

УДК 681.518.54

ОБ ОРГАНИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОГРУЖНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ С УЧЕТОМ ОПЕРАТИВНОЙ ИНФОРМАЦИИ И АВАРИЙНОЙ СТАТИСТИКИ

В.Г. Гольдштейн, Е.В. Ревякина

Самарский государственный технический университет
Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

kate_revyakina@mail.ru.

В организации эксплуатации и управлении параметрами жизненных циклов погружных электродвигателей (ПЭД) как наиболее существенного элемента электропогружных установок (ЭПУ) в нефтяной отрасли целесообразен комплексный подход к организации технического обслуживания и ремонтов (ТОиР) на основе статистического анализа и информационных технологий. Констатируется, что повышение эффективности эксплуатации ПЭД нефтедобычи базируется на оперативной (непрерывной и выборочной) оценке текущих диагностических параметров и прогнозировании их работы по предыстории аварийных нарушений и отказов. Оцениваются достоинства и недостатки подходов к организации эксплуатации парка ПЭД по наработке и фактическому состоянию при планировании и реализации ТОиР и целесообразность их комплексного применения. Обсуждается применение информационных методов и моделей Data Mining для описания жизненных циклов ПЭД. Для их эффективного использования создана информационная база данных (ИБД), в которой собраны сведения о 5000 инцидентов аварийных отказов ПЭД в ОАО «Самаранефтегаз» для всей гаммы диаметров и номинальных мощностей. ИБД используется для построения вероятностных распределений и системы эксплуатационных показателей ПЭД. Это позволяет прогнозировать граничные состояния типовых множеств и конкретных ПЭД при заданном времени наработки от начального ввода в эксплуатацию или капитального ремонта.

Ключевые слова: *технические ресурсы, электрооборудование, погружные электродвигатели, жизненные циклы, информационные методы и модели, эксплуатационные показатели.*

Одно из перспективных направлений энергосбережения и повышения энергоэффективности работы нефтегазодобывающих предприятий (НГДП) – это увеличение межремонтных периодов (МРП) ЭПУ [1], и в первую очередь ПЭД, за счет минимизации числа аварийных отказов и нарушений. Надежность и эффективность эксплуатации ПЭД [2, 3] в значительной мере зависят от организации ТОиР, которые в нефтяной отрасли реализуются двумя основными подходами:

- по времени эксплуатации ЭПУ (или отдельных ее составляющих) с отнесением ее к известной стандартной группе (например, ПЭД 63-117) с установленными для нее регламентами сроков и состава работ [2];
- по текущему техническому состоянию, которое определяется сравнением данных непрерывного контроля (который в настоящее время внедряется в отрас-

*Валерий Геннадьевич Гольдштейн (д.т.н., проф.), профессор кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы»
Екатерина Викторовна Ревякина, аспирант.*

ли) и технической диагностики с установленными граничными данными диагностических параметров [3–5].

В первом случае ТОиР предусматривает проведение плановых ремонтов и профилактических работ оборудования в соответствии с регламентными сроками, которые устанавливаются на основе инструктивных документов и опыта эксплуатации для конкретного типа ПЭД и фазы его жизненного цикла. В этом случае проверка состояния ПЭД производится по профилактическому принципу при выполнении техобслуживания, текущих и капитальных ремонтов.

Данный подход имеет ряд значительных недостатков, связанных прежде всего с технически неоправданными затратами. Так, при формировании объема и состава плано-предупредительных работ ТОиР [2] для отдельных ПЭД и их групп часто по организационно-техническим причинам объединяются работы ТОиР для ПЭД и их составляющих, имеющих разные временные регламенты, и ряд объектов включается в общий состав ТОиР ранее назначенных им сроков. Это приводит к недоиспользованию ресурсов электроустановок, кроме того, при простоях из-за лишних продолжительных спускоподъемных операций [2].

При этом характерны недобор нефти, значительное сокращение МРП и, как следствие, увеличение убытков. Можно констатировать, что ТОиР по наработке в целом определяется типом ПЭД и не учитывает индивидуальных особенностей эксплуатации ПЭД в условиях конкретных скважин. Кроме того, даже при качественном выполнении ТОиР с тщательно выполненной разборкой, детальным анализом и заменой при необходимости изношенных узлов и деталей не удастся избежать нарушений их совместимости (что увеличивает возможности появления новых дефектов и нарушений) и гарантировать отсутствие внезапных отказов в МРП [2].

Эффективность эксплуатации ЭПУ можно повысить, организовав ТОиР в целом с определением времени, состава и графика по текущему состоянию ПЭД, иначе говоря, с учетом рационального использования внутренних запасов стойкости его отдельных элементов и в целом всей ЭПУ, то есть технического ресурса. Отметим, что и при этой организации ТОиР, как и в предыдущем случае, имеет место недоиспользование ресурсов электроустановок, поскольку при выполнении ремонта конкретного элемента ЭПУ целесообразно расширение состава работ для работоспособных составляющих, имеющих значительный износ.

При этом необходимо обеспечить полномасштабное определение фактического технического состояния ПЭД по имеющемуся составу диагностических параметