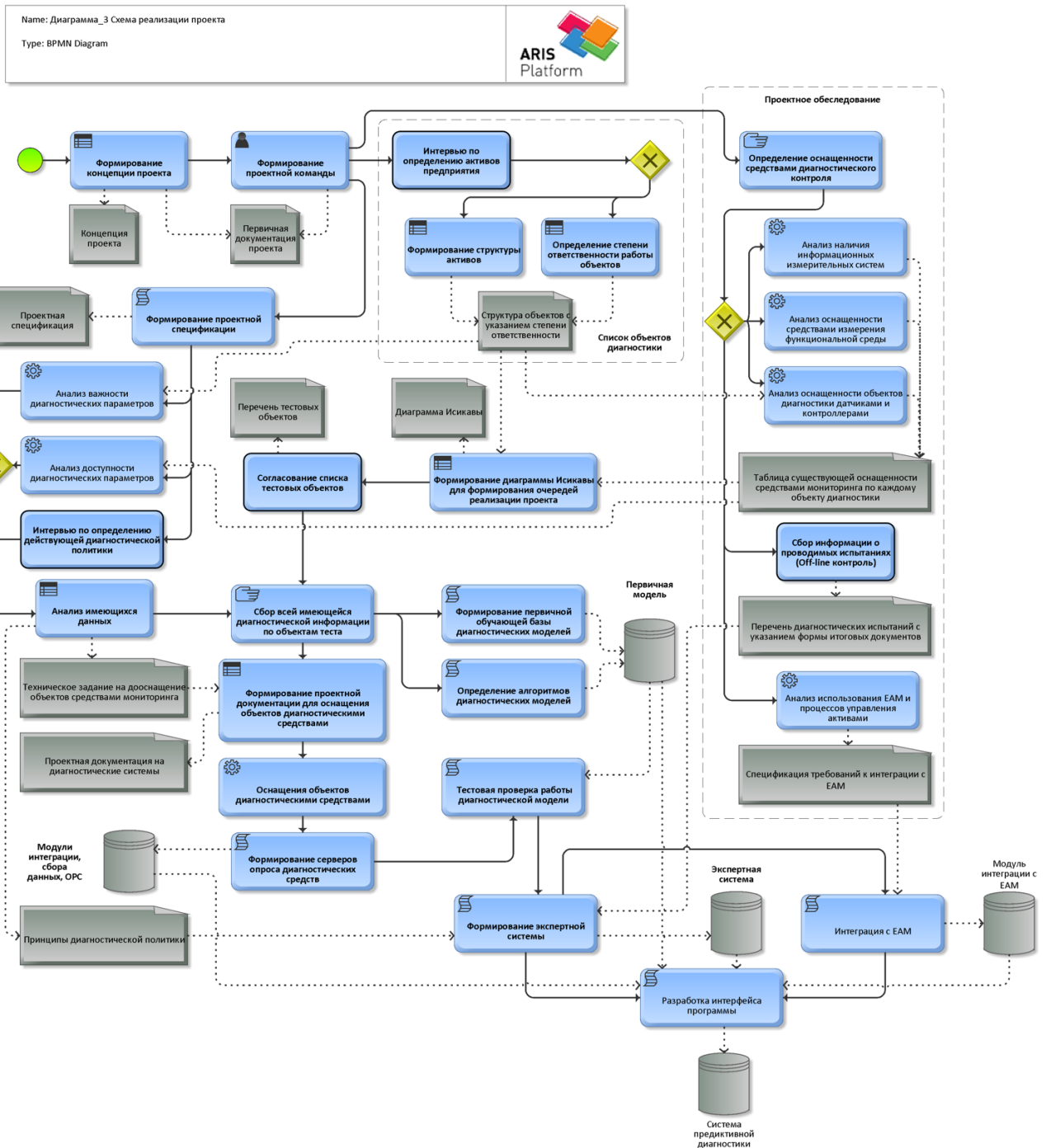


Рисунок 5.4 – Процесс организации внедрения информационно-аналитической системы контроля и диагностики технического состояния

- Рабочие условия измерений и корректирующие коэффициенты:
  - Температурный диапазон: от  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$
  - Влияние температуры учитывается встроенным программным обеспечением счетчика с помощью поправочных коэффициентов, алгоритм которых является частью типа СИ.

- Входные параметры (основные):
  - *По цепи напряжения:* Номинальное напряжение ( $U_n$ ) – 3 х 57.7/100 В; рабочий диапазон – от  $0.7U_n$  до  $1.2U_n$ .
  - *По цепи тока:* Номинальный ток ( $I_n$ ) – 5 А; рабочий диапазон – от  $0.05I_n$  до  $1.2I_n$  (для класса 0.5S).
  - *Номинальная частота:* 50 Гц.
- Выходные параметры (основные):
  - *Цифровой интерфейс:* RS-485 (протоколы MODBUS-RTU или DLMS/COSEM).

На присоединениях компрессорных установок используются различные измерительные трансформаторы тока, советского и российского производства (ТПЛ-10, ТОЛ-10, ТПЛМ-10) со следующими характеристиками:

- Класс точности: 0,5; 0,5S (для обмотки измерений), 10P (для обмотки релейной защиты)
- Нормальные условия измерений:
  - Температура окружающего воздуха:  $+25\text{ °C} \pm 10\text{ °C}$
  - Относительная влажность воздуха: до 80%
  - Атмосферное давление: от 84.0 до 106.7 кПа (630 - 800 мм рт. ст.)
- Рабочие условия измерений и корректирующие коэффициенты:
  - Температурный диапазон: от  $-45\text{ °C}$  до  $+50\text{ °C}$
  - Поправочные коэффициенты, как правило, не применяются в эксплуатации, так как погрешность трансформатора нормируется для всего рабочего диапазона температур.
- Входные и выходные параметры (основные):
  - *Номинальное первичное напряжение:* 6 кВ или 10 кВ
  - *Номинальный первичный ток ( $I_{1н}$ ):* От 500 А до 1200 А
  - *Номинальный вторичный ток ( $I_{2н}$ ):* 5 А
  - *Номинальная частота:* 50 Гц
  - *Коэффициент трансформации:*  $K = I_{1н} / I_{2н}$

На присоединениях компрессорных установок используются различные однофазные измерительные трансформаторы напряжения, советского и российского производства (ЗНОЛ-6, ЗНОЛП-10) со следующими характеристиками:

- Класс точности: 0,5; 3,0 (для основных и дополнительных обмоток соответственно)
- Нормальные условия измерений:
  - Температура окружающего воздуха:  $+25\text{ °C} \pm 10\text{ °C}$
  - Относительная влажность воздуха: до 80%
  - Атмосферное давление: от 84.0 до 106.7 кПа (630 - 800 мм рт. ст.)
- Рабочие условия измерений и корректирующие коэффициенты:
  - Температурный диапазон: от  $-45\text{ °C}$  до  $+50\text{ °C}$
  - Поправочные коэффициенты, как правило, не применяются в эксплуатации, так как погрешность трансформатора нормируется для всего рабочего диапазона температур и нагрузок. Точные значения погрешностей определяются при поверке.
- Входные и выходные параметры (основные):
  - *Номинальное первичное напряжение ( $U_{1н}$ ):* 6 кВ /  $\sqrt{3}$ , 10 кВ /  $\sqrt{3}$
  - *Номинальная частота:* 50 Гц
  - *Номинальное вторичное напряжение ( $U_{2н}$ ):*  $100\text{ В} / \sqrt{3} = 57.7\text{ В}$
  - *Коэффициент трансформации:*  $K = U_{1н} / U_{2н} = 3464\text{ В} / 57.7\text{ В} \approx 60$  (для сети 6 кВ).

Для осциллографирования тока и напряжений используются данные с терминалов релейной защиты РЗА33:

- Номер в Госреестре СИ: 35359-12.
- Класс точности: 0.5 (для измерения токов и напряжений, используемых в защите и учете).
- Нормальные условия эксплуатации:
  - Температура окружающего воздуха:  $+25\text{ °C} \pm 10\text{ °C}$
  - Относительная влажность воздуха: до 80% (при  $+25\text{ °C}$ )

- Атмосферное давление: от 84.0 до 106.7 кПа
- Рабочие условия и корректирующие коэффициенты:
  - Температурный диапазон: от -40 °С до +70 °С
  - Корректировка погрешностей осуществляется автоматически встроенным программным обеспечением устройства в течение всего рабочего диапазона.
- Входные параметры (аналоговые, основные):
  - *По цепи напряжения:* Номинальное линейное напряжение до 10 кВ через трансформаторы напряжения (ТН), номинальный входной сигнал с ТН: 100 В или 57.7 В.
  - *По цепи тока:* Номинальный первичный ток до тысяч Ампер через трансформаторы тока (ТТ), номинальный входной сигнал с ТТ: 5 А .
  - *Частота сети:* 50 Гц.
- Выходные параметры (основные):
  - *Цифровые интерфейсы:* Ethernet, RS-485 (поддержка протоколов MODBUS TCP/RTU, IEC 60870-5-101/103/104, IEC 61850).
  - *Выходная информация:* Результаты измерений (U, I, P, Q, f, cosφ).

Для измерения давления газа используются датчики давления Emerson Rosemount 3051

- Номер в Госреестре СИ: 69405-18.
- Класс точности:  $\pm 0,075\%$  от калиброванного диапазона.
- Нормальные условия измерений:
  - Температура окружающего воздуха:  $+22\text{ °С} \pm 3\text{ °С}$
  - Относительная влажность воздуха: 0% - 95% (без конденсации)
  - Атмосферное давление: от 86 до 106 кПа
  - Стабилизированное питание: 24 В постоянного тока
- Рабочие условия измерений и корректирующие коэффициенты:
  - *Температурный диапазон окружающей среды:* от -40 °С до +85 °С

- *Температурный диапазон процесса:* зависит от модели и разделительной мембраны (напр., от -90 °С до +315 °С).
- Температурная коррекция производится автоматически встроенным процессором датчика на основе показаний встроенного датчика температуры. Влияние температуры является частью заявленной точности.
- Входные параметры (основные):
  - *Измеряемая величина:* Давление (дифференциальное, избыточное, абсолютное, гидростатическое).
  - *Диапазон измерений (Span):* настраивается в широких пределах от 0-0.25 кПа до 20 МПа.
  - *Электропитание:* 10.5 - 55 В постоянного тока (стандартный двухпроводной контур 4-20 мА).
- Выходные параметры (основные):
  - *Аналоговый выход:* 4 - 20 мА (двухпроводная схема), HART-протокол.
  - *Цифровые выходы:* HART, Foundation Fieldbus, Profibus PA.

Для измерения температуры газа используются термометры сопротивления (ТС) Emerson Rosemount 1080.

- Класс точности (по МЭК 60751): Class B ( $\pm(0,3 + 0,005 |t|)$  °С).
- Нормальные условия измерений:
  - Температура окружающей среды: +20 °С  $\pm$ 2 °С
  - Относительная влажность воздуха: до 80%
  - Стабилизированный ток возбуждения (обычно 1 мА).
- Рабочие условия измерений и корректирующие коэффициенты:
  - *Температурный диапазон:*
    - *Чувствительный элемент (Pt100):* от -200 °С до +850 °С.
    - *Стандартное общепромышленное исполнение корпуса:* от -40 °С до +450 °С.
  - Влияние температуры на сопротивление является измеряемой величиной, а не погрешностью. Дополнительные погрешности (от

саморазогрева током, вибрации, скорости потока) нормируются отдельно и не требуют ручной коррекции.

- Входные параметры (основные):
  - *Сопротивление (для Pt100):* 100 Ом при 0 °С.
  - *Ток возбуждения:* Макс. 1 мА (для минимизации саморазогрева).
- Выходные параметры (основные):
  - *Выходной сигнал:* Сопротивление, изменяющееся в зависимости от температуры по стандартной зависимости (например, для платины – по ГОСТ Р 8.625-2006 / МЭК 60751).
  - *Тип подключения:* 2-х, 3-х или 4-х проводная схема (4-х проводная схема обеспечивает наивысшую точность, компенсируя сопротивление подводящих проводов).

Для измерения температуры подшипников и поверхностей используются Термопары типа К (различного производства).

- Класс точности (по ГОСТ Р 8.585-2001 / МЭК 60584-1):
  - Класс 2 (Стандартная точность):  $\pm 2,5^{\circ}\text{C}$  или  $\pm 0,75\%$  в диапазоне от -40 °С до +333 °С.
- Нормальные условия измерений:
  - Температура свободных (холодных) концов: 0 °С .
  - Отсутствие вибрации, ударов, агрессивной среды и сильных электромагнитных полей в месте измерения.
- Рабочие условия измерений и корректирующие коэффициенты:
  - *Температурный диапазон:* Рабочий: от -200 °С до +1250 °С (кратковременно до +1350 °С).
  - Основная поправка, которую необходимо вносить – компенсация температуры свободных концов (холодного спая). Эта коррекция выполняется автоматически вторичным прибором (термопарным преобразователем, контроллером), который измеряет температуру в точке подключения клемм и корректирует ЭДС.
- Выходные параметры (основные):

- *Выходной сигнал:* Термо-ЭДС (милливольты), нелинейно зависящая от разности температур между горячим и холодным спаями.
- *Типичная чувствительность (коэффициент Зеебека):* ~41 мкВ/°С.
- *Тип подключения:* 2-проводная схема.

Датчики являются частью измерительных каналов, включающих также вторичный прибор (контроллер, преобразователь). Его характеристики соответствуют международным стандартам (МЭК 60751). В качестве вторичного прибора на указанных объектах установлены ПЛК семейства FA-M3 производства компании Yokogawa.

- Класс точности: отсутствует. Используется предел допускаемой основной относительной погрешности при измерениях. Для передачи с использованием унифицированного сигнала 4 – 20 мА он составляет  $\pm 0,25$  %.
- Рабочие условия измерений и корректирующие коэффициенты:
  - Температурный диапазон: от -45 °С до +50 °С
  - Максимальная дополнительная погрешность, вызванная влиянием электромагнитных помех, не более  $\pm 0,25$  %
  - Дополнительная погрешность, вызванная изменением температуры окружающей среды, на каждые 10 градусов не более 0,5 предела допускаемой основной приведенной погрешности измерения
- Выходные параметры (основные):
  - *Цифровые интерфейсы:* RS-485 (поддержка протокола Modbus RTU (Master / Slave), Modbus ASCII (Master / Slave)), Ethernet 100 Base-T (Modbus-TCP (Master / Slave), OPC UA (Server), NTP, FTP, FTPS, HTTP, HTTPS).

Для измерения виброскорости и виброперемещения используются датчики ДПЭ23: ДПЭ23МВ и ДПЭ23МВП производства компании Вибробит.

- Класс точности: отсутствует. Используется предел допускаемой основной относительной погрешности на базовой частоте. Для данных датчиков он составляет  $\pm 2,5$  %.

- Нормальные условия измерений:
  - Базовая частота измерений:  $80 \pm 1$  Гц.
  - Допустимая относительная влажность при температуре  $35^{\circ}\text{C}$  и ниже без конденсации влаги: не более 95 %.
  - Диапазон рабочей температуры для вибропреобразователя,  $^{\circ}\text{C}$ : от  $-40$  до  $+180$
- Рабочие условия измерений :
  - Диапазоны измерения мгновенной виброскорости  $0,4 - 15$  мм/с
  - Диапазон частот измерения:  $10 - 1000$  Гц
  - Диапазоны измерений размаха виброперемещения:  $10 - 250$  мкм
  - Диапазон частот размаха виброперемещения:  $5 - 200$  Гц
- Выходные параметры (основные):
  - *Выходной сигнал*: аналоговый сигнал  $4 - 20$  мА.
  - *Значение коэффициента преобразования, мА·с/мм*:  $16/15$ .
  - *Тип подключения*: 2-проводная схема.

Для мониторинга измеренных значений виброскорости и виброперемещения используется модуль контроля МК32 производства компании Вибробит (аналог контроллера) - 4-канальный модуль измерения вибрации. Он предназначен для измерения постоянных, переменных и тахометрических сигналов датчиков, выполняя измерения всех типов вибрационных параметров методом спектрального анализа. Опрос контроллера осуществляется по интерфейсу RS-485 по протоколу MODBUS.

- Класс точности: отсутствует. Используется предел допускаемой основной относительной погрешности. Для передачи с использованием унифицированного сигнала  $4 - 20$  мА он составляет  $\pm 1,0\%$ .
- Рабочие условия измерений :
  - Диапазоны измерения СКЗ виброскорости  $0,4 - 15$  мм/с
  - Диапазон частот измерения СКЗ виброскорости:  $10 - 1000$  Гц
  - Диапазоны измерений размаха виброперемещения:  $10 - 250$  мкм

- Диапазон частот измерения размаха относительного виброперемещения: 5 – 500 Гц
- Выходные параметры (основные):
  - *Цифровые интерфейсы*: RS-485 (поддержка протокола MODBUS), CAN2.0B.

Для измерения частичных разрядов используется система мониторинга Iris Power GuardII. Принцип действия системы основан на детектировании импульсов напряжения частичных разрядов, возникающих внутри изоляции, посредством датчиков ЧР, с последующим их аналого-цифровым преобразованием с помощью измерителя ЧР и отображением кажущегося заряда пропорционального значению импульса. На объекте используются антенные датчики предназначены для подключения в пазы статора.

- Номер в Госреестре СИ: 69405-18.
- Класс точности: отсутствует. Используется предел допускаемой основной относительной погрешности измерения кажущегося заряда ЧР -  $\pm 10,0\%$ .
- Рабочие условия измерений :
  - Температура - от минус 50 до плюс 130°C
  - Влажность - от 5 до 95 (без конденсации) %
  - Границы полосы пропускания (по уровню минус 3 дБ) - от 10 до 1000МГц.
- Выходные параметры (основные):
  - *Цифровые интерфейсы*: Ethernet; USB.

Графики по диагностическим параметрам, используемым для определения состояния компрессорной установки представлены в соответствии с Рисунком 5.5 для изменения температуры и в соответствии с Рисунком 5.6 для изменения вибросмещения.

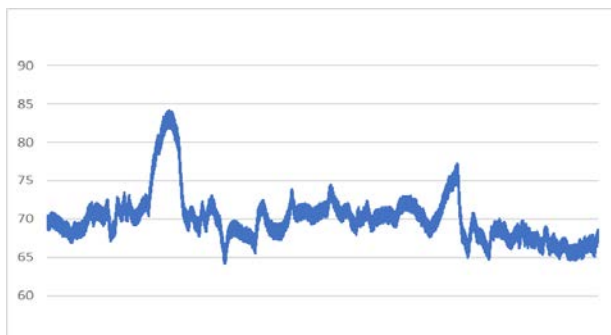


Рисунок 5.5 – Пример графика изменения температуры изоляции обмотки статора электродвигателя с 14.04.2021 00:00 по 21.04.2021 08:59, °С

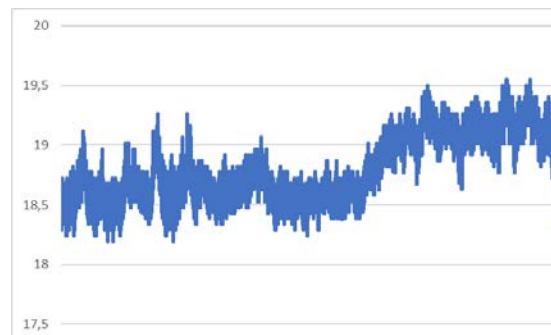


Рисунок 5.6 – Пример графика изменения вибросмещения подшипника с 14.04.2021 00:00 по 21.04.2021 08:59, мкм

Помимо указанных в систему также была посредством ручного ввода добавлена следующая информация:

- паспортные данные на компрессорные установки;
- паспортные данные на двигатели компрессорных установок;
- данные производственного плана;
- данные о диагностических испытаниях изоляции компрессорных установок.

При рассмотрении перечня обрабатываемых данных необходимо оценивать параметр глубины. Глубина данных относится к объему исторических данных, которые используются для обучения модели. Она определяет, насколько далеко в прошлое смотрит модель, чтобы выявить закономерности и обучиться на основе предыдущих наблюдений.

Для формирования базы необходимо учитывать объем, который характеризуется глубиной и частотой соответственно. В рамках задачи прогнозирования имеет смысл охватывать как можно больший период наблюдений, для классификации он может быть снижен. Частота наблюдений: для ряда измерений частота может являться, как фактором, существенно увеличивающим объем выборки без практической пользы, так параметром, снижающим ценность измерений. Как правило, чем более точный прогноз требуется, тем более глубокая ретроспектива данных может потребоваться.

Кроме того, необходимо учитывать зашумленность данных и их стационарность. Если данные содержат шум, может потребоваться более длительный период наблюдений, чтобы выделить его сигналы.

### **5.3. Формирование рекомендаций к управлению жизненным циклом по результатам работы системы**

По результатам работы системы должны быть сформированы рекомендации по управлению жизненным циклом компрессорных установок. Формирование рекомендаций для эксплуатации, обслуживания и ремонта компрессорной установки, учитывая диагностику текущего и предиктивного состояния, требует интеграции данных диагностики и мониторинга с требованиями действующих нормативных документов. Общий подход к формированию таких рекомендаций состоит из ряда шагов [98], приведенных ниже.

1. Сбор данных о текущем состоянии компрессорной установки с помощью датчиков и систем мониторинг и анализ полученных данных, включая параметры, такие как вибрация, температура, давление и другие диагностические параметры.

2. Контроля и диагностика текущего состояния, в том числе выявление аномалий, деградации или потенциальных проблем.

3. Прогнозирование и предиктивная диагностика для определения будущего состояния компрессорной установок, в том числе прогнозирование времени до отказа или оставшегося ресурса.

4. Соотнесение с действующими нормативными документами, связанными с эксплуатацией, обслуживанием и ремонтом компрессорных установок. Эти нормативы могут включать в себя требования к периодичности обслуживания, безопасности и т.д.

5. Составление рекомендаций на основе контроля и диагностики текущего и предиктивного состояния компрессорной установки и с учетом нормативных требований, формируют рекомендации для эксплуатации, обслуживания и

ремонта. Эти рекомендации могут включать в себя: периодичность проведения обслуживания и замены деталей, предложения по безопасной эксплуатации, рекомендации по мониторингу и диагностике, меры предотвращения аварийных ситуаций.

6. Разработка плана внедрения рекомендаций, который включает в себя расписание обслуживания и мониторинга, а также обеспечение соответствия действий нормативным требованиям.

7. Мониторинг работы компрессорной установки в контексте выданных рекомендаций, анализ и корректировка результатов.

Свод рекомендаций, подготовленных на основании требований нормативных документов, на этапе жизненного цикла эксплуатации для компрессорных установок представлен в Таблице 5.4.

При разработке более детализированных рекомендаций следует учитывать специфику конкретного оборудования и применяемых стандартов.

Следующие нормативные документы могут быть применимы к эксплуатации компрессорных установок:

- API 618 «Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services» предоставляет рекомендации по обслуживанию и ремонту поршневых компрессоров и связанного оборудования;

- ASME PTC 10 «Performance Test Code on Compressors and Exhausters» содержит методы испытаний производительности компрессоров, что может быть полезно при мониторинге и диагностике;

- ISO 10440 «Rotary Positive Displacement Compressors» касается вращающихся компрессоров и может предоставить рекомендации по эксплуатации и обслуживанию;

- NFPA 70 «National Electrical Code (NEC)» содержит требования к безопасной эксплуатации электрооборудования, что также важно для компрессорных установок;

- ISA-95 «Enterprise-Control System Integration» предоставляет рекомендации по интеграции систем управления, что может быть полезно для мониторинга и диагностики.

Таблица 5.4 – Рекомендации к управлению жизненным циклом компрессорных установок

<b>Текущее состояние / Прогнозное состояние</b>	<b>Исправное</b>	<b>Работоспособное с вниманием к возможным дефектам</b>	<b>Неисправное и работоспособное</b>	<b>Предельное</b>
<b>Исправное</b>	Соблюдайте регулярное обслуживание согласно рекомендациям производителя.	Продолжайте регулярный мониторинг и инспекции.	Плановое техническое обслуживание и регулярная диагностика.	Увеличьте частоту диагностики. Рассмотрите замену деталей в соответствии с рекомендациями производителя.
<b>Работоспособное с вниманием к возможным дефектам</b>	Увеличьте частоту мониторинга и диагностики. Рассмотрите замену деталей в соответствии с рекомендациями производителя.	Продолжайте регулярный мониторинг и инспекции.	Плановое техническое обслуживание и регулярная диагностика.	Увеличьте частоту мониторинга и диагностики. Рассмотрите замену деталей в соответствии с рекомендациями производителя.
<b>Неисправное и работоспособное</b>	Проведите диагностику и выявите неисправности. Произведите ремонт в соответствии с рекомендациями производителя.	Продолжайте регулярный мониторинг и инспекции.	Проведите диагностику и выявите неисправности. Произведите ремонт в соответствии с рекомендациями производителя.	Увеличьте частоту мониторинга и диагностики. Рассмотрите замену деталей в соответствии с рекомендациями производителя.
<b>Предельное</b>	Немедленно проведите ремонт и/или замену деталей.	Увеличьте частоту мониторинга и диагностики. Рассмотрите замену деталей в соответствии с рекомендациями производителя.	Немедленно проведите ремонт и/или замену деталей.	Увеличьте частоту мониторинга и диагностики. Рассмотрите замену деталей в соответствии с рекомендациями производителя.

При необходимости для обеспечения эффективной эксплуатации может быть рассмотрен процесс выдачи рекомендаций по проектным решениям. На основе анализа данных, контроля и диагностики текущего состояния система предоставляет рекомендации проектировщикам компрессорных установок для учета в проектных решениях. Рекомендации направлены на оптимизацию проектных параметров и условий эксплуатации, что может включать в себя:

- рекомендации по выбору компонентов и материалов с учетом прогнозируемых дефектов, и условий эксплуатации;
- разработка рекомендаций по частоте и объему обслуживания, включая методы мониторинга и диагностики;
- предложения по безопасной эксплуатации и рекомендации по режимам работы;
- рекомендации по мерам предотвращения аварийных ситуаций, включая предложения по конструктивным изменениям.

Все рекомендации рекомендуется сопровождать ссылками на международные стандарты по управлению жизненным циклом компрессорных установок.

Примеры конкретных рекомендаций, которые могут быть даны проектировщику [99]:

- учесть в проектных решениях возможность проведения регулярных мониторингов и диагностических проверок, включая размещение необходимых датчиков и средств доступа для обслуживания.
- разработать план обслуживания и мониторинга, включая периодичность и объем работ, и внедрить его в техническую документацию.

Такой подход позволяет проектировщикам принимать во внимание долгосрочные аспекты управления жизненным циклом и диагностики компрессорных установок при разработке проектных решений, что способствует повышению их надежности и снижению операционных рисков.

В случае обнаружения дефектов до истечения установленного срока эксплуатации система может предоставлять рекомендации по дополнительным действиям, включая:

- разработку программы ремонта или реконструкции с учетом обнаруженных дефектов и прогнозируемой наработки.

- определение необходимости применения дополнительных методов мониторинга и диагностики в процессе эксплуатации для более точного контроля за развитием дефектов.

- советы по выбору подходящих методов ремонта и поставщиков оборудования.

- оценку влияния предпринятых мероприятий на безопасность и долгосрочную надежность установки.

Такие рекомендации позволяют компаниям принимать обоснованные решения и разрабатывать дополнительные стратегии управления жизненным циклом, чтобы минимизировать риски и обеспечить надежную и безопасную эксплуатацию компрессорных установок даже в случае дефектов, обнаруженных до окончания срока службы.

Рекомендации к производителям компрессорных установок, направленные на повышение качества продукции и обслуживания, могут включать в себя следующие мероприятия:

- усилить выходной контроль качества, что поможет снизить вероятность дефектов и повысит надежность установок;

- увеличить сроки гарантийного обслуживания на определенные компоненты и системы компрессорных установок, особенно на те, которые подвержены высоким нагрузкам и износу;

- повысить доступность ряда оригинальных запасных частей и компонентов для оперативного ремонта и замены деталей для сокращения времени простоя установок;

- разработать рекомендации по обслуживанию установок, включая частоту и объем регулярных проверок и замен деталей для эффективного поддержания состояния установок на высоком уровне;

- обучить технический персонал, занимающийся монтажом и обслуживанием компрессорных установок, для повышения квалификации и снижения риска ошибок в процессе эксплуатации;

- обеспечить соблюдением стандартов безопасности и качества за счет привлечения независимых экспертов для повышения доверия к их продукции и услуге;

- проводить регулярный мониторинг и анализ отзывов клиентов и операторов установок, а также анализировать статистику отказов и ремонтов;

- соблюдать не только внутренние, но и международных стандарты и нормативы;

- учитывать дополнительные факторы эксплуатации и внешние условия (климатические и химические воздействия) по результатам контроля и диагностики функционирования на конкретных объектах.

Рекомендации для каждого этапа жизненного цикла компрессорных установок: представлены в Таблице 5.5.

Автоматизация выдачи рекомендаций на основе данных диагностики текущего и прогнозного состояния может быть выполнена на основе алгоритмов, соответствующих анализу дерева событий (метод ЕТА в соответствии с ГОСТ Р МЭК 62502-2014). Анализ дерева событий является индуктивной процедурой, предназначенной для моделирования возможных выходов, являющихся следствием реализации инициирующего события в виде графического представления дерева с последовательно использованными символами, идентификаторами и метками. ГОСТ Р МЭК 62502 не ограничивает представление дерева событий и его целевую направленность.

В процессе анализа ЕТА исследователи постоянно ищут ответ на вопрос «Что произойдет, если ...», и опираясь на полученные ответы, строят дерево возможных выходов. Используя эту логику в ответе на вопрос «Что делать,

если...», ЕТА можно трактовать как алгоритм поддержки принятия решения и выдачи рекомендации в рамках управления жизненным циклом.

Таблица 5.5 – Рекомендации на каждом этапе жизненного цикла

Этап жизненного цикла	Рекомендации
Проектирование	1. Учесть необходимость проведения обследований при проектировании и включить их в правила эксплуатации.
	2. Разработать мероприятия по предотвращению дефектов и снижению рисков.
	3. Учитывать условия эксплуатации, внешние факторы и технологическую загрузку.
	4. Предусмотреть возможность разработки дополнительных решений при дефектах до истечения срока эксплуатации.
Производство	1. Совершенствовать производственные процессы и контроль качества.
	2. Расширить гарантийное обслуживание на ключевые компоненты.
	3. Обеспечить доступность оригинальных запасных частей.
	4. Предоставить подробные рекомендации по обслуживанию и обучение персонала.
	5. Сотрудничать с независимыми экспертами и организациями.
	6. Инвестировать в исследования и внедрение новых технологий.
	7. Соблюдать международные стандарты и нормативы.
Эксплуатация	1. Соблюдать регулярное обслуживание согласно рекомендациям производителя.
	2. Вести мониторинг и анализ отзывов от операторов и клиентов.
	3. Строго соблюдать условия эксплуатации и внешние факторы.
	4. Проводить регулярные диагностические проверки и мониторинг состояния установок.
Ликвидация	1. Следовать инструкциям по ликвидации и утилизации оборудования.
	2. Соблюдать экологические стандарты при ликвидации.
	3. Рассмотреть возможность рециклинга материалов и компонентов.

Для данной интерпретации в соответствии с ГОСТ Р МЭК 62502 событиями будут выступать определение текущего и прогнозного состояния КУ, дополнительные проверки отдельных ее элементов, диагностических и эксплуатационных параметров, а выходами – наборы рекомендаций для рассматриваемого набора событий. В виде ветвей могут рассматриваться, как простейшие альтернативы соответствия событий заданным критериям в соответствии с булевой логикой, так и отражение нечеткости соответствия

состояния оборудования выбранному классу. Последовательность событий в виде цепочки расходящихся ветвей может быть самостоятельно задана пользователем в контексте задач и функциональных возможностей необходимых для управления ЖЦ, что не критично нарушает логику ГОСТ Р МЭК 62502 в контексте причинно-следственной связи событий.

Пример простейшей ЕТА модели для подготовки рекомендаций в рамках управления жизненным циклом представлен на рисунке 5.7. Полное древо для 4х статусов текущего и прогнозного состояния КУ в этом случае содержит 2048 наборов рекомендаций.

