

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

Автореферат диссертации
на соискание ученой степени кандидата технических наук

Казань – 2026

Работа выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина».

Научный руководитель: **Хальясмаа Александра Ильмаровна**
кандидат технических наук, доцент,
заведующий научной лабораторией цифровых
двойников в электроэнергетике Уральского
энергетического института, ФГАОУ ВО «Уральский
федеральный университет имени первого
Президента России Б.Н. Ельцина»

Официальные оппоненты: **Ганджа Сергей Анатольевич**
доктор технических наук, профессор,
профессор кафедры «Электропривод, мехатроника и
электромеханика» ФГАОУ ВО «Южно-Уральский
государственный университет (национальный
исследовательский университет)», г. Челябинск

Непша Федор Сергеевич
кандидат технических наук, начальник отдела
управления Микрогрид ООО «РТСофт – Смарт
Грид», г. Москва

Ведущая организация: **ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный
технический университет», г. Новосибирск**

Защита диссертации состоится «09» октября 2026 г. в 11 часов 00 минут на заседании диссертационного совета 24.2.310.01, созданного на базе ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет», по адресу: 420066, г. Казань, ул. Красносельская, д. 51, ауд. Д-224, тел.: (843)519-42-20.

Отзывы на автореферат в двух экземплярах, с указанием контактных данных и заверенных печатью учреждения, просим направлять по адресу: 420066, г. Казань, ул. Красносельская, 51, КГЭУ, Ученому секретарю диссертационного совета 24.2.310.01.

С диссертацией можно ознакомиться в научной библиотеке Казанского государственного энергетического университета и на официальном сайте КГЭУ <https://kgeu.ru/struktura-vuza/dissertatsionnye-sovety/dissertatsionnyy-sovet-24-2-310-01/soiskatel-mironenko-yaroslav-vladimirovich/>

Автореферат разослан «___» июля 2026 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета, д.ф.-м.н.



Калимуллин Рустем Ирекович

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования и степень ее разработанности.

Эффективное и надежное функционирование предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности в значительной степени обеспечивается безаварийной работой компрессорных установок (КУ). В нефтегазоперерабатывающей промышленности КУ 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 КУ могут использоваться электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания, газовые и паровые турбины. На предприятиях нефтегазоперерабатывающей промышленности общее количество электроприводных КУ превышает 80% от общего числа используемых. В КУ, как правило, используются синхронные мощностью от 4000 кВт и асинхронные мощностью до 4500 кВт двигатели с напряжением 6–10 кВ.

Оборудование КУ функционирует в условиях непрерывного потока воздействий разнообразных факторов, как внешних, так и внутренних, под действием которых изменяются его характеристики и свойства. Изменение этих свойств и, как следствие, работоспособности КУ, оставляют конечное множество состояний и режимов, которое представляет собой жизненный цикл.

Около 50% отказов в работе электроприводных КУ 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.

Тенденция к увеличению доли выработавших ресурс КУ 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 КУ 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 РФ 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, 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 (ТС) КУ требует нового подхода к сбору и обработке данных, позволяющего анализировать поступающую информацию, исследовать работоспособность и качество функционирования КУ, изучать и устанавливать признаки неисправностей отдельных элементов, прогнозировать развитие аварийных ситуаций и давать рекомендации по применению управляющих воздействий. 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 ТС КУ.

Анализ состояния электроприводных КУ 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 КУ отражен в рекомендациях стандартов: IEEE 841, IEEE 1068, IEEE 303, API STD 617, API STD 684, API STD 546. Необходимо отметить, что широкое применение международного опыта сдерживается недостаточной нормативной проработкой в РФ 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 ТС электроприводных КУ предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности для выявления их особенностей и ограничений.

2. Разработать подход к определению информативных параметров, характеризующих динамику ТС электроприводных КУ с учетом метрологических характеристик средств измерений и оптимизацией объема

анализируемых данных.

3. Разработать алгоритмическое обеспечение многопараметрического контроля, диагностики и прогнозирования ТС электроприводных КУ на основе данных онлайн-мониторинга, отражающих динамику параметров оборудования для повышения достоверности оценки ТС без расширения состава средств измерений.

4. Разработать программное обеспечение интеллектуальной аналитической системы (ИАС) многопараметрического контроля и диагностики ТС электроприводных КУ, 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 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 ТС электроприводных КУ, а также в обосновании подходов к использованию данных онлайн-мониторинга и метрологических характеристик средств измерений для построения достоверных моделей оценки и прогнозирования ТС оборудования.

Практическая значимость работы заключается в повышении эффективности многопараметрического контроля и диагностики ТС электроприводных КУ предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности за счет применения разработанных алгоритмов и архитектуры ИАС, обеспечивающих достоверную оценку текущего и прогнозного ТС оборудования без расширения состава средств измерений.

Обоснованность и достоверность выводов и результатов диссертации подтверждаются корректным применением методов математического моделирования, статистического анализа и интеллектуальной обработки данных. Полученные теоретические результаты согласуются с данными онлайн-мониторинга действующих электроприводных КУ. 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 ТС электроприводных КУ, обеспечивающий учет метрологических характеристик средств измерений и рациональный объем анализируемых данных.

