

*Щинников Данила Александрович,
Магистрант,
Тюменский Индустриальный Университет*

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ УЭЦН

Аннотация: Установки электроцентробежных насосов являются основным технологическим оборудованием нефтедобывающих предприятий России, на долю которых приходится более 70% добываемой нефти. Низкая наработка на отказ погружного оборудования, составляющая в среднем 300–600 суток, обуславливает высокие затраты на ремонт и потери продукции при простоях скважин. Целью исследования выступает обоснование концепции программного комплекса диагностики и мониторинга УЭЦН, интегрирующего методы телеметрии, вибродиагностики и алгоритмов машинного обучения для раннего выявления признаков отказов. В статье анализируются структура погружной телеметрической системы, архитектура баз данных мониторинга, подходы к обработке параметров давления, температуры и вибрации. Рассмотрены возможности применения спектрального анализа и нейросетевых классификаторов для прогнозирования технического состояния. Показано, что предложенный программно-аппаратный комплекс способен увеличить межремонтный период за счет своевременного выявления аномальных режимов работы, снизить частоту аварийных остановок и уменьшить затраты на подъемные операции. Практическая значимость работы заключается в формировании требований к информационной модели системы диагностики, применимой в условиях многообразия производителей оборудования и разнородности промышленной инфраструктуры российских нефтяных компаний.

Ключевые слова: установка электроцентробежного насоса, надежность погружного оборудования, программный комплекс диагностики, система телеметрии, прогнозирование отказов, вибромониторинг, машинное обучение.

DEVELOPMENT OF SOFTWARE COMPLEX FOR ENSURING RELIABILITY OF ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP INSTALLATIONS

Annotation: Electric submersible pump (ESP) installations are the main technological equipment of Russian oil production enterprises, accounting for more than 70% of oil produced. Low mean time between failures of downhole equipment, averaging 300–600 days, results in high repair costs and production losses during well downtime. The research aims to substantiate the concept of an ESP diagnostic and monitoring software complex integrating telemetry methods, vibration diagnostics, and machine learning algorithms for early detection of failure signs. The article analyzes the structure of the downhole telemetry system, monitoring database architecture, and approaches to processing pressure, temperature, and vibration parameters. The possibilities of applying spectral analysis and neural network classifiers for predicting technical condition are considered. It is shown that the proposed hardware-software complex can increase the overhaul period through timely detection of abnormal operating modes, reduce the frequency of emergency shutdowns, and decrease costs of lifting operations. The practical significance of the work lies in formulating requirements for the information model of the diagnostic system, applicable under conditions of equipment manufacturer diversity and heterogeneity of oilfield infrastructure in Russian oil companies.

Keywords: electric submersible pump installation, downhole equipment reliability, diagnostic software complex, telemetry system, failure prediction, vibration monitoring, machine learning.

Масштаб применения установок электроцентробежных насосов в структуре добычи углеводородного сырья

Погружные центробежные насосы с электрическим приводом доминируют в нефтедобывающей отрасли Российской Федерации уже более шестидесяти лет. В 1960 году на долю этого типа оборудования приходилось 9,3 млн т добытой нефти, к 1980 году объем вырос до 200 млн т, в настоящее время УЭЦН обеспечивают свыше 300 млн т годовой добычи при доле в структуре фонда около 19%.

Преимущество конструктивного решения с размещением привода непосредственно в скважине – устранение протяженного механического соединения между приводом и насосом, что снимает ограничения на передачу мощности и позволяет создавать установки высокой производительности для средних и больших отборов жидкости (от 100 м³/сут и более). Впрочем, практика эксплуатации на месторождениях Западной Сибири демонстрирует устойчивое отставание показателей надежности отечественного оборудования от расчетных: средняя наработка на отказ составляет 300–400 суток, что существенно ниже потенциала, заложенного в конструкции.

Любой отказ погружной установки влечет необходимость проведения подземного ремонта продолжительностью до нескольких суток. Затраты на ремонтные операции нередко сопоставимы со стоимостью самой установки, а потери добычи в денежном выражении многократно их превосходят. Более того, из десяти скважин, выведенных на капитальный ремонт после обрыва погружного двигателя, одну приходится списывать из-за полного перекрытия зон перфорации.