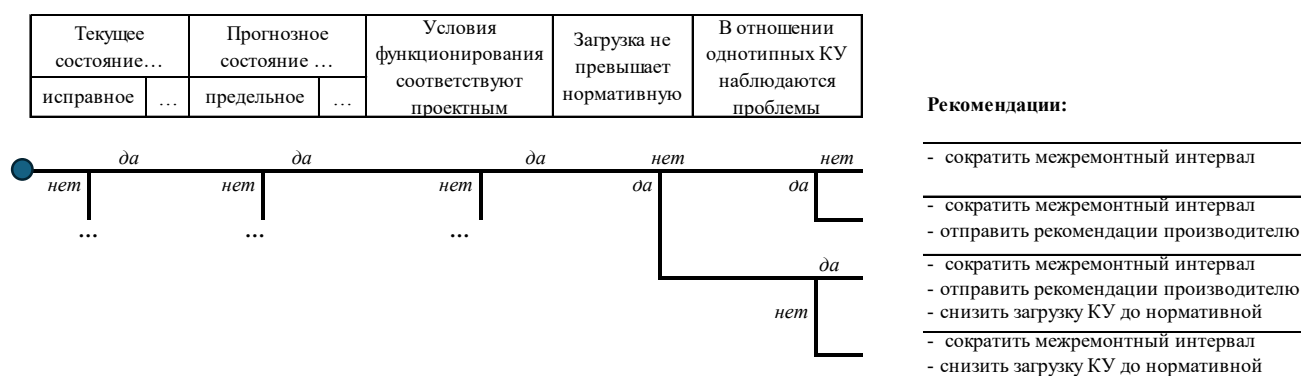


Рисунок 5.7 Фрагмент ЕТА модели для выбора рекомендаций по результатам контроля и диагностики технического состояния КУ

#### 5.4. Результаты интеграции информационно-аналитической системы в производственный контур

Для совместной работы в системе с эксплуатирующими компрессорные установки компаниями был разработан графический интерфейс пользователя системы. Внешний вид интерфейса представлен в соответствии с Рисунками 5.8, 5.9, 5.10.

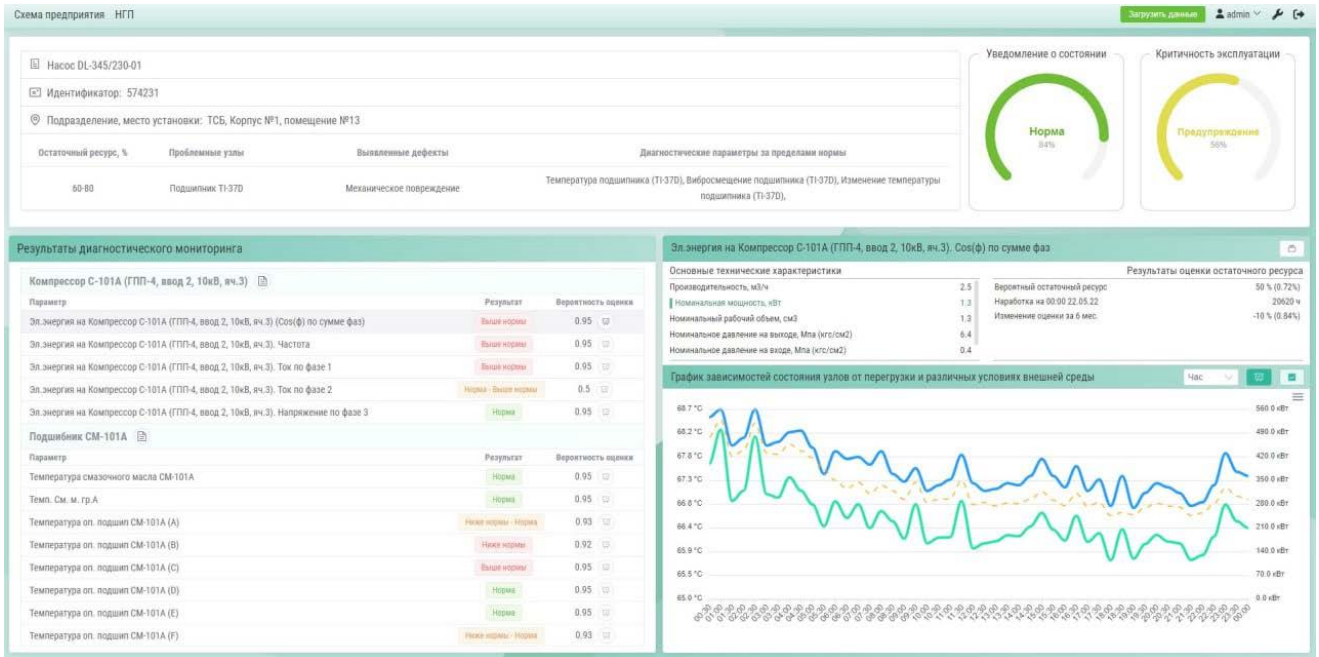


Рисунок 5.8 – Экран представления данных о компрессорной установке

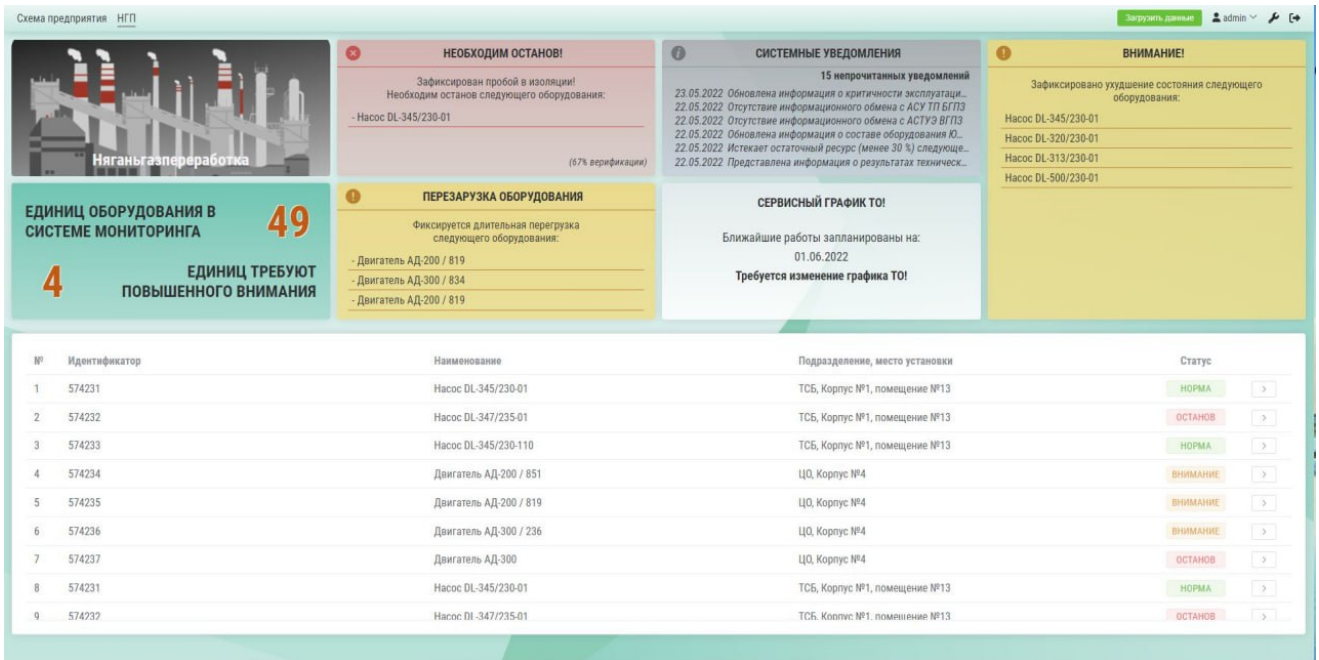


Рисунок 5.9 – Экран представления данных о группе компрессорных установок

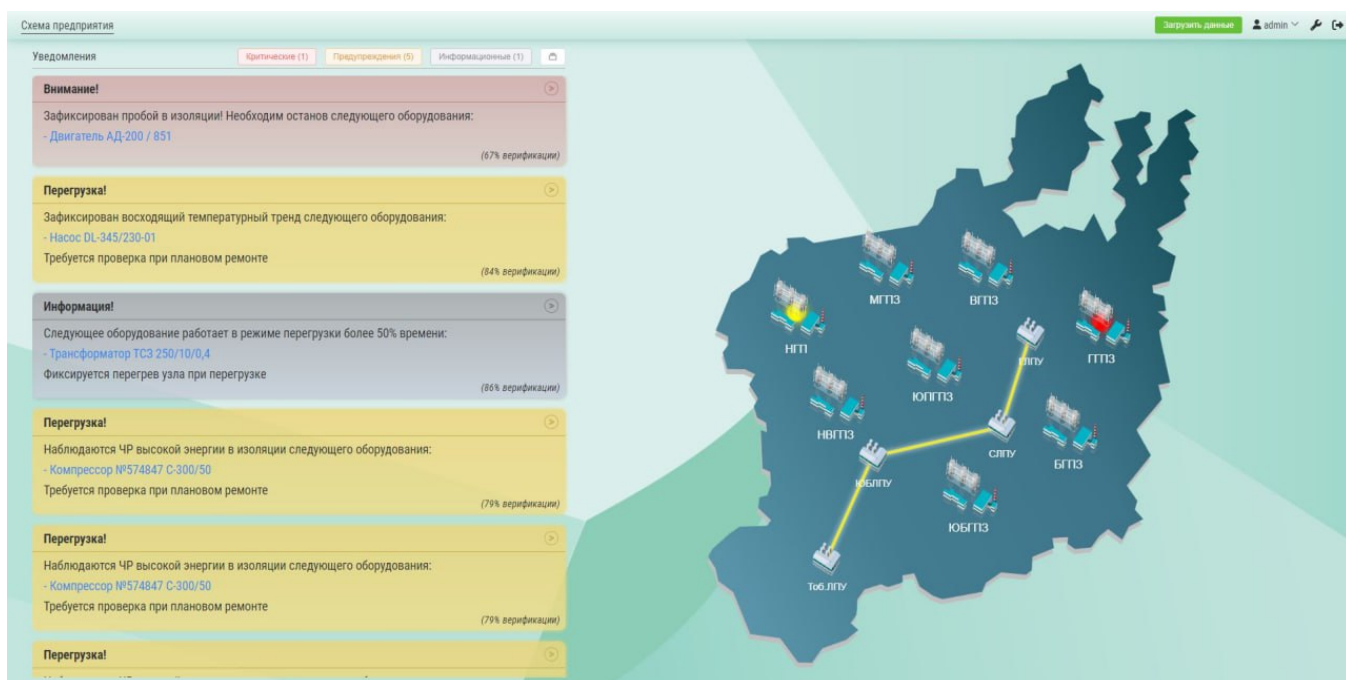


Рисунок 5.10 – Экран представления данных о группе компрессорных установок в составе предприятия

По результатам проверки соответствия значений текущих параметров установлено превышение вибрации по объекту N4 значениям установленным ГОСТ 20815-88. Неисправное состояние данного объекта также подтверждено модулем классификации. По остальным объектам системой установлено соответствие текущих параметров требованиям нормативных документов.

Эксплуатационными службами предприятий в рамках текущих ремонтов и осмотров данных объектов проведена верификация установленных значений текущего состояния. По ее результатам классификация текущего состояния подтверждена в полном объеме. По объекту N4 с учетом принятого на предприятии риск-ориентированного подхода было принято решение о продолжении эксплуатации без вывода позиции в капитальный ремонт.