2. Разработан алгоритм классификации ТС электроприводных КУ, 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 ТС электроприводных КУ, 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 ИАС многопараметрического контроля и диагностики ТС электроприводных КУ, 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 ИАС контроля и диагностики ТС электроприводных КУ 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 и VI Международных научно-технических конференциях «Проблемы и перспективы развития энергетики, электротехники и энергоэффективности», 2021, 2022 (Чебоксары, Россия); XIII Всероссийской научно-технической конференции «Информационные технологии в электротехнике и электроэнергетике», 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 работах, 4 из которых опубликованы в рецензируемых научных изданиях, входящих в перечень ВАК по специальности диссертации, 3 в изданиях, входящих в перечень ВАК по смежным специальностям, 2 в материалах международных конференций, индексируемых в международной базе SCOPUS, 1 патент РФ на изобретение и 1 свидетельство о регистрации программы для ЭВМ, 2 в прочих материалах конференций.

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.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность работы и дана ее общая характеристика. Сформулированы цели и задачи работы.

Первая глава посвящена анализу контроля и диагностики ТС при эксплуатации электроприводных КУ на предприятиях нефтегазоперерабатывающей промышленности. Рассмотрен состав КУ и наиболее распространенные варианты в зависимости от типа привода и технологии компримирования, особенностей проектирования и сборки КУ. Описаны и проанализированы режимы работы КУ, существующие подходы к контролю и диагностике их ТС, стратегии технического и сервисного обслуживания, рассмотрены методы увеличения сроков эксплуатации КУ и предотвращения аварий при одновременном снижении операционных и инвестиционных издержек в условиях действующих ограничений отрасли в РФ. Проанализированы существующие программно-аналитические комплексы, которые могли бы использоваться для контроля и диагностики ТС КУ.

Результаты проведенного анализа показали:

- для КУ основной является стратегия периодического обслуживания оборудования, часто вне зависимости от его реальной загрузки;
- КУ, как правило, оборудованы средствами измерений (СИ), технические характеристики которых достаточны для диагностического мониторинга;
- существующие диагностические системы не могут быть в полной мере использованы для анализа данных диагностического мониторинга КУ.

На основе изменения подходов к стратегии технического и сервисного обслуживания сделан вывод о необходимости определения текущего ТС КУ с использованием данных различной природы для перехода к стратегии обслуживания по фактическому ТС, а также прогнозирования изменения ТС КУ по данным онлайн-мониторинга.

Во второй главе описан предложенный автором метод выбора параметров для контроля и диагностики динамики ТС электроприводных КУ на основе данных онлайн-мониторинга. На рисунке 1 представлена схема контроля и диагностики ТС КУ с отнесением применяемых методов к основным узлам. ТС КУ характеризуется параметрами рабочей среды, представляющей собой газовые смеси: температурой, давлением и объемом. При их анализе формируется контур контроля безопасности технологического процесса. Недостатком использования указанных параметров для оценки ТС КУ является их применимость для технологического процесса в целом и зависимость от других его составляющих.

Контроль функционирования КУ может осуществляться на основе параметров энергоэффективности. При нормальной эксплуатации значение параметров энергетической эффективности должно оставаться стабильным. При износе и развитии дефектов потери энергии будут расти, а постепенное

снижение значений контролируемых параметров может стать скачкообразным при резком развитии дефекта. Контроль и диагностика состояния КУ в этом случае зависит от параметров общего электроснабжения, а их изменения могут быть следствием неисправностей в электросети или ином принимающем оборудовании.