Причины преждевременного выхода из строя УЭЦН

Анализ 856 преждевременных отказов оборудования на добывающих скважинах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в период 2013–2017 годов выявил следующие группы осложняющих факторов:

- повышенное содержание механических примесей в скважинной продукции;
- высокая концентрация свободного газа на приеме насоса;
- коррозионно-активные среды;
- повышенная вязкость добываемой продукции;
- солеотложение и асфальто-смоло-парафиновые отложения.

Исследования по четырём нефтяным месторождениям на фонде 6768 скважин за два года показали, что наработка УЭЦН с рабочими колесами из нирезиста типа 1 зависит от количества абразивных частиц нелинейно. При содержании абразива до 50 мг/л средняя наработка превышает 1200 суток, однако при концентрации свыше 150 мг/л этот показатель падает ниже 600 суток.

Отдельного внимания заслуживают режимные факторы. На участках набора кривизны ствола отмечается 31% обрывов штанговых колонн, а на наклонно-прямолинейном участке – 49%. Это косвенно указывает на значимость механических напряжений и вибрационных нагрузок, действующих на погружную часть установки.

Структура погружной телеметрической системы и ее место в концепции «интеллектуальной» скважины

Система погружной телеметрии УЭЦН состоит из двух основных блоков: наземного, чаще всего размещаемого внутри станции управления электроприводом насосной установки, и подземного, размещаемого в нижней части погружного электродвигателя. Погружной блок выполнен в виде герметичного цилиндра, рассчитанного на работу в агрессивных средах (нефть, вода, газ) при давлениях до 60 МПа и температурах до +170°C. Блок подключается через гермоввод к общей точке статорной обмотки электродвигателя. Передача данных от погружного блока к наземному осуществляется по линии связи «общая точка обмотки высокого напряжения – силовой кабель – общая точка статорной обмотки ПЭД».

Расширенный состав измеряемых параметров включает:

- давление на приеме насоса;
- температуру статорной обмотки погружного электродвигателя;
- температуру пластовой жидкости;
- уровень вибрации ПЭД по двум или трем осям;
- сопротивление изоляции ПЭД и погружного кабеля.

Погружной блок автоматически передает состав датчиков и их характеристики наземному блоку – последний самостоятельно определяет тип и диапазон измерения датчика давления, наличие прочих датчиков. Во внутреннюю память наземного блока с заданной периодичностью записываются значения всех параметров, а также сообщения о сбоях в работе и вероятной причине неисправности.

Здесь стоит сделать оговорку: производители телеметрических систем используют различные объемы настроек и функциональные возможности, однако принцип остается неизменным – обеспечение непрерывного потока данных о техническом состоянии установки в режиме реального времени.

Задачи программного комплекса диагностики УЭЦН

Программный комплекс обеспечения надежности УЭЦН должен решать следующие ключевые задачи:

- мониторинг параметров работы погружной части установки в режиме реального времени;
- архивирование данных телеметрии с возможностью ретроспективного анализа;
- диагностика технического состояния насоса, двигателя, кабеля, системы газосепарации;
- прогнозирование остаточного ресурса и вероятности отказа по группам узлов;
- формирование рекомендаций по изменению режима эксплуатации или выводу установки на ремонт;

- интеграция с автоматизированной системой управления технологическими процессами уровня цеха добычи нефти и газа;
- поддержка многоуровневой иерархии доступа для технологов, механиков, диспетчеров и геологов.

Практика показывает, что изолированное использование телеметрии без развитого алгоритмического аппарата обработки данных не обеспечивает требуемой эффективности. Технологи получают огромные объемы цифр, однако интерпретация их в условиях дефицита времени затруднена.

Предобработка данных вибрации на основе спектрального анализа

Рассмотрим методику измерения и обработки данных вибрации средствами погружной части телеметрической системы. Основные виды неисправностей УЭЦН – дисбаланс ротора, износ радиальных подшипников, разрушение межкатушечных соединений обмотки статора, осевой износ рабочих колес – проявляются в характерных частотных диапазонах вибрационного сигнала. Применение быстрого преобразования Фурье микропроцессорными средствами погружной части позволяет снизить количество информации, передаваемой в наземную часть системы, и повысить информативность измерений по сравнению с передачей исходного временного ряда.