По результатам работы модуля диагностики прогнозного состояния были сделаны предположения о переходе в предельное состояние объекта N4, развитии скрытого дефекта подшипника на объекте N3 и росте значений некоторых диагностических параметров по объекту N1. Прогнозное состояние объекта N2 был диагностировано как исправное.

В рамках дальнейшего диагностического мониторинга по данным объектам было установлено, что среднее RRMSE по рядам прогнозируемых параметров не превышает 0,15. По некоторым позициям это значение не превышает 0,1.

Последующая верификация подтвердила развитие дефекта подшипника на объекте N3 и переход в предельное состояние объекта N4. Фактически не верифицированным осталось только состояние объекта N1. Ошибка в определении прогнозного состояния по данному объекту может быть связана с достаточно высоким значением RRMSE по прогнозируемым рядам, которое в свою очередь объясняется повторно-кратковременным режимом работы оборудования на данной позиции.

Результаты работы модулей системы в отношении каждого модуля системы представлены в Таблице 5.6. Верификация данных осуществлялась по результатам обследования объекта при проведении запланированного среднего/капитального ремонта.

Таблица 5.6 – Результаты использования информационно-аналитической системы

Установка / Параметр	Объект №1	Объект №2	Объект №3	Объект №4
Соответствие текущих параметров НД	Да	Да	Да	Нет
Классификация текущего состояния	Исправное	Исправное	Исправное	Неисправное
Верификация данных текущего состояния	Да	Да	Да	Да
Среднее RRMSE спрогнозированных данных	0,15	0,09	0,13	0,15
Классификация прогнозного состояния	Не установленное	Исправное	Предельное	Предельное
Верификация данных прогнозного состояния	Нет (Исправное)	Да	Нет (Неисправное)	Да

Анализ ошибок первого и второго рода показал высокую эффективность работы системы для текущей классификации состояния КУ и достаточно достоверную работу по классификации прогнозного состояния. Обе зарегистрированные ошибки относятся к ошибкам первого рода «ложный дефект», при этом тренд развития состояния компрессорных установок определен верно. Среднее относительное среднеквадратическое отклонение по прогнозируемым параметрам составило от 12 до 15%, что можно считать достойным результатом, отражающим действительные физические процессы в ЭО.

По результатам анализа системой на основании, сформированной в соответствии с ГОСТ Р МЭК 62502, ETA модели были подготовлены рекомендации, охватывающие как текущий, так и прочие этапы ЖЦ. Рекомендации представлены в Таблице 5.7.

Общий характер полученных рекомендаций подтверждает первоочередную задачу обеспечения эффективной эксплуатации: оптимизации сервисных расходов (увлечение межсервисного интервала для нормальной функционирующей КУ), риск-ориентированный подход к техническому обслуживанию (сокращение межсервисного интервала для КУ с прогнозируемыми проблемами), охватывает прочие этапы жизненного цикла (проектирование, ликвидация)

На основании результатов классификации текущего и прогнозного состояния системой были сформированы следующие рекомендации к управлению жизненным циклом:

- увеличение межремонтного интервала для компрессорной установки №2;
- сохранение межремонтного интервала и увеличение частоты диагностических обследований для установки №1;
- вывод в ремонт при ближайшей технологической паузе установки №4 с рассмотрением возможности ликвидации установки;
- сокращение срока межремонтного интервала и увеличение частоты диагностических обследований для объекта №3.

Таблица 5.7 – Рекомендации к управлению жизненным циклом по результатам работы информационно-аналитической системы контроля и диагностики технического состояния

Установка / Параметр	Объект №1	Объект №2	Объект №3	Объект №4
Текущий этап ЖЦ	Эксплуатация	Эксплуатация	Эксплуатация	Эксплуатация
Рекомендации в рамках текущего этапа	Продолжение эксплуатации	Продолжение эксплуатации	Продолжение эксплуатации	Вывод в ремонт
Рекомендации для сервисного обслуживания	Сохранение текущего межремонтного интервала	Увеличение межремонтного интервала	Сокращение межремонтного интервала	-
Рекомендации для проектных организаций на основе данных эксплуатации	Включить в техническую документацию план обслуживания и мониторинга	Включить в техническую документацию план обслуживания и мониторинга	Включить в техническую документацию план обслуживания и мониторинга	Определить оптимальный и предельный режим нагрузки КУ с учетом действительных внешних условий среды
Рекомендации для производителей на основе данных эксплуатации	-	-	-	Усилить выходной контроль за качеством выпускаемого оборудования
Рекомендации при ликвидации оборудования	Оценить остаточный ресурс отдельных элементов КУ	Оценить остаточный ресурс отдельных элементов КУ	Оценить остаточный ресурс отдельных элементов КУ	Оценить остаточный ресурс отдельных элементов КУ
Прочие рекомендации	Проверить работу полевых датчиков	-	-	-

Эксплуатирующей организацией по результатам собственной диагностики состояния компрессорных установок данные рекомендации были признаны эффективными и соответствующими действительным процессам работы оборудования. Отдельно было отмечено предиктивное выявление развивающегося дефекта подшипника установки №3.

Для оценки точности работы системы был проведен расчет неопределенности измерений исходя из суммы квадратов соответствующих

неопределенностей, входящих в измерительный комплекс. Тогда в соответствии с формулой 4.30 для средств измерений, установленных на действующих компрессорных установках неопределенность может быть выражена как максимальное из значений в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Результаты расчета неопределенности в измерительном канале

Контролируемый параметр	Квадрат неопределенности прямых измерений датчика / ИТ, %	Квадрат неопределенности прямых измерений СИ/ контроллера, %	Квадрат неопределенности условий проведения измерений, %	Квадрат неопределенности измерений в канале, %
Мощность электрическая	0,083	0,042	0	0,125
Ток/напряжение	0,083	0,042	0	0,125
Давление газа	0,001	0,010	0	0,011
Температура газа	0,015	0,010	1,3E-05	0,025
Температура подшипников	0,094	0,010	1,3E-05	0,104
Виброскорость	1,042	0,167	0	1,208
Виброперемещение	1,042	0,167	0	1,208
Кажущийся заряд ЧР	0,000	16,667	0	<b>16,667</b>

Итоговая неопределенность может быть выражена для максимальной величины неопределенности в измерительном канале с учетом неопределенности работы системы классификации. Для расчета неопределенности работы системы классификации могут быть использованы Точность полная ( $A_c$ ) для алгоритма классификации и максимальное относительное среднеквадратическое отклонение для алгоритма прогнозирования ( $RRMSE$ ). Тогда для классификации текущего состояния Итоговая неопределенность примет вид 5.1 и составит:

$$u_{\Sigma} = \sqrt{\max(u_{mi}^2 + u_{ci}^2) + (1 - A_c)^2} = \sqrt{16,67 + (1 - 0,806)^2} = 4,087\% \quad (5.1)$$

Для классификации прогнозного состояния максимальное значение итоговой неопределенности (при замерах частичных разрядов) примет вид 5.2 и составит:

$$u_{\Sigma} = \sqrt{\max(u_{mi}^2 + u_{ci}^2) + (1 - Ac)^2 + RRMSE^2} = 21,39\% \quad (5.2)$$

Так как на разных объектах используются разные типы датчиков, для каждой установки рассчитано собственное значение неопределенности, указанное в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Результаты расчета итоговой неопределенности

Установка	Контролируемый параметр, определяющий максимальную неопределенность метода классификации/прогнозирования	Неопределенность работы метода классификации/прогнозирования	Итоговая неопределенность
1	Температура подшипника	11	11,05%
2	Кажущийся заряд ЧР	21	21,39%
3	Температура подшипника	11	11,05%
4	Температура подшипника	11	11,05%

При этом F-мера для выбранного алгоритма классификации не превышает 0,85 (составляет 0,869) и таким образом, можно говорить о достаточной точности оценки текущего состояния и приемлемой точности оценки прогнозного состояния.

### Выводы по главе 5

При реализации информационно-аналитической системы контроля и диагностики технического состояния КУ подготовлен модуль формирования рекомендаций по управлению жизненным циклом компрессорных установок на каждом его этапе. В ходе диссертационного исследования проведен анализ государственных и зарубежных нормативных документов, содержащих рекомендации и требования к эксплуатации в зависимости от состояния

установки. Для прочих этапов сформированы рекомендации для всех участников жизненного цикла (проектных, производственных, сервисных, эксплуатирующих и утилизирующих организаций), направленных в конечном счете на продление и повышение эффективности эксплуатации установок.

Апробация системы проводилась на четырех действующих компрессорных установках, эксплуатирующихся на двух нефтегазовых объектах, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе. В ходе апробации были проведены контроль и диагностика текущего состояния установок, и его соответствие требованиям НД, регрессия основных диагностических параметров в соответствии с производственным планом и предиктивная диагностика состояния на основе спрогнозированных значений. Верификация состояния в ходе ремонта показала 100% точность контроля и диагностики системой текущего состояния и высокую эффективность прогнозного.

Рекомендации, выданные системой, были признаны эффективными и соответствующими действительным процессам работы оборудования.

В рамках апробации было также отмечено:

- возможность предиктивного выявления развивающихся дефектов;
- высокая эффективность работы системы для текущей классификации состояниях компрессорных установок нефтегазоперерабатывающей промышленности и достаточно достоверная работа по классификации прогнозного состояния;
- отсутствие ошибок второго рода – пропусков дефектов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основными результатами диссертационной работы являются:

1. Проведен анализ существующих методов и средств контроля и диагностики технического состояния электроприводных компрессорных установок предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности. Установлено, что существующие решения не обеспечивают комплексного учета параметров различной физической природы, что подтверждает актуальность разработки методов многопараметрического контроля и диагностики на основе данных онлайн-мониторинга.

2. Предложен подход к определению информативных параметров для многопараметрического контроля и диагностики технического состояния электроприводных компрессорных установок, учитывающий метрологические характеристики средств измерений и обеспечивающий рациональный объем анализируемых данных.

3. Разработаны алгоритмы контроля и диагностики текущего состояния электроприводных компрессорных установок и прогнозирования его изменения на основе данных онлайн-мониторинга, обеспечивающие повышение достоверности оценки технического состояния без расширения состава средств измерений.

4. Разработана архитектура и программное обеспечение интеллектуальной аналитической системы контроля и диагностики технического состояния электроприводных компрессорных установок, обеспечивающая интеграцию разработанных алгоритмов с действующими средствами измерений и информационными системами предприятий.

5. Проведена апробация разработанных алгоритмов и системы на действующих компрессорных установках предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности. Подтверждена работоспособность и метрологическая состоятельность предложенных решений: достигнута точность классификации технического состояния 87 %

(гармоническое среднее, F1), средние по модулю относительная ошибка прогнозирования диагностических параметров находятся в диапазоне от 9 % до 23 %.

### **Рекомендации.**

Разработанные алгоритмы и архитектура интеллектуальной аналитической системы могут быть использованы при создании промышленных систем контроля и диагностики оборудования компрессорных станций, а также при внедрении риск-ориентированных стратегий технического обслуживания и ремонта в энергетике и нефтегазопереработке

### **Перспективы дальнейшей разработки темы исследования**

Дальнейшие исследования целесообразно направить на развитие методов интеллектуального анализа данных для реализации функций превентивной диагностики, оценку остаточного ресурса и построение прогнозных моделей технического состояния электроприводных компрессорных установок в составе цифровых двойников технологических объектов.