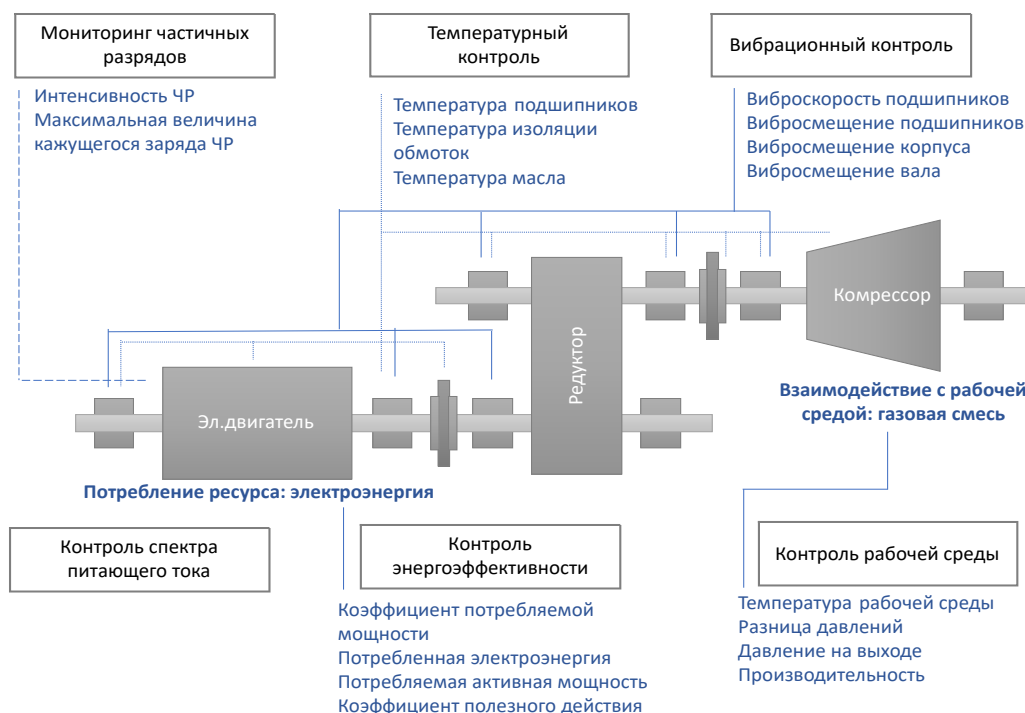


Рисунок 1 – Схема использования методов контроля ТС электроприводных КУ

Ресурсные параметры в контексте оценки ТС КУ относятся к характеризующим износ, состояние и работоспособность различных элементов и систем. Эти параметры предоставляют информацию о том, насколько близка КУ к окончанию срока службы, о возможной необходимости проведения обслуживания. В первую очередь контроль и диагностика ТС КУ осуществляется за счет мониторинга диагностических параметров, набор которых определяется используемым методом диагностики.

Использование полного набора указанных параметров нецелесообразно вследствие ограничений вычислительных ресурсов и риска переобучения диагностических моделей. Подготовлена методика, определяющая количественные критерии для рационального выбора параметров, обеспечивающего максимальную диагностическую информативность при минимальном объеме данных. Методика основана на отборе параметров, имеющих максимальное значение интегрального приоритета $U(p)$:

$$U(p) = w_1 \cdot \text{Влияние} + w_2 \cdot \text{Охват} + w_3 \cdot \text{Качество}^* + w_4 \cdot \text{Модель}^*. \quad (1)$$

При базовом рассмотрении параметров учитывались две характеристики: уровень охвата средствами измерения (доля из 700 функционирующих КУ на предприятиях нефтегазоперерабатывающей промышленности РФ, оснащенных средствами измерения, позволяющими провести соответствующие измерения по параметру) и уровень влияния – возможности для последующего анализа

параметра (связь изменения значения параметра и измерения состояния КУ). Описание характеристик представлено в Таблице 1. Характеристики качества измеренных данных и влияния параметра на результаты работы модели по классификации ТС КУ должны определяться на этапе интеграции КУ в систему. Значения w_1 – w_4 принимаются в интервале от 0 до 1 в рамках экспертной оценки.

Таблица 1 – Сводные характеристики групп параметров

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

Предложенная 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 приведены выбранные параметры.

Таблица 2 – Параметры, используемые при оценке ТС КУ

Метод диагностики и контроля	Параметр		Интегральный показатель
Параметры технологического контроля	Разница давлений рабочей среды	бар	1,9
	Разница температур рабочей среды	°С	1,9
	Производительность КУ	м³/ч	2,1
Параметры энерго-эффективности	Потребляемая электроэнергия	кВт·ч	1,9
	Потребляемая активная мощность	кВт	1,9
	Коэффициент мощности ($\cos \varphi$)	–	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	мм/с	2,4
	Виброскорость вала	мм/с	2,1
	Виброускорение подшипников	мм/с²	2,4
	Максимальная температура обмоток	°С	1,9
	Максимальная температура подшипников	°С	1,9
	Температура смазочного масла	°С	1,6
	Интенсивность ЧР	мВт	2,1
	Максимальная величина кажущегося заряда ЧР	нКл	2,1

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.

В третьей главе предложена архитектура ИАС контроля и диагностики ТС КУ предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности с использованием предложенных метода выбора параметров и алгоритмов контроля, диагностики и прогнозирования состояния. Измерения по контролируемым параметрам осуществляются на полевом уровне локальных информационно-измерительных систем с использованием датчиков и контрольно-измерительных приборов, являющихся средствами измерений. В автоматизированной системе управления технологическим процессом (АСУ ТП) данные с измерителей и КИП передаются в программируемые логические контроллеры (ПЛК). Данные с ПЛК передаются на верхний уровень АСУ ТП по Ethernet, протоколу TCP.

Контроллеры телемеханики/присоединений/релейной защиты проводят измерение и осциллографирование во вторичных цепях электромагнитных измерительных трансформаторов тока и напряжения. Связь между контроллерами и автоматизированными системами диспетчерского управления электроснабжением (АСДУЭ), системами телемеханики, телеизмерений и телесигнализации (ТМ и ТС) реализуется также с использованием Ethernet и TCP.

На измерительном уровне систем учета электрической энергии располагаются счетчики, передача данных с которых осуществляется с использованием проводных и беспроводных каналов. На промежуточном уровне может располагаться устройство сбора и передачи данных (УСПД).

Измерительный уровень в системах диагностики (АСУД) 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. Данные измерений посредством интеграционного механизма (либо имеющееся на объекте хранилище данных, либо интеграционная шина) поступают непосредственно в систему оценки ТС (рис. 2).