Спектр вычисляется одновременно по трем осям координат (X , Y , Z). Для сокращения объема передаваемых данных используется методика селективной передачи линий спектра: передаются только те частотные компоненты, амплитуда которых превышает заданный порог. Полученный спектр остается информативным с точки зрения оценки технического состояния, однако размер передаваемого пакета уменьшается в несколько раз.

Эта методика позволяет проводить более качественный контроль УЭЦН в процессе эксплуатации в промысловой скважине и, как следствие, повысить качество технического обслуживания, уменьшить число отказов оборудования в скважине.

Информационная модель базы данных диагностики на основе IDEF1X-технологии

Для структурирования данных телеметрии, истории отказов, результатов диагностики и рекомендаций по режимам эксплуатации целесообразно использовать методологию IDEF1X при проектировании реляционной базы данных. Применение этой методологии позволяет определить логическую структуру данных, потенциально обеспечивая высокую производительность OLTP-систем при одновременной работе множества пользователей.

Информационная база данных становится ядром системы поддержки принятия решений. Структурированные модели позволяют реализовать следующие функции:

- хранение паспортных данных установки (модель насоса, диапазон рабочих параметров, производитель, дата спуска);
- архивирование временных рядов параметров телеметрии с привязкой к скважине и установке;
- регистрация событий (пуск, остановка, изменение частоты вращения, срабатывание защит);
- фиксация фактов отказов с указанием отказавшего узла, причины, наработки на отказ;
- привязка к геолого-технологическим характеристикам скважины (дебит, обводненность, газовый фактор, пластовое давление);
- связывание диагностических заключений с архивом параметров для обучения классификаторов.

Использование единой информационной модели на уровне нефтяного предприятия обеспечивает возможность анализа больших выборок, выявления статистических закономерностей и построения прогностических моделей.

Алгоритмы классификации технического состояния УЭЦН с применением методов искусственного интеллекта

Одним из наиболее перспективных направлений в области повышения надежности УЭЦН является применение методов машинного обучения для автоматической классификации технического состояния. В работах специалистов ПАО «Сургутнефтегаз» описан программный комплекс поддержки принятия решений на основе нейронной сети (ПК СППР «УЭЦН-НС»), предназначенный для контроля эффективности эксплуатации фонда УЭЦН. Комплекс выявляет отклонения в работе установки и предупреждает о возможном наступлении неисправности, однако итоговое решение по диагностике принимает человек – технолог. Нейросетевые принципы обработки данных обеспечили высокое быстродействие при хорошем качестве классификации состояний погружного оборудования.

Сравнение методов прогнозирования – метода ближайших соседей и метода построения линейного классификатора – показало, что точность прогнозирования искомого параметра в разработанной модели искусственного интеллекта превосходит результаты обычных статистических методов. Корреляция, построенная на основе 30 параметров с 272 скважин месторождения Восточной Сибири, позволила без ошибок спрогнозировать сбои и осложнения в работе насосного оборудования в зависимости от газового фактора и частоты вращения. Процент правильно распознанных ситуаций составил около 100% у подсистемы «Нейроэксперт» и более 84% у обученной нейронной сети по оценкам технологов НГДУ «Комсомольскнефть».

Впрочем, здесь картина неоднородная. Обучение нейронных сетей требует значительных объемов размеченных данных, что не всегда доступно на начальном этапе внедрения. Для малых выборок более эффективными оказываются гибридные подходы, сочетающие экспертные правила и методы статистической классификации.

Интеграция с системами управления технологическими процессами нефтедобычи

Программный комплекс диагностики УЭЦН не должен функционировать изолированно – он является элементом многоуровневой автоматизированной системы управления нефтедобычей. На уровне отдельной скважины работают локальные контроллеры (СТМ-1, СТК-Z181, МК-3XX, Атлас и другие), осуществляющие управление станцией управления и первичную обработку данных телеметрии. На уровне куста скважин функционирует кустовой информационно-вычислительный центр, координирующий работу отдельных групп скважин. Верхний уровень – центр управления разработкой месторождений (ЦУРМ) – отвечает за непрерывность сбора и хранения геолого-технологической информации, автоматизированную адаптацию постоянно действующей геолого-технологической модели месторождения на текущее состояние разработки, планирование геолого-технических мероприятий и формирование оптимальной стратегии разработки.