Задачи, поставленные в данном диссертационном исследовании, решены в полном объеме. Цель диссертационной работы достигнута.

**СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ**

КУ	-	Компрессорная установка
ЭКУ	-	Электроприводная компрессорная установка
ЭО	-	Электрооборудование
ЕЭС	-	Единая энергосистема
ЧР	-	Частичные разряды
ТД	-	Техническая диагностика
ЖЦ	-	Жизненный цикл
РД	-	Рабочая диагностика
МНК	-	Методы неразрушающего контроля
ИИ	-	Искусственный интеллект
РПН	-	Регулирование под нагрузкой
ЭД	-	Электрический двигатель
КПД	-	Коэффициент полезного действия
RVM	-	Относительный коэффициент вибрации (Relative Vibration Monitoring)
СИ	-	Средство измерения
АСУ ТП	-	Автоматизированная система управления технологическим процессом
АСДУЭ	-	Автоматизированная система диспетчерского управления энергообъектами
АСТУЭ	-	Автоматизированная система технического учета электроэнергии
АСКУ	-	Автоматизированная система коммерческого учета
АСУД	-	Автоматизированная система управления диагностикой
ИАС	-	Информационно-аналитическая система
ЕРС	-	Диаграмма событийно-управляемой цепочки процессов

## (Event-Driven Process Chain)

ЭС	-	Экспертная система
SVM	-	Метод опорных векторов (Support Vector Machine)
RBF	-	Радиальные базисные функции (Radial Base Function)
PPV	-	Точность классификации (Positive predictive value)
TPR	-	Полнота классификации (True Positive Rate)
AR	-	Авторегрессионная модель (Autoregressive)
CART	-	Алгоритм классификации и регрессии построением дерева решений (Classification and Regression Tree)
ООР	-	Определение остаточного ресурса
MSE	-	Средняя квадратическая ошибка (Mean Squared Error)
MAE	-	Средняя абсолютная ошибка (Mean Absolute Error)
RRMSE	-	Относительное среднеквадратическое отклонение (Relative Root Mean Squared Error)
ВР	-	Временной ряд
BPMN	-	Язык моделирования бизнес-процессов (Business Process Model and Notation)

## СПИСОК РАБОТ АВТОРА, ОТРАЖАЮЩИХ ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ ДИССЕРТАЦИИ

*Статьи в рецензируемых научных изданиях, индексируемых в  
международной базе данных SCOPUS*

A1. Mironenko Y. V. Development of Automated Life Cycle Management System for Electrically Driven Compressor Units in the Oil and Gas Industry / Y. V. Mironenko, A. I. Khalyasmaa // Belarusian-Ural-Siberian Smart Energy Conference (BUSSEC), 2023. Pp. 160-164. (МБД Scopus).

A2. Mironenko Y. V. Maintenance Optimization Within the Lifecycle Management of the Gas Compressor's Electric Motors / Y. V. Mironenko, A. I. Khalyasmaa // International Conference of Young Specialists on Micro/Nanotechnologies and Electron Devices, EDM, 2023. – Pp. 1180-1185. (МБД Scopus).

*Статьи в рецензируемых научных изданиях, входящих в перечень ВАК по  
специальности диссертации*

A3. Шахнин В. А. Аппаратный анализ и моделирование статистических характеристик частичных разрядов для интродиагностики высоковольтного оборудования / В. А. Шахнин, Ю. С. Чебрякова, Я. В. Мироненко // Автоматизация и современные технологии, 2015. – № 1. – С. 10–16.

A4. Шахнин В. А. Математическое моделирование статистических характеристик частичных разрядов при диагностике высоковольтного оборудования / В. А. Шахнин, Ю. С. Чебрякова, Я. В. Мироненко // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика, 2013. – № 6. – С. 53–59.

A5. Шахнин В. А. Статистические характеристики частичных разрядов как диагностические признаки состояния изоляции высоковольтного оборудования / В. А. Шахнин, Ю. С. Чебрякова, Я. В. Мироненко // Контроль. Диагностика, 2015. – № 2. – С. 59–65.

A6. Мироненко Я. В. Архитектура системы поддержки принятия решений на основе интеллектуального анализа данных мониторинга электротехнических

комплексов / Я. В. Мироненко А. И. Хальясмаа // Автоматизация в промышленности, 2025. – № 6. – С. 17–22,

*Статьи в рецензируемых научных изданиях, входящих в перечень ВАК по смежным специальностям*

А7. Мироненко Я. В. Алгоритм контроля и диагностики технического состояния компрессорных установок предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности с использованием нелинейных многопараметрических моделей / Я. В. Мироненко А. И. Хальясмаа // Системы. Методы. Технологии, 2025. – № 3 (67). – С. 80–86.

А8. Шахнин В. А. Экспериментальные исследования пространственной корреляции частичных разрядов в изоляции высоковольтных аппаратов / В. А. Шахнин, Я. В. Мироненко // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2018. – № 1. – С. 30-33.

А9. Мироненко Я. В. Оценка состояния изоляции электрооборудования с использованием алгоритма градиентного бустинга / Я. В. Мироненко, А. Д. Курзанов // Вестник Чувашского университета. – 2021. – № 3. – С. 94-102.

*Патент Российской Федерации*

А10. Способ диагностики высоковольтного оборудования по параметрам частичных разрядов: патент 2536795 РФ Бюлл. изобр. № 12, 2014 / Шахнин В.А., Мироненко Я.В., Чебрякова Ю.С.; заявитель и патентообладатель Владимирский государственный университет имени Александра Григорьевича и Николая Григорьевича Столетовых. – № 2013136892/28; заявл. 06.08.2013; опубл. 27.12.2014, Бюлл. № 36. – 6 с.

*Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ*

А11. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019666284 от 06.12.2019. Российская Федерация. Экспертная система по определению состояния изоляции электрического оборудования «Exp\_PD\_1» / Мироненко Я.В.; правообладатель АО «РЭС Групп».

А12. Мироненко Я. В. Использование в диагностике высоковольтного энергетического оборудования алгоритмов машинного обучения / Я. В. Мироненко // V Международная научно-техническая конференция «Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности». – 2021. – С. 25-30. 0,37 п.л. / 0,37 п.л.

А13. Мироненко Я. В. Обзор существующих систем обработки данных диагностического мониторинга электрооборудования / Я. В. Мироненко // VI Международная научно-техническая конференция «Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности». – 2022. – С. 38-43.

А14. Мироненко Я. В. Использование алгоритма бэггинга в моделях машинного обучения для диагностики изоляции масляных силовых трансформаторов / Я. В. Мироненко // XIII Всероссийская научно-техническая конференция «Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике». – 2022. – С. 99-100.

А15. Мироненко Я.В. Алгоритм прогнозирования параметров функционирования электроприводных компрессорных установок для предиктивной оценки технического состояния / Я. В. Мироненко, А. И. Хальясмаа // *Universum: технические науки* : электрон. научн. журн. – 2024. – № 5(122). – 17454.

**СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ**

1. IEEE 841. IEEE Standard for Petroleum and Chemical Industry – Severe Duty Totally Enclosed Fan-Cooled (TEFC) Squirrel Cage Induction Motors – Up to and Including 370 kW (500 hp). – IEEE Industry Applications Society, 2001.
2. IEEE 1068. IEEE Recommended Practice for the Repair and Rewinding of Motors for the Petroleum and Chemical Industry. – IEEE Industry Applications Society, 1997.
3. IEEE 303. IEEE Recommended Practice for Auxiliary Devices for Rotating Electrical Machines in Class I, Division 2 and Zone 2 Locations. – IEEE Industry Applications Society, 2004.
4. API standard 617. Centrifugal Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Service Industry. – USA, Washington D.C.: American Petroleum Institute, 2002. – 348 с.
5. API standard 684. Tutorial on the API Standard Paragraphs Covering Rotor Dynamics and Balancing. – USA, Washington D.C.: American Petroleum Institute, 1996. – 145 с.
6. API standard 546. Brushless Synchronous Machines - 500 KVA and Larger. – USA, Washington D.C.: American Petroleum Institute, 2008. – 206 с.
7. Голубцова В. В. Анализ состояния основных средств российских предприятий // Молодой ученый. – 2020. – № 27 (317). – С. 169-172.
8. Годовой отчет ПАО «Россети» за 2015 год [электронный ресурс]. – Режим доступа. <http://report2015.fsk-ees.ru> – Загл. с экрана (дата обращения 21.05.2024)
9. Иванов В.Н. Анализ надежности тяговых электрических машин электровазов, эксплуатируемых на железных дорогах Восточного региона [электронный ресурс]. – Режим доступа <https://rcit.su/article080.html>. – Загл. с экрана (дата обращения 21.05.2024)
10. Горная энциклопедия. Том 1 / Под ред. Козловский Е.А. – М: Советская энциклопедия, 1984. – 560 с.

11. Назарычев, А. Н. Анализ основных преимуществ применения вакуумных выключателей [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.bester54.ru/cms.php?type=page&id=22>. – Загл. с экрана (дата обращения 21.05.2024)

12. Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г. Проблемы изношенного электрооборудования в современной энергетике // Кубанский государственный аграрный университет. Международный научно-исследовательский журнал. – 2015. – № 7(38). – С. 89 – 91.

13. Хальясмаа А.И. Машинное обучение как инструмент повышения эффективности управления жизненным циклом высоковольтного электрооборудования // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2020. – Т. 24. – № 5. – С. 1093–1104

14. Описание ведомственного проекта Министерства энергетики Российской Федерации «Цифровая энергетика» [электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: [https://digital.gov.ru/uploaded/files/vedomstvennyij-proekt-tsifrovaya\\_energetika.pdf](https://digital.gov.ru/uploaded/files/vedomstvennyij-proekt-tsifrovaya_energetika.pdf) – Загл. с экрана (дата обращения: 08.04.2021).

15. Инвестиционная программа ПАО «РОССЕТИ» [электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <https://www.rosseti.ru/investment/dzo/long/> – Загл. с экрана (дата обращения: 13.07.2021).

16. Косорлуков И.А. Прогнозирование жизненных циклов электроустановок 6 - 35 кВ на основе математического моделирования и оценки рисков отказов: автореф... дис. кан. наук. – Самара, 2013. – 20 с.

17. Asranov H.K. Life cycle management of a new product // Universum: технические науки: электронный научный журнал. – 2021. – N 12(93) [электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <https://7universum.com/ru/tech/archive/item/12661> – Загл. с экрана (дата обращения: 01.06.2024).

18. Бердников Р.Н. Основные положения концепции интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью // Энергия единой сети. – 2012. – №4 (4) – С. 4–11.