В состав системы оценки ТС КУ входит четыре расчетных модуля: производственного контроля, классификации состояния, прогнозирования состояния, экспертной оценки, а также два технических: модуль сбора данных и модуль оптимизации моделей. Укрупненная схема функционирования разработанной системы с учетом различных этапов жизненного цикла КУ представлена на рисунке 3.

Дополнительная верификация, направленная на исключение ошибок передачи данных и эксплуатации первичных систем, включает: проверку технической целостности в виде контрольной суммы, валидацию по схеме файла обмена, проверку корректности использования промышленных протоколов. Реализована проверка статуса качества в виде чтения не только значения, но и атрибута его достоверности. В качестве дополнительных проверок приняты проверка диапазона на соответствие физически и технологически обоснованным пределам, проверка скорости изменения, кросс-валидация в случае наличия согласованных датчиков.

The diagram illustrates the lifecycle management process for a power plant, organized into four main stages along a timeline:

- Проектные и конструкторские работы** (Design and construction work)
- Производство и монтаж оборудования комплекса** (Production and installation of complex equipment)
- Эксплуатация установки** (Operation of the installation)
- Ликвидация установки** (Liquidation of the installation)

A blue arrow at the top indicates the progression of time. Below the stages, various activities are listed in boxes, connected by arrows:

- Under Design:** 'Изменение проектных решений' (Change of design solutions) and 'Документирование данных: технические характеристики, нормативные ограничения' (Documentation of data: technical characteristics, normative constraints).
- Under Production:** 'Изменение условий и требований контроля качества к производству и монтажу' (Change of conditions and quality control requirements for production and installation) and 'Сбор данных: результаты опытной эксплуатации и заводских испытаний' (Data collection: results of pilot operation and factory tests).
- Under Operation:** 'Сбор данных: диагностическое мониторинг, проведенные испытания, режимы работы, условия эксплуатации' (Data collection: diagnostic monitoring, conducted tests, operating modes, operating conditions) leads to 'Оценка текущего состояния' (Current state assessment). 'Прогнозирование данных: диагностическое мониторинг' (Data forecasting: diagnostic monitoring) leads to 'Оценка прогнозного состояния' (Forecast state assessment).
- Under Liquidation:** 'Сбор данных: остаточный ресурс элементов' (Data collection: residual resource of elements).

A bottom box, **Рекомендации по управлению жизненным циклом** (Recommendations for lifecycle management), provides input to the design and production stages and receives input from the operation and liquidation stages.

On the right, a vertical axis lists five levels:

- Этапы ЖЦ (Lifecycle stages)
- Шкала времени (Time scale)
- Уровень сбора данных (Data collection level)
- Уровень оценки состояния (Assessment level)
- Уровень управляющих воздействий (Control action level)
- Уровень экспертных рекомендаций (Expert recommendation level)

Предложена модульная архитектура ИАС, отличающаяся возможностью проводить оценку не только текущего, но и прогнозного ТС КУ (рис. 4).

Модуль сбора данных служит для обращения к инфраструктуре больших данных. Результатом работы модуля сбора данных служит размеченная, структурированная информация. **Модуль производственного контроля** служит для предварительной обработки результатов диагностического мониторинга на соответствие требованиям нормативных документов эксплуатирующей организации и завода-изготовителя в производственном виде. Результатом работы модуля является уведомление о соответствии/не соответствии параметров требованиям нормативных документов. **Модуль классификации состояния** используется для контроля и диагностики ТС объекта на основе текущих, ретроспективных и спрогнозированных данных. Результат работы модуля – класс состояния объекта. **Модуль прогнозирования состояния** служит для

прогноза диагностических параметров, исходя из данных изменений, а также информации от технологических систем за предыдущий период и производственных планов. Результат работы модуля – прогнозные значения диагностических параметров. **Модуль экспертной оценки** служит для формирования вывода о состоянии оборудования и предоставления рекомендаций по управлению жизненным циклом на основе информации о классе состояния объекта и соответствии/не соответствии результатов мониторинга требованиям нормативных документов. **Модуль оптимизации** используется для дальнейшего развития данной системы и совершенствования используемых моделей на основании верификации результатов их работы. Результат работы модуля – обновление моделей, используемых для классификации состояния, прогнозирования результатов и экспертной оценки.

