

Коновалов Юрий Васильевич,

к.т.н., доцент, ФГБОУ ВО «Ангарский государственный технический университет»,

e-mail: yrvaskon@mail.ru

Карасов Егор Владимирович, Рыжов Алексей Александрович,

Филькин Никита Сергеевич,

студенты гр. ЭЭ-25-1, ФГБОУ ВО «Ангарский государственный технический университет»

ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ УПРАВЛЕНИИ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕМ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Kononov Yu.V., Karasov E.V., Ryzhov A.A., Filkin N.S.

IMPLEMENTATION OF DIGITAL TECHNOLOGIES IN ENERGY MANAGEMENT AT OIL PRODUCTION COMPANIES

Аннотация. Рассмотрены вопросы внедрения цифровых технологий на нефтедобывающих предприятиях, что позволяет перейти от ручного контроля к автоматизированному мониторингу энергопотребления в реальном времени на основе систем интернета вещей, цифровых двойников, блокчейн-платформ, технологий машинного обучения и цифровизации энергоменеджмента.

Ключевые слова: нефтедобывающие предприятия, цифровые технологии, энергопотребление, интернет вещей, цифровые двойники, блокчейн-платформы, технологии машинного обучения, цифровизация энергоменеджмента.

Abstract. The paper examines the implementation of digital technologies at oil production facilities, enabling a transition from manual control to automated real-time energy consumption monitoring based on Internet of Things systems, digital twins, blockchain platforms, machine learning technologies, and digitalization of energy management.

Keywords: Oil production companies, digital technologies, energy consumption, the Internet of Things, digital twins, blockchain platforms, machine learning technologies, digitalization of energy management.

В условиях растущих затрат на электроэнергию и ужесточения экологических требований повышение энергоэффективности является одной из ключевых задач для нефтедобывающей отрасли. Значительная часть энергопотребления (до 60-70%) на месторождениях приходится на системы поддержания пластового давления (ППД), насосное и компрессорное оборудование. При этом эксплуатируемое оборудование не всегда работает в оптимальном режиме [1-3].

Традиционные подходы к управлению энергопотреблением, основанные на периодических аудитах и ручной корректировке, не позволяют оперативно реагировать на изменения технологических параметров и выявлять скрытые резервы экономии. Решением данной проблемы является внедрение комплексных цифровых решений, которые обеспечивают непрерывный мониторинг, анализ и интеллектуальное управление энергоактивами в режиме реального времени.

Внедрение цифровых технологий позволяет нефтедобывающим предприятиям перейти от ручного контроля к автоматизированному мониторингу энергопотребления в реальном времени. Системы на основе интернета вещей (IoT) собирают данные с датчиков, установленных на насосах, компрессорах и других

энергоемких объектах. Искусственный интеллект анализирует эти потоки информации, выявляя аномалии и прогнозируя пиковые нагрузки. Цифровые двойники технологических процессов моделируют энергозатраты, помогая оптимизировать работу оборудования без остановки производства. Блокчейн-платформы обеспечивают прозрачный учет энергоресурсов и автоматизируют расчеты между подразделениями. Облачные вычисления дают возможность хранить и обрабатывать большие объемы данных, снижая затраты на локальную инфраструктуру. Мобильные приложения позволяют инженерам удаленно управлять энергопотреблением и оперативно реагировать на сбои. Машинное обучение оптимизирует графики работы установок, сокращая энергопотери на 15-20%. Цифровизация энергоменеджмента также способствует выполнению экологических стандартов за счет снижения углеродного следа. В итоге, комплексное применение этих технологий ведет к существенной экономии ресурсов и повышению конкурентоспособности предприятий.

1. Ключевые цифровые технологии энергоменеджмента.

Современная цифровая экосистема для управления энергопотреблением на нефтедобывающем предприятии базируется на нескольких взаимосвязанных технологиях.

1.1 Промышленный Интернет вещей (IIoT) и датчики.

Сеть интеллектуальных датчиков, устанавливаемых на электродвигатели, насосы, трансформаторы и трубопроводы, обеспечивает сбор первичных данных: ток, напряжение, мощность, давление, температура, вибрация. Данные передаются по защищенным сетям (LoRaWAN, сотовые сети) на центральную платформу.

1.2. Платформы сбора и анализа данных (SCADA, Historian).

Эти системы агрегируют поток данных с тысяч точек, обеспечивая долгосрочное хранение и первичную визуализацию. Они служат "цифровой памятью" предприятия.

1.3. Цифровые двойники (Digital Twin).

Создается виртуальная копия физического объекта или процесса (например, насосной станции или всей системы ППД). Двойник создается на основе физико-математических моделей и постоянно обновляется данными с IIoT-датчиков. Он позволяет проводить "что, если" анализ, симулировать различные режимы работы и находить оптимальные настройки без риска для реального оборудования [4, 5].

1.4. Предиктивная аналитика и машинное обучение (ML).