19. Андреев Д.А., Назарычев А.Н. Управление жизненным циклом электроустановок при эксплуатации по техническому состоянию // Надежность и безопасность энергетики. – 2013. – №3(22) – С. 32 – 36.
20. ISO/IEC/IEEE 15288:2023 Systems and software engineering. System life cycle processes. – 2023. – 116 с.
21. Кузин Е.И., Кузин В.Е. Создание интегрированной системы поддержки жизненного цикла изделия // Инженерный журнал: наука и инновации. – 2016. – вып. 2. – С. 1 – 22.
22. Шахнин В. А. Методы и средства диагностики высоковольтного оборудования. – Владимир: Изд-во ВлГУ. – 2018. – 99 с.
23. Федосов Е.М. Частичные разряды в элементах электротехнических комплексов: дис. ...канд. техн. наук: 24.12.2009 / Федосов Евгений Михайлович. – Уфа, 2009. – 136 с.
24. Мостовой С.Е. Методика диагностирования силовых трансформаторов на основе оперативного контроля частичных разрядов: дис. ...канд. техн. наук: 11.03.2011 / Мостовой Сергей Евгеньевич. – Магнитогорск, 2011. – 158 с.
25. Шахнин В.А., Моногаров О.И., Чебрякова Ю.С. Переходные процессы в устройствах присоединения средств электрошумовой интродиагностики высоковольтного оборудования//Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. –2012. – №2. – С. 50–54.
26. Карпов М.В. Стратегия управления производственными активами электросетевой компании // Вестник Омского Университета. Серия «Экономика». – 2019. – Т.17 №2. – С. 112-116.
27. Чичев С. И., Калинин В. Ф., Глинкин Е. И. Система контроля и управления электротехническим оборудованием подстанций. – М. : Спектр, 2011. – 139 с.
28. Интеллектуальные информационные системы в экономике: Учебное пособие / А. В. Корниенко. – Томск: Издательство ТПУ, 2008. – 177 с.
29. Казаков М. С. Обзор интеллектуальных систем диагностики электрооборудования / М. С. Казаков, И. В. Давиденко // Труды первой научно-

технической конференции молодых ученых Уральского энергетического института, Екатеринбург, Россия, 16-20 мая 2016 г. – Екатеринбург : [УрФУ], 2016. – С. 240-243.

30. Давиденко И.В. Разработка системы многоаспектной оценки технического состояния и обслуживания высоковольтного маслонаполненного электрооборудования дис. ...докт. техн. наук: 12.09.09 / Давиденко Ирина Васильевна. – Екатеринбург, 2009. – 452 с.

31. Автоматизированная система контроля и диагностики трансформатора «НЕВА-АСКДТ» [электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <https://www.energsoyuz.spb.ru/ru/content/avtomatizirovannaya-sistema-kontrolya-i-diagnostiki-transformatora-neva-askdt> – Загл. с экрана (дата обращения 06.11.2022).

32. Автоматизированная система контроля и диагностики генератора «НЕВА-АСКДГ» [электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <https://www.energsoyuz.spb.ru/ru/content/avtomatizirovannaya-sistema-kontrolya-i-diagnostiki-generatora-neva-askdg> – Загл. с экрана (дата обращения 06.11.2022).

33. Русов В.А. Диагностический мониторинг высоковольтных силовых трансформаторов/ В. А. Русов. – Пермь: DIMRUS. – 2013. – 159 с.

34. IEEE 1349-2001. Guide for the application of electric motors in class i division 2 hazardous (classified) locations. – IEEE Industry Applications Society, 2001.

35. Захаров П.А., Захаров М.А. К вопросу о надежности электроприводного газоперекачивающего агрегата // Вестник ИГЭУ. – 2007. . – Вып. 3. – С. 1-3.

36. Васильев Б.Ю., Сугутин М.Н. Энергетическая, экономическая и экологическая эффективность использования газоперекачивающих агрегатов с электроприводом // Современные научные исследования и инновации. – 2014. – № 5. Ч. 1 [электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <https://web.snauka.ru/issues/2014/05/34791> – Загл. с экрана (дата обращения: 15.02.2023).

37. Gorban A.A., Shelihov E.S. Grekov E.L. Milekhin M.B. On the question of reliability assessment of gas-pumping units based on synchronous electric motors» // Tula: Izvestiya Tula State University. –2021. –vol. 11. – С. 552-558.

38. Дорошук А.А., Печкурова А.Е. Процессные инновации в системе жизненного цикла предприятия. // Экономика: реалии времени. Научный журнал. – 2015. – № 2 (18). – С. 61-66.

39. Крюков О.В., Гуляев И.В., Теплухов Д.Ю. Алгоритмы системы принятия решений при техническом обслуживании и прогнозировании автоматизированных электроприводов // Изв. вузов. Электромеханика. –2022. –Т. 65. –№ 4. – С. 72-78.

40. СТО 70238424.29.160.30.002-2009 Электродвигатели. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. – НП «ИНВЭЛ». – 2009. . – 85 с.

41. Приказ министерства энергетики от 13 января 2003 года N 6 Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» (с изменениями на 13 сентября 2018 года)

42. Гаврилюк Е.А., Манцеров С.А. Разработка стратегии обслуживания и ремонта оборудования газотранспортного предприятия на основе индекса технического состояния // Машиностроение и транспорт: теория, технология, производство. Труды НгТУ им. Р.Е. Алексеева. – Н. Новгород, 2017 – N3 (118) – С. 121 – 126.

43. Ivanov V.B. Analysis of the electrically driven gas pumping units application advantages // Technology Audit and Production Reserves. –2016. – vol. 2, no. 1. – С. 9-12.

44. Kryukov O.V., Stepanov S.E., Serebryakov A.V. Modern approach to the maintenance service of electrical equipment according to the health index forecast results // Gas industry, maintenance and diagnostics. – Nizhny Novgorod: 2017. – vol. 8. – С. 84-88.

45. Rubtsova E., Babicheva S.A., S.A. Papkov S.A., Kryukov O.V. Management and monitoring of electric drives of compressor stations in the conditions

of stochastic indignations // Relevant issues of automated electrical drives. – Tula: 2010. – vol. 3. – С. 209-214.

46. Романов В.С., Гольдштейн В.Г. Методы динамического совершенствования повышения энергоэффективности и надежности погружных электродвигателей нефтедобычи // Вестник Самарского государственного технического университета. Динамика систем, механизмов и машин. – 2017. – Том 5. – № 3 (97). – С. 96–100.

47. Иванов В. Б. Анализ преимуществ использования электроприводных газоперекачивающих агрегатов // Машиноведение и машиностроение. Технологический аудит и резервы производства. – 2016. – № 2/1(28) . – С. 9–12.

48. Онищенко Г.Б. Энергоэффективность электроприводных газоперекачивающих агрегатов // Промышленная энергетика. – 2014. – № 8. – С. 23–29.

49. Ишков, А. Г. Современное состояние и перспективное развитие направлений энергосбережения в транспорте газа / А. Г. Ишков, Г. А. Хворов, М. В. Юмашев // Газовая промышленность. – 2010. – № 9. – С. 36–39.

50. Singhal S., Mistry R. Oil whirl rotordynamic instability phenomenon-diagnosis and cure in large induction motors // IEEE Petroleum Chemical Industry Conference. –2009. – С. 1–8.

51. Singhal S. Sumit Singhal Electric Drive Compressor Systems. High-speed turbo compressors used in the oil and gas industry // IEEE Industry Applications Magazine. –2014 – № 20 (6). – С. 52–63.

52. Yongning Zhao, Xiandong Xu, Meysam Qadrdan, Jianzhong Wu Optimal operation of compressor units in gas networks to provide flexibility to power systems // Applied Energy. – 2021. – N 290.

53. Лукьяненко В.И., Воробьева Н.В., Воробьев Ю.В. Оценка остаточного ресурса технического оборудования в единичном исполнении. // Вестник ТГТУ. – 2012. – Том 18. – №4. – С. 1039 – 1043.

54. Ковалев В.К. Причины вибрации газоперекачивающих агрегатов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2014. – № 2. – С. 23 – 27.
55. ISO 14839-3:2006 Mechanical vibration. Vibration of rotating machinery equipped with active magnetic bearings. Part 3. Evaluation of stability margin. – 2018. – 22 с.
56. Ячиков, И.М. Принятие решений о состоянии изоляции печного трансформатора с использованием обобщенного показателя на основе логики с нечеткими множествами / И.М. Ячиков, Т.П. Ларина, Е.А. Храмшина // Вестник ЮУрГУ. Серия «Компьютерные технологии, управление, радиоэлектроника». – 2018. – Т. 18, № 2. – С. 81–92.
57. Завидей В.И. Новые возможности в диагностике электрических машин // Экспозиция нефть газ. – 2010. – 1/Н (07) . – С. 68–72.
58. Кычкин А. В., Н. И. Хорошев, Д. К. Елтышев Концепция автоматизированной информационной системы поддержки энергетического менеджмента // Энергобезопасность и энергосбережение. – 2013. – № 5 (53) . – С. 12 – 17.
59. Babichev S. A., Zakharov P. A. Kryukov O. V. Automated Monitoring System for Drive Motors of Gas-Compressor Units // Automation and Remote Control. – 2011. – Vol. 72, No. 1. – С. 175–180.
60. Клячкин В.Н., Кувайскова Ю.Е., Жуков Д.А. Выбор метода бинарной классификации при технической диагностике с применением машинного обучения // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. – 2018. – т.20. – №4(3) . – С. 494–497.
61. Искусственный интеллект: в 3-х кн. Кн.2. Модели и методы: Справочник / Под ред. Д.А. Поспелова. – М.: Радио и связь, 1990. – 304 с.
62. Джексон П. Введение в экспертные системы. – М: Издательский дом «Вильямс», 2001. – 384 с.
63. Quillian J.R. Application of Expert Systems. – Reding, USA: Addison-Wesley, 1987– 516 с.

64. Davis R. King J. An overview of production systems in Machine Intelligence // New York: Wiley. – 1987. – N 8. – С. 300-332.
65. Хейс-Рот Ф., Уотерман Д. Построение экспертных систем. – М.: Мир 1987. – 444 с.
66. Уэно Х., Исидзука М. Представление и использование знаний. – М.: Мир. 1989. – 134 с.
67. Clancey W.J. Neomycin: Letsinger R. Reconfiguring a rule based expert system for applications to teaching // In Readings in Medical Artificial Intelligence. Chapter 15 – Department of computer science. Stanford University: 1982.
68. Осуми С., Ю. Сазки. Приобретение знаний. М.: Мир. 1990. – 304 с.
69. Kozyaruk E. Vasil'ev B. Yu. Structure, Composition, and Control Algorithms of High\_Efficiency Electric Drives of Gas\_Compressor Units // Russian Electrical Engineering. –2013. –Vol. 84. –No. 2. – С. 94–102.
70. Базы знаний интеллектуальных систем / Т.А. Гаврилова, В. Ф. Хорошевский – СПб: Питер, 2000. – 384 с.
71. ГОСТ Р 27.102-2021. Надежность в технике. Надежность объекта. Термины и определения. - М.: Российский институт стандартизации, 2021.- 35 с.
72. Clancey W.J. Heuristic Classification //Artificial Intelligence. – 1985. –N 27. – С. 289-350.
73. Никита Арзамазов. Ансамблевые методы: бэггинг, бустинг и стекинг [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <https://neurohive.io/ru/osnovy-data-science/ansamblevye-metody-begging-busting-i-steking/> – Загл. с экрана (дата обращения: 08.04.2021).
74. Singhal Y., Jain A., Batra S., Varshney Y., Rathi M. Review of Bagging and Boosting Classification Performance on Unbalanced Binary Classification // Conference: IEEE 8th International Advance Computing Conference (IACC). – 2018.
75. Tal Peretz. Mastering The New Generation of Gradient Boosting [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <https://towardsdatascience.com/https-medium-com-talperetz24-mastering-the-new-generation-of-gradient-boosting->

db04062a7ea2#:~:text=CatBoost%20is%20an%20algorithm%20for,tasks%2C%20forecasting%20and%20making%20recommendations – Загл. с экрана (дата обращения: 08.04.2021).