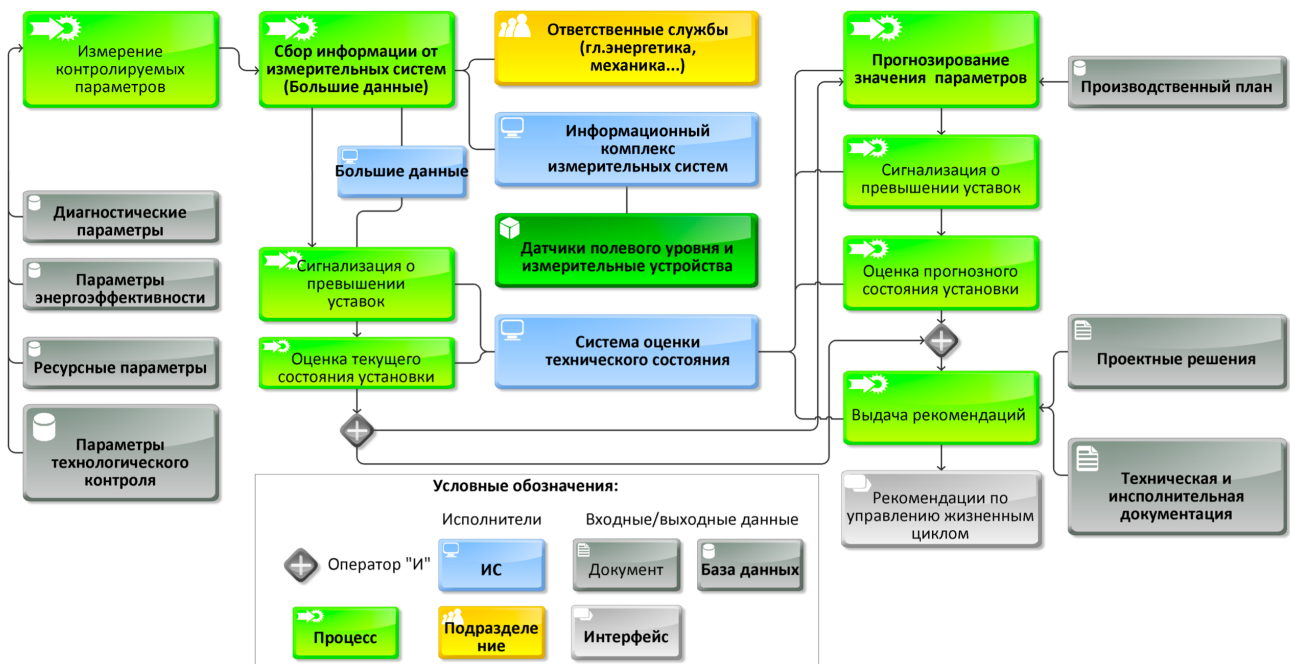


Рисунок 4 – Алгоритм прогнозирования ТС КУ

Предварительная диагностика ТС сводится к бинарной классификации: допустимое/недопустимое ТС. На основе нормативных документов сформирован перечень предельно допустимых значений параметров, а их классификация сведена к использованию продукционных правил вида:

$$(i)Q; C; A \rightarrow B, \quad (2)$$

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

Пример состава базы знаний представлен в таблице 3. Если ни одна из представленных продукций не срабатывает, ТС определяется как допустимое.

Более точное определение ТС КУ производится модулем классификации состояния. В работе в качестве возможных в соответствии с ГОСТ Р 27.102-2021 рассматриваются следующие варианты состояния КУ: исправное; работоспособное, предельное; неисправное.

Таблица 3 – Фрагмент базы знаний модуля производственного контроля

Q	C	A		B
		Параметр	Значение	
Подшипник скольжения		Температура	$>80^{\circ}\text{C}$	предельное
Подшипник качения		Температура	$>100^{\circ}\text{C}$	предельное
Подшипник	частота 1 500 об/мин	Вибросмещение	$>65 \text{ мкм}$	предельное
Изоляция обмоток ЭД	Для ЭД $>5 \text{ МВА}$	Температура	$>125^{\circ}\text{C}$	предельное
Изоляция обмоток ЭД	Для ЭД $<5 \text{ МВА}$	Температура	$>105^{\circ}\text{C}$	предельное
Сердечники и другие стальные части ЭД		Температура	$>125^{\circ}\text{C}$	предельное
Подшипник		Виброскорость	$>2,8 \text{ мм/с}$	предельное
Изоляция обмотки ЭД		Интенсивность ЧР	$>10 \text{ мВт}$	предельное

Для предиктивной диагностики ТС КУ проводился анализ на спрогнозированных значениях параметров. Решение задачи прогнозирования по рассматриваемым параметрам осуществляется с помощью алгоритма анализа временных рядов (ВР), так как использование моделей предметной области не позволяет описать случайные изменения рассматриваемых параметров и развитие возможных дефектов. По результатам анализа был сделан вывод о наибольшей целесообразности применения нейросетевой модели.

Четвертая глава описывает разработанные алгоритмы определения текущего и прогнозного ТС КУ на основе нелинейных многопараметрических моделей. Результат решения задачи классификации с использованием алгоритма стохастического разбиения данных на подвыборки можно представить в виде:

$$k = \arg_j \max[\text{card}(y_l(.) = j, l = 1, \dots, L)], j = 1, \dots, n, \quad (3)$$

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

Решение задачи классификации с помощью метода итерационной оптимизации моделей ансамбля сводится к созданию классификатора, представляющего собой взвешенную сумму базовых моделей:

$$k = \arg_j \max[\sum_{l=1; y_l(.)=j}^L c_l y_l(.)], j = 1, \dots, n, \quad (4)$$

где, помимо обозначений, введенных в выражении (4), c_l – вес базовой модели.

Также используется алгоритм оптимизации ансамбля моделей на основе градиентного бустинга:

$$y_l(.) = y_{l-1}(.) - c_l \times \nabla_{s_{l-1}} E(y_{l-1})(.), \quad (5)$$

где y_l – модель на шаге l ; c_l – коэффициент, регулирующий оптимизацию; $E(.)$ – ошибка модели.