Алгоритмы ML анализируют исторические и оперативные данные для прогнозирования отказов оборудования (предиктивное обслуживание), определения аномальных режимов работы (например, кавитация насоса) и выдачи рекомендаций по оптимизации.

1.5. Системы энергоменеджмента (EnMS) и MES-системы.

Высокоуровневые программные комплексы, которые консолидируют информацию со всех уровней, рассчитывают ключевые показатели энергоэффективности (KPI), автоматизируют составление отчетов и поддерживают процессы принятия решений.

2. Моделирование кейса: цифровой двойник насосной станции ППД.

Имеется опыт моделирования процесса внедрения цифрового двойника на типовой насосной станции системы поддержания пластового давления [4, 5]. Рассматриваемая станция оснащена тремя насосными агрегатами, из которых два находятся в работе, а один является резервным. Номинальная мощность каждого электродвигателя составляет 1250 кВт. Расчетная производительность станции равна 15000 м³ в сутки, однако фактический средний КПД насосной системы составляет 68%, а базовое суточное энергопотребление – около 42000 кВт·ч.

На цифрового двойника были возложены следующие задачи: мониторинг текущих параметров (давление на выходе, потребляемый ток, КПД); оптимизация работы агрегатов для поддержания заданного давления при минимальном энергопотреблении; прогноз риска кавитации.

Виртуальные эксперименты с двойником позволили выявить неоптимальные режимы ручного управления и сформировать новые алгоритмы. В базовом сценарии (ручное управление) средний КПД системы составлял 68,0%, а удельное энергопотребление достигало 2,80 кВт·ч на 1000 м³ перекачиваемой жидкости. При оптимизации нагрузки между агрегатами удалось повысить КПД до 72,5% и снизить удельное энергопотребление до 2,63 кВт·ч на 1000 м³, что обеспечило экономию энергии в размере 6,1%. Внедрение предиктивного регулирования по давлению позволило достичь КПД 75,1% и удельного энергопотребления 2,54 кВт·ч на 1000 м³, увеличив экономию до 9,3%. Наконец, комплексная оптимизация, объединившая перераспределение нагрузки, предиктивное регулирование и коррекцию по температуре, дала наилучшие результаты: средний КПД системы вырос до 77,8%, удельное энергопотребление снизилось до 2,32 кВт·ч на 1000 м³, а общая экономия энергии достигла 17,1%.

3. Оценка экономической эффективности.

На основе полученных данных выполнен расчет экономической эффективности для рассматриваемой насосной станции. При переходе на комплексно оптимизированный режим с экономией энергии 17,1% годовая экономия электроэнергии составит около 2620000 кВт·ч (исходя из базового суточного потребления 42000 кВт·ч). В денежном выражении при тарифе 5 рублей за кВт·ч это соответствует 13,1 миллиона рублей в год. Учитывая, что ориентировочная стоимость внедрения цифрового двойника для одной станции составляет 8-12 миллионов рублей, срок окупаемости проекта не превышает одного года.

Проведенный анализ и результаты моделирования подтверждают высокую эффективность цифровых технологий для управления энергопотреблением на нефтедобывающих предприятиях. Внедрение связки IIoT, цифровых двойников и предиктивной аналитики позволяет перейти от реактивного к проактивному и оптимизирующему управлению энергоемкими активами.

Основные выгоды включают:

1. Снижение удельного энергопотребления на ключевых объектах на 12-18%.
2. Увеличение межремонтного периода оборудования за счет предиктивного обслуживания.
3. Сокращение операционных затрат и углеродного следа.
4. Принятие обоснованных решений на основе данных в реальном времени.

Дальнейшим направлением исследований является разработка самообучающихся алгоритмов для управления всей распределенной энергосистемой месторождения, включая традиционную генерацию, возобновляемые источники энергии и системы хранения энергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Energy Efficiency in Oil and Gas Production // IEA Report. 2019. URL: <https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-in-oil-and-gas-production>
2. **Иванов С.П., Крылов А.А.** Цифровая трансформация ТЭК: от данных к решениям // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. 2021. № 3 (296). С. 45-59.
3. **Konovalov, Y.V.** Optimization of power supply system reactive power compensation at the oil field electrical substation / Y.V. Konovalov, D.N. Nurbosynov // 2017 International Conference on Industrial Engineering, Applications and Manufacturing, ICIEAM 2017 - Proceedings. Electronic edition. 2017. – С. 8076228.
4. **Крюков, А.В.** Применение интеллектуальных технологий для электротехнических комплексов на нефтегазодобывающих предприятиях / А.В. Крюков, Ю.В. Коновалов // Сборник научных трудов Ангарского государственного технического университета. 2018. Т.1. № 15. – С. 162-169.
5. **Баринов А.Е., Цой Д.В.** Цифровые двойники в нефтегазовой отрасли: архитектура и кейсы применения // Автоматизация и IT в энергетике. 2022. № 4(41). С. 22-31.