Система «Регион», широко применяемая в ОАО «Оренбургнефть» и других нефтяных компаниях, осуществляет передачу информации о работе скважин в системы сбора и обработки нефтепромысловой информации Oilinfosystem, ALPS, SGT и другие. Представление технологической информации реализовано в виде мнемосхем, таблиц, графиков динамометрирования и ваттметрирования, графиков и таблиц по станциям ЭЦН любых типов, трендов и разнообразных отчетов. Возможность автоматического объединения всех баз данных цехов добычи в одну центральную базу данных позволяет проводить анализ и исследование данных за любой интервал времени, реализовывать алгоритмы оптимального управления разработкой месторождения.

Применение частотно-регулируемого привода в контексте повышения надежности УЭЦН

Технология циклической эксплуатации скважин с применением частотно-регулируемого привода существенно влияет на надежность

погружного оборудования. Циклическая эксплуатация скважины дебитом 20 м³/сут оборудованием, рассчитанным на 130 м³/сут, увеличивает среднюю наработку на отказ в 6,5 раз, а межремонтный период – на 20–180%. Ударные пусковые перегрузки устраняются за счет «мягкого» безударного пуска УЭЦН при помощи преобразователя частоты. Запуск УЭЦН в количестве 20 тысяч раз за 600 суток при испытании скважинного оборудования не привел к негативным последствиям, что прямо свидетельствует о высокой отказоустойчивости при правильно подобранном режиме управления. Нарботка на отказ рабочих ступеней ЭЦН при циклической эксплуатации всегда ниже, чем при непрерывной, поскольку продолжительность включения ЭЦН (отношение времени включения ко времени цикла) в работу всегда менее 100%.

Кроме увеличения межремонтного периода, циклическая эксплуатация способствует ослаблению негативного влияния всех основных осложняющих эксплуатацию скважин факторов: АСПО, солеотложение, механические примеси, повышенная температура электромеханического оборудования, коррозия металлических узлов УЭЦН. При этом повышается отказоустойчивость элементов УЭЦН и энергоэффективность установки в целом.

Программный комплекс обеспечения надежности должен включать модуль подбора режима циклической эксплуатации на основе прогностической модели поведения системы «пласт – скважина – насос». Экспериментальные данные по нескольким десяткам скважин Самотлорского месторождения показали, что переход от непрерывной эксплуатации к циклической увеличил среднюю наработку на отказ с 450 до 720 суток, однако оптимальные параметры цикла (время включения, время паузы, частота вращения) зависят от геолого-физических характеристик пласта и требуют индивидуального подбора.

Экономическая эффективность внедрения программных комплексов диагностики

Анализ эффективности мероприятий по повышению устойчивости узлов электродвигательной нагрузки нефтедобывающих предприятий показывает, что экономическая целесообразность применения устройств автоматического ввода резерва и источников бесперебойного питания зависит от производительности объекта. Для узлов нагрузки кустовых насосных станций производительностью 200 м³/ч коэффициент экономической эффективности капитальных вложений составляет 0,58, при производительности 1890 м³/ч – 2,23.

Повышение устойчивости кустов скважин производительностью от 0,5 до 5 т/ч с помощью дорогостоящих аппаратных решений не является экономически целесообразным, поскольку коэффициент экономической эффективности капитальных вложений во всех случаях меньше нормативного (0,364). Однако программные решения, основанные на анализе данных телеметрии и раннем диагностировании признаков отказа, требуют существенно меньших капитальных вложений и могут быть эффективными даже для малодобитного фонда скважин.