Исходная выборка (таблица 4) была случайным образом разбита на обучающую (75%) и контрольную (25%).

Оценки модели выполнены по точности классификации (PPV), полноте (TPR) и гармоническому среднему между точностью и полнотой (F_1 -мера):

$$PPV = TP / (TP + FP); TPR = TP / (TP + FN); F_1 = 2(PPV \cdot TPR) / (PPV + TPR), \quad (6)$$

где TP – количество истинно положительных исходов; FP – количество ложно положительных исходов; FN – количество ложно отрицательных исходов. Результаты на тестовой выборке представлены в таблице 5.

Таблица 4 – Характеристики полной выборки

Характеристика выборки	Учет эксплуатационных параметров (ЭП)	
	есть	отсутствует
Количество объектов в выборке, шт.	29	29
Количество тегов для каждого объекта, шт.	до 126	до 95
Количество рассматриваемых периодов, шт.	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, шт.	232	232
Общий объем выборки для каждого сценария, записей	7,5 млн	3 млн
Объектов с нулевыми значениями признаков, %	9	0
Распределение объектов по классам ТС %	71 / 19 / 9 / 1%	71 / 19 / 9 / 1%

Таблица 5 – Результаты работы моделей на тестовой выборке

Используемый алгоритм	F1-мера до оптимизации модели	F1-мера после оптимизации модели
Стохастического разбиения данных (без учета ЭП)	0,856	0,859
Стохастического разбиения данных (с учетом ЭП)	0,866	0,869
Итерационной оптимизации моделей ансамбля (без учета ЭП)	0,810	0,827
Итерационной оптимизации моделей ансамбля (с учетом ЭП)	0,833	0,860

По результатам исследования математических моделей для решения задачи классификации были сделаны следующие выводы: наилучшая точность классификации была достигнута при использовании алгоритма стохастического разбиения данных и при включении в состав ЭП: параметров технологической среды, данных технологической и электрической загрузки оборудования.

Прогнозирование ВР диагностических параметров осуществляется с помощью нейронной сети, обучаемой алгоритмами устойчивого обратного распространения ошибки (*Rprop*) и Левенберга–Марквардта. Системой осуществляется прогнозирование ВР следующих параметров: мощность электрическая полная, кВА; расход продукта объемный, м³/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.

В качестве метрики качества алгоритмов прогнозирования выступает относительное среднеквадратическое отклонение:

$$RRMSE = \frac{\sqrt{n \sum |c_t - b_t|^2}}{\sum c_t}, \quad (7)$$

где c_t – спрогнозированное значение параметра, b_t – фактическое значение параметра, n – совокупность временных интервалов, на которых производится расчет отклонения.

Результаты прогнозирования ВР представлены в таблице 6. Наименьшее значение RRMSE для параметров «температура» и «интенсивность ЧР в изоляции» достигнуто при использовании алгоритма обратного распространения ошибки с учетом параметров технологической загрузки КУ из производственного плана.

Таблица 6 – Результаты прогнозирования ВР диагностических параметров

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%

В пятой главе рассмотрены результаты апробации разработанной ИАС контроля и диагностики ТС КУ предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности на данных действующих КУ. Работа ИАС оценивалась качеством решения задачи классификации и прогнозирования ТС действующих КУ. Рассматриваемые объекты – КУ двух нефтегазовых объектов, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе, которые отличаются друг от друга параметрами, ТС и доступными для анализа данными (таблицы 7, 8).

Таблица 7 – Характеристики КУ

Параметр	Объект № 1	Объект № 2	Объект № 3	Объект № 4
Мощность, МВт	18,2	6,3	18,2	10,4
Год установки	1980	2017	1984	2001
Наработка общая, ч	308 098	44 215	275 836	185 011
Год капитального ремонта	2017	-	2019	2012
Наработка после ремонта, ч	49 716	-	38 032	88 595
Номинальное напряжение ЭД, кВ	10	6	10	6

Таблица 8 – Перечень исходных данных

Параметр	Наличие на объектах	Дискретность, с	Глубина, сутки
Мощность электрическая полная, кВа	1, 2, 3, 4	180	180
Мощность электрическая активная, кВт	1, 2, 3, 4	180	180
Мощность электрическая реактивная, кВАр	1, 2, 3, 4	180	180
Коэффициент мощности	1, 2, 3, 4	180	90
Частота тока в сети, Гц	2	180	90
Потребляемый ток по фазам, А	1, 2, 3, 4	180	90
Напряжение, кВ	1, 2, 3, 4	180	90
Давление продукта на входе, МПа	1, 2, 3	60	365
Давление продукта на выходе, МПа	1, 2, 3	60	365
Температура продукта на входе, °С	1, 2, 3, 4	60	365
Температура продукта на выходе, °С	2	60	365
Расход продукта объемный, м ³ / час	1, 2, 3, 4	60	365
Расход продукта массовый, кг / час	1, 3	60	365
Температура подшипника, °С	1, 2, 3, 4	3	365
Температура корпуса двигателя, °С	1, 3	30	365
Температура изоляции двигателя по фазам, °С	1, 2, 3	30	365
Вибросмещение подшипника, мкм	1, 2, 3, 4	3	365
Вибросмещение корпуса двигателя, мкм	2	3	365
Виброскорость подшипника, мкм	1,2,3	3	365
Максимальная величина кажущегося заряда ЧР, пКл	2	3	365
Интенсивность ЧР, мВт	2	3	365
Температура воздуха на объекте, °С	1, 2, 3, 4	180	90

При этом один из объектов (КУ 4) в связи с большим количеством мелких и крупных неисправностей используется на резервной позиции, его капитальный ремонт был запланирован на время ближайшей технологической паузы – он добавлен для сбалансированности выборки данных.