76. Theophano Mitsa. How Do You Know You Have Enough Training Data [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <https://towardsdatascience.com/how-do-you-know-you-have-enough-training-data-ad9b1fd679ee> – Загл. с экрана (дата обращения: 08.04.2021).

77. Fenton, W., McGinnity, T., Maguire, L. Fault diagnosis of electronic systems using intelligent techniques: a review. IEEE Trans. on Systems, Man, and Cybernetics. – 2000. –Pt. C 31(3).

78. Gertler, J., Costin, M., Fang, X., Kowalczyk, Z., Kunwer, M., Monajemy, R. Model based diagnosis for automotive engines-algorithm development and testing on a production vehicle // IEEE Trans. on Control Systems Technology. – 1995. – 3(1).

79. Masrur, M.A., Chen, Z., Zhang, B., Jia, H., Murphey, Y. Model-Based fault diagnosis in electric drives using artificial neural networks // IEEE Trans. On Mechatronics. – 2005.

80. Murphey Yi L. Abul Masrur M. Fault Diagnostics in Electric Drives Using Machine Learning // IEA/AIE 2006: Advances in Applied Artificial Intelligence. – 2006.

81. Дрейпер Н., Смит Г. Прикладной регрессионный анализ. 3-е изд. – М.: «Диалектика», 2007. – 912 с.

82. Нейронные сети. STATISTICA Neural Networks: Методология и технологии современного анализа данных / Под редакцией В. П. Боровикова. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Горячая линия – Телеком, 2008. – 392 с.

83. Бокс Дж., Дженкинс Г.М. Анализ временных рядов, прогноз и управление. – М.: Мир, 1974. – 406 с.

84. Садовникова Н. А., Шмойлова Р.А. Анализ временных рядов и прогнозирование. Вып. 2: Учебное пособие. – М., 2004. – 200 с.

85. Yager R., Filev D. Essentials of Fuzzy Modeling and Control . – USA: John Wiley & Sons, 1984. – 408 с.

86. Равин А. А., Хруцкий О. В. Инженерные методы прогнозирования остаточного ресурса электрооборудования // Вестник АГТУ. Сер.: Морская техника и технология. – 2018. – №1. – С. 33 – 47.
87. Kryukov O.V., Serebryakov A.V. Results of technical state prediction of electric gas-compressor units // Monitoring, control and diagnostics of high voltage power equipment, Magnitogorsk. – 2016. – vol. 8. – С. 38-44.
88. Методы представления знаний: Учеб. пособие / под ред. И.Л. Коробова, Г.В. Артемов. – Тамбов: Изд-во Тамб. гос. техн. ун-та, 2005. – 80 с.
89. Нечеткие гибридные системы. Теория и практика / под ред. Ярушкиной Н.Г. - М.:Физматлит, 2007. – 208 с.
90. Woods W. What's in a link: Foundations for Semantic Networks. In Representation and Understanding. New York. Academic Press.
91. Schubert L.K. Extending the Expressive Power of Semantic Networks // Artificial Intelligence 7. – 1969. – С. 163-198.
92. Levsque H. and Mylopoulos J. A Procedural Semantics for Networks // Associative Networks 4. – 1979. – С. 93-100.
93. НОУ «ИНТУИТ». Основы теории нейронных сетей. Алгоритмы обучения [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <http://www.intuit.ru/studies/courses/88/88/lecture/20555?page=1> – Загл. с экрана (дата обращения 24.10.2016).
94. Тихонов Э.Е. Методы прогнозирования в условиях рынка: учебное пособие. - Невинномысск, 2006. – 221 с.
95. Хайкин С. Нейронные сети: полный курс. – М.: ООО «И. Д. Вильямс», 2006. – 1104 с.
96. Демиденко Е. З. Оптимизация и регрессия. – М.: Наука, 1989. –296 с.
97. Новицкий П. В., Зограф И. А. Оценка погрешностей результатов измерений. – Л.: Энергоатомиздат, 1991. – 302 с.
98. Богуслаев А. В., Олейник Ал. А., Олейник Ан. А., Павленко Д. В., Субботин С. А. Прогрессивные технологии моделирования, оптимизации и интеллектуальной автоматизации этапов жизненного цикла авиационных

двигателей / Под редакцией Д.В. Павленко, С.А. Субботина. – Запорожье: ОАО "Мотор Сич", 2009. – 468 с.

99. Романов В.С., В.Г. Гольдштейн К вопросу о повреждаемости, обслуживании и ремонтах погружного электрооборудования нефтедобычи //Вестник Самарского государственного технического университета. Серия технические науки. – 2020. –Т. 28. – № 2 (66). – С. 111–122.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

## АКТЫ О ВНЕДРЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ



121069, г. Москва, Новинский бульвар, д.18, стр.1, VIII

Тел: +7 499 703-22-48

e-mail: contact@rcm-systems.ru

УТВЕРЖДАЮ:  
Исполнительный директор  
ООО «РСМ-системы»  
«01» апреля 2024 г.

## АКТ ВНЕДРЕНИЯ

Настоящим актом подтверждается внедрение с 01.10.2023 г. в опытную эксплуатацию результатов диссертационной работы на соискание ученой степени кандидата технических наук Мироненко Ярослава Владимировича на тему «Система многопараметрического контроля и диагностики технического состояния компрессорных установок предприятий нефтегазо-перерабатывающей промышленности».

Предметом внедрения являются алгоритмы классификации текущего и прогнозного состояния электроприводных компрессорных установок предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности. В рамках опытной эксплуатации предполагается использование данных алгоритмов в качестве дополнительного информационного модуля для управления жизненным циклом в системах интеграции и сбора технологических и энергетических данных. В соответствии с предварительными результатами эксплуатации подтверждается достоверность работы указанных алгоритмов и возможность их использования в системах, введенных в промышленную эксплуатацию.

Исполнительный директор  
*/Миронович Александр Викторович /*

«01» апреля 2024 г.





## ООО «СтройЭнергоСистемы ДВ»

Адрес: 680000, г. Хабаровск, ул.  
Промышленная 19, пом. II (4)  
тел. +7 (914) 182 33 85  
e-mail: Info@sesdv.ru



УТВЕРЖДАЮ:  
Генеральный директор

/Ткачук А.С.  
«01» декабря 2023 г.

### АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы  
на соискание ученой степени кандидата технических наук  
Мироненко Ярослава Владимировича

*«Система многопараметрического контроля и диагностики технического состояния компрессорных установок предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности»*

Настоящим актом подтверждается внедрение в промышленную эксплуатацию программного продукта «Система управления жизненным циклом электроприводных компрессорных установок», разработанного Мироненко Я.В. в рамках диссертационного исследования. Данная система используется для оценки функционирования и получения рекомендаций по дальнейшей эксплуатации компрессорных установок, установленных на энергетических объектах Заказчиков компании в Дальневосточном и Сибирском федеральных округах. В ходе эксплуатации были подтверждены заявленные характеристики программного продукта, удобство его эксплуатации, информативность и достоверность результатов. Система получила высокие оценки персонала, как эксплуатирующего АСУ ТП, так и занимающегося диагностикой и ремонтом самих установок.

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**  
**ПАТЕНТ НА ИЗОБРЕТЕНИЕ**

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

(19) **RU** <sup>(11)</sup> **2 536 795** <sup>(13)</sup> **C1**(51) МПК  
*G01R 31/12* (2006.01)

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА  
ПО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

**(12) ОПИСАНИЕ ИЗОБРЕТЕНИЯ К ПАТЕНТУ**

(21)(22) Заявка: 2013136892/28, 06.08.2013  
(24) Дата начала отсчета срока действия патента:  
06.08.2013  
Приоритет(ы):  
(22) Дата подачи заявки: 06.08.2013  
(45) Опубликовано: 27.12.2014 Бюл. № 36  
(56) Список документов, цитированных в отчете о  
поиске: RU 2434236 C1, 20.11.2011 . RU  
2425389 C2, 27.07.2011 . RU 2367969 C1,  
20.09.2009 . WO 1996035128 A1, 07.11.1996 . JP  
1221680 A, 05.09.1989  
Адрес для переписки:  
600000, г.Владимир, ул. Горького, 87, ВлГУ,  
патентная группа

(72) Автор(ы):  
Шахнин Вадим Анатольевич (RU),  
Мироненко Ярослав Владимирович (RU),  
Чебрякова Юлия Сергеевна (RU)  
(73) Патентообладатель(и):  
Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего  
профессионального образования  
"Владимирский государственный  
университет имени Александра  
Григорьевича и Николая Григорьевича  
Столетовых" (ВлГУ) (RU)

**(54) СПОСОБ ДИАГНОСТИКИ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПО ПАРАМЕТРАМ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ**

(57) Реферат:  
Использование: изобретение относится к технике высоких напряжений, в частности, к диагностике высоковольтных аппаратов по параметрам электрических шумов, вызванных частичными разрядами. Сущность: электромагнитное поле частичных разрядов в изоляции воспринимают индуктивным и емкостным датчиками, выходные сигналы которых фильтруют, усиливают и умножают один на другой. В соответствии со знаком произведения формируют информативные сигналы, первый из которых пропорционален текущему среднему значению кажущегося заряда частичных разрядов, а второй - текущему

среднему значению длительности импульсов тока, вызванных частичными разрядами. С помощью первого сигнала корректируют скорость изменения напряженности электрического поля в изоляции, обеспечивая стабилизацию текущего среднего значения кажущегося заряда частичных разрядов. С помощью второго сигнала определяют зависимость длительности импульсов тока, вызванных частичными разрядами, от напряжения на высоковольтном вводе диагностируемого оборудования. Технический результат: снижение погрешности измерений, увеличение селективности и достоверности диагностики. 4 ил.

RU 2 536 795 C1

RU 2 536 795 C1

ПРИЛОЖЕНИЕ В

СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2019666284

Exp\_PD\_1

Правообладатель: *Акционерное общество «РЭС Групп» (RU)*

Автор: *Мироненко Ярослав Владимирович (RU)*



Заявка № **2019664944**

Дата поступления **22 ноября 2019 г.**

Дата государственной регистрации  
в Реестре программ для ЭВМ **06 декабря 2019 г.**

*Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности*

*Г.П. Ивлиев* Г.П. Ивлиев