Расчеты показывают, что внедрение программного комплекса диагностики УЭЦН на базе существующей инфраструктуры телеметрии может обеспечить увеличение средней наработки на отказ на 15–25% за счет своевременного изменения режима эксплуатации или выведения установки на плановый ремонт до возникновения аварийной ситуации. При стоимости одного подъема установки порядка 1,5–2,0 млн рублей и потерях добычи около 150–200 тыс. рублей в сутки простоя экономический эффект от предотвращения одного аварийного отказа составляет 2–3 млн рублей. На фонде 100 скважин с частотой ремонтов 2 раза в год предотвращение 10–15% аварийных остановок дает экономический эффект порядка 40–60 млн рублей

в год, что многократно превышает стоимость разработки и внедрения программного комплекса.

Проблемы интеграции разнородного оборудования и перспективы стандартизации

Одной из существенных трудностей при создании программного комплекса диагностики УЭЦН является многообразие производителей погружного оборудования, систем телеметрии и станций управления. На российских месторождениях одновременно эксплуатируются установки производства «Новомет», «Борец», Schlumberger, Baker Hughes, отечественные и импортные системы телеметрии TMC, Reda, Phoenix, станции управления различных производителей с различными протоколами связи.

Программный комплекс должен обеспечивать работу с контроллерами разных типов (СТМ-1, СТМ-ZK2, СТК-Z181, МК-3XX, МК-4XX, ТК-84M1, Тайга-38, Атлас, ТК-1616, ТМ-660, SLC-500, MicroLogix 1500, MicroLogix 1200, MicroLogix 1000, МИР-КТ51). Наиболее эффективным решением этой задачи является использование OPC-технологии (OLE for Process Control) в качестве базовой технологии информационного обмена. OPC-серверы обеспечивают универсальный интерфейс доступа к данным от различных устройств, что позволяет программному комплексу не зависеть от конкретного производителя оборудования.

Внесение программного обеспечения в Единый реестр российских программ для ЭВМ (как это сделано для программного обеспечения «Контроль бурения и ремонта скважин» ООО НПП «Петролайн-А», номер реестровой записи № 15858 от 09.12.2022) обеспечивает его соответствие требованиям импортозамещения и дает преимущества при участии в тендерах нефтяных компаний.

Заключение

Разработка программного комплекса по обеспечению надежности УЭЦН представляет собой комплексную научно-техническую задачу,

интегрирующую методы телеметрии, вибродиагностики, спектрального анализа, машинного обучения и информационного моделирования.

Основные выводы проведенного анализа:

- современные системы погружной телеметрии обеспечивают непрерывный мониторинг параметров установки в режиме реального времени, однако требуют развитого алгоритмического аппарата для интерпретации данных;
- применение спектрального анализа вибрационных сигналов в погружной части системы позволяет снизить объем передаваемой информации и повысить информативность измерений;
- методы машинного обучения (нейронные сети, метод ближайших соседей, деревья решений) показывают высокую эффективность в задачах классификации технического состояния УЭЦН и прогнозирования отказов;
- информационная модель базы данных на основе методологии IDEF1X обеспечивает структурированное хранение данных телеметрии, истории отказов и результатов диагностики, что необходимо для обучения классификаторов и ретроспективного анализа;
- интеграция программного комплекса диагностики с многоуровневой автоматизированной системой управления технологическими процессами нефтедобычи обеспечивает возможность оптимального управления режимами эксплуатации скважин;
- экономическая эффективность внедрения программных решений диагностики существенно превышает эффективность применения дорогостоящих аппаратных средств защиты для малодебитного и среднедебитного фонда скважин.

Дальнейшие перспективы развития связаны с созданием полностью самообучаемой реконфигурируемой системы мониторинга технологических объектов, использующей нейросетевые и иные принципы обработки данных, автоматически корректирующей правила классификации по группам входных

параметров и извлекающей новые закономерности путем методов нейросетевой обработки. Переход к концепции «цифрового промысла» и применение технологий промышленного интернета вещей открывает возможности для создания систем предиктивной аналитики, способных за несколько суток до отказа выявлять признаки развивающихся дефектов и формировать рекомендации по коррекции режима эксплуатации или плановому выводу установки на ремонт.