Верификация данных осуществлялась по результатам обследований при проведении запланированного среднего/капитального ремонта. Контрольно-измерительные приборы на объектах позволяют получать данные измерений контролируемых параметров под рабочим напряжением при работе установки (таблица 9).

Таблица 9 – Перечень КИП для контролируемых параметров

Контролируемые параметры	КИП	Неопределенность измерений, %
Мощность, электрическая энергия	Статический (электронный) счетчик ПСЧ - 4ТМ.05МК, Измерительные трансформаторы 6-10 кВ	0,354
Ток/напряжение	Контроллер релейной защиты РЗА33 Измерительные трансформаторы 6-10 кВ	0,354
Давление газа	Преобразователь с сенсорным модулем на базе емкостного сенсора Rosemount 3051, ПЛК FA-M3	0,105
Температура газа	Термометр сопротивления Rosemount 1080 ПЛК FA-M3	0,158
Расход газа	Кориолисовый расходомер Emerson micro motion	0,452
Температура подшипников, корпуса, изоляции	Термопары типа К ПЛК FA-M3	0,322
Виброскорость, виброперемещение	Пьезоэлектрический акселерометр ДПЭ23 Модуль контроля МК32	1,099
Кажущийся заряд ЧР	Измеритель частичных разрядов Iris Power GuardII с электромагнитным принципом регистрации	4,083

Неопределенность прямых измерений рассчитана для канала i , как сумма неопределенностей отдельных средств измерения, участвующих в процессе измерения в случае равномерного распределения погрешности, установленной классом точности средства измерения j в соответствии с ГОСТ 34100.3.1-2017:

$$u_{mi}^2 = \sum \frac{(2\delta_j)^2}{12}, \quad (8)$$

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

Результаты работы модулей системы представлены в таблице 10. Анализ показал высокую эффективность работы системы для контроля и диагностики текущего и прогнозного состояний КУ. Обе зарегистрированные ошибки являются ложными дефектами, но при этом тренд развития состояния КУ определен верно. Среднее относительное среднеквадратическое отклонение по прогнозируемым параметрам составило 13–19%, что можно считать результатом, отражающим действительные физические процессы в КУ. ИАС подтвердила неисправное состояние для КУ 4, в отношении которой, несмотря

на относительно небольшой срок эксплуатации, выявлены дефекты системы подшипников из-за некачественного производства и сборки.

Оценка достаточности точности определения ТС КУ была определена в соответствии с международным стандартом ISO 13379-1:2012, для чего на тестовой широкой выборке была определена F_1 -мера метода классификации и рассчитана итоговая неопределенность с учетом прогнозирования состояния объекта:

$$u_{\Sigma} = \sqrt{\max(u_{mi}^2 + u_{ci}^2) + u_s^2 + u_a^2}, \quad (9)$$

где u_{Σ} – общая неопределенность; u_{mi} – неопределенность прямых измерений для канала i , u_{ci} – неопределенность условий проведения измерений в канале i , u_s – неопределенность классификации, u_a – неопределенность прогнозирования.

Таблица 10 – Результаты верификации разработанной системы

Параметр	КУ № 1	КУ № 2	КУ № 3	КУ №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	0,19	0,13	0,15
Классификация прогнозного состояния	Не установлено	Исправное	Предельное	Предельное
Верификация данных прогнозного состояния	Нет (Исправное)	Да	Нет (Неисправное)	Да
Рекомендации по эксплуатации	Продолжение эксплуатации	Продолжение эксплуатации, увеличение межремонтного интервала	Продолжение эксплуатации, сокращение межремонтного интервала	Вывод в ремонт

Полученная F_1 -мера классификации 0,869 оказалась выше рекомендованного ISO 13379-1:2012 значения 0,85, а итоговая неопределенность составила 15,04% для КУ 1, 3, 4 и 19,43% для КУ 2 (из-за увеличения неопределенности измерения ЧР), что говорит о приемлемой точности оценки прогнозного ТС.

На основании результатов классификации текущего и прогнозного ТС были сформированы рекомендации, позволяющие увеличить эксплуатационный ресурс КУ при сокращении издержек: сохранение межремонтного интервала и увеличение частоты диагностических обследований для КУ 1; увеличение межремонтного интервала для КУ 2; сокращение срока межремонтного интервала и увеличение частоты диагностических обследований для КУ 3; вывод в ремонт при ближайшей технологической паузе КУ 4 с рассмотрением возможности ликвидации установки. Эксплуатирующей организацией данные рекомендации были признаны эффективными и соответствующими действительным процессам

работы оборудования. Отдельно было отмечено предиктивное выявление развивающего дефекта подшипника КУ 3.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДИССЕРТАЦИОННОЙ РАБОТЫ

1. Проведен анализ существующих методов и средств контроля и диагностики ТС электроприводных КУ 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 ТС электроприводных КУ, учитывающий метрологические характеристики средств измерений и обеспечивающий рациональный объем анализируемых данных.

3. Разработаны алгоритмы контроля и диагностики текущего ТС электроприводных КУ и прогнозирования его изменения на основе данных онлайн-мониторинга, обеспечивающие повышение достоверности оценки ТС без расширения состава средств измерений.

4. Разработана архитектура и программное обеспечение ИАС контроля и диагностики ТС электроприводных КУ, обеспечивающая интеграцию разработанных алгоритмов с действующими средствами измерений и информационными системами предприятий.

5. Проведена апробация разработанных алгоритмов и системы на действующих КУ предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности. Подтверждена работоспособность и метрологическая состоятельность предложенных решений: достигнута точность классификации ТС 87% (гармоническое среднее, F_1), средняя по модулю относительная ошибка прогнозирования диагностических параметров находится в диапазоне от 9% до 23%.

Рекомендации. Разработанные алгоритмы и архитектура ИАС 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 ТС электроприводных КУ в составе цифровых двойников технологических объектов.

Задачи, поставленные в данном диссертационном исследовании, решены в полном объеме. Цель диссертационной работы достигнута.

ОСНОВНЫЕ ПУБЛИКАЦИИ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в рецензируемых научных изданиях, индексируемых в международной базе данных SCOPUS

A1. Mironenko Y.V., Khalyasmaa A.I. Development of Automated Life Cycle Management System for Electrically Driven Compressor Units in the Oil and Gas // Belarusian-Ural-Siberian Smart Energy Conference, BUSSEC, 2023. P. 160-164.

A2. Mironenko Y.V., Khalyasmaa A.I. Maintenance Optimization Within the Lifecycle Management of the Gas Compressor's Electric Motors // International Conference of Young Specialists on Micro/Nanotechnologies and Electron Devices, EDM, 2023. P. 1180-1185.

Статьи в рецензируемых научных изданиях, входящих в перечень ВАК по специальности диссертации

A3. Шахнин В.А., Чебрякова Ю.С., Мироненко Я.В. Аппаратный анализ и моделирование статистических характеристик частичных разрядов для интродиагностики высоковольтного // Автоматизация и современные технологии. 2015. № 1. С. 10–16.

A4. Шахнин В.А., Чебрякова Ю.С., Мироненко Я.В. Математическое моделирование статистических характеристик частичных разрядов при диагностике высоковольтного оборудования // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. 2013. № 6. С. 53–59.

A5. Шахнин В.А., Чебрякова Ю.С., Мироненко Я.В. Статистические характеристики частичных разрядов как диагностические признаки состояния изоляции высоковольтного оборудования // Контроль. Диагностика. 2015. № 2. С. 59–65.

A6. Мироненко Я.В., Хальясмаа А.И. Архитектура системы поддержки принятия решений на основе интеллектуального анализа данных мониторинга электротехнических комплексов // Автоматизация в промышленности. 2025. № 6. С. 17–22. (ВАК К2).

Статьи в рецензируемых научных изданиях, входящих в перечень ВАК по смежным специальностям

A7. Мироненко Я.В., Хальясмаа А.И. Алгоритм контроля и диагностики технического состояния компрессорных установок предприятий нефтегазоперерабатывающей промышленности с использованием нелинейных многопараметрических моделей // Системы. Методы. Технологии. 2025. № 3 (67). С. 80–86. (ВАК К2).

A8. Шахнин В.А., Мироненко Я.В. Экспериментальные исследования пространственной корреляции частичных разрядов в изоляции высоковольтных аппаратов // Энергобезопасность и энергосбережение. 2018. № 1. С. 30-33.

A9. Мироненко Я.В., Курзанов А.Д. Оценка состояния изоляции электрооборудования с использованием алгоритма градиентного бустинга // Вестник Чувашского университета. 2021. № 3. С. 94-102. (ВАК К2).

Патент Российской Федерации

A10. Способ диагностики высоковольтного оборудования по параметрам частичных разрядов: патент 2536795 РФ / Шахнин В.А., Мироненко Я.В., Чебрякова Ю.С.; опубл. 27.12.2014.

Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ

A11. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2019666284. Экспертная система по определению состояния изоляции электрического оборудования «Ехр_PD_1» / Мироненко Я.В.; зарег. 06.12.2019

Мироненко Ярослав Владимирович

Система многопараметрического контроля и диагностики технического
состояния компрессорных установок предприятий
нефтегазоперерабатывающей промышленности

Автореф. дис. на соискание ученой степени канд. техн. наук

Подписано в печать 02.07.2026. Заказ №8467
Формат 60×90/16. Усл. печ. л. 1. Тираж 100 экз.
Типография ООО «Издательство УМЦ УПИ»
г. Екатеринбург, пер. Лобачевского, 1, оф. 15