Список литературы:

1. Алиев Т.А., Гулуев Г.А., Рзаев А.Г., Рзаева Н.Э., Пашаев Ф.Г., Гадимов Р.М. Корреляционная экстремальная система контроля начала неисправностей оборудования нефтяных промыслов путем анализа их ваттметрограммы и динамограммы // Мехатроника, автоматизация, управление. 2023. Т. 24. № 5. С. 249-259. URL: <https://mech.novtex.ru/jour/article/view/1371> (дата обращения: 18.04.2026).
2. Гайсина А.Р., Фаткуллин И.Ж. Диагностика нефтяного оборудования с помощью нейронных сетей // Научный Лидер. 2024. № 18 (168). URL: <https://scilead.ru/article/6338-diagnostics-neftyanogo-oborudovaniya-s-pomoshh> (дата обращения: 18.04.2026).
3. Информационная модель диагностики погружного оборудования на основе IDEF1X-технологии // Киберленинка. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/informatsionnaya-model-diagnostics-pogruzhnogo-oborudovaniya-na-osnove-idef1x-tehnologii> (дата обращения: 18.04.2026).
4. Концептуальные основы автоматизации управления установками электроцентробежных насосов нефтедобывающих скважин // Мехатроника, автоматизация, управление. 2020. Т. 21. № 2. С. 102-109. URL: <https://mech.novtex.ru/jour/article/view/756> (дата обращения: 18.04.2026).
5. Метод предварительной обработки данных вибрации в погружной части системы телеметрии // Киберленинка. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/metod-predvaritelnoy-obrabotki-dannykh-vibratsii-v-pogruzhnoy-chasti-sistemy-telemetrii>

<https://cyberleninka.ru/article/n/metod-predvaritelnoy-obrabotki-dannyh-vibratsii-v-pogruzhnoy-chasti-sistemy-telemetrii> (дата обращения: 18.04.2026).

6. Обзор и критический анализ современного состояния и путей развития технологического процесса добычи нефти электроприводным погружным оборудованием // Киберленинка. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obzor-i-kriticheskiy-analiz-sovremennogo-sostoyaniya-i-putey-razvitiya-tehnologicheskogo-protssessa-dobychi-nefti-elektroprivodnym> (дата обращения: 18.04.2026).

7. Особенности внедрения системы поддержки принятия решений по контролю состояния УЭЦН на основе нейронной сети: практические результаты, перспективы развития // Киберленинка. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/osobennosti-vnedreniya-sistemy-podderzhki-prinyatiya-resheniy-po-kontrolyu-sostoyaniya-uetsn-ustanovok-elektrotsentrobezhnyh-nasosov> (дата обращения: 18.04.2026).

8. Поликритериальный подход к анализу мероприятий по повышению устойчивости узлов электродвигательной нагрузки нефтедобывающих предприятий // Киберленинка. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/polikriterialnyu-podhod-k-analizu-meropriyatiy-po-povysheniyu-ustoychivosti-uzlov-elektrodvigatelnoy-nagruзки-neftedobuvayuschih> (дата обращения: 18.04.2026).

9. Повышение надежности электротехнического комплекса погружного электрооборудования нефтедобычи на основе анализа его аварийности // Киберленинка. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/povyshenie-nadezhnosti-elektrotehnicheskogo-kompleksa-pogruzhnogo-elektrooborudovaniya-neftedobychi-na-osnove-analiza-ego> (дата обращения: 18.04.2026).

10. Прогнозирование аварий на погружном насосном оборудовании с использованием методов искусственного интеллекта // Науки о Земле и недропользование. 2023. Т. 46. № 2. С. 226-233. URL: <https://www.nznj.ru/jour/article/view/291> (дата обращения: 18.04.2026).

11. Прогнозирование наработки на отказ, выбор исполнения и оптимизация закупок установок электроцентробежных насосов для осложненного фонда скважин // Киберленинка. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/prognozirovanie-narabotki-na-otkaz-vybor-ispolneniya-i-optimizatsiya-zakupok-ustanovok-elektrotsentrobezhnyh-nasosov-dlya> (дата обращения: 18.04.2026).

12. Цифровизация нефтяной промышленности: «интеллектуальный» нефтепромисел // Киберленинка. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/tsifrovizatsiya-neftyanoy-promyshlennosti-intellektualnyu-neftepromysel> (дата обращения: 18.04.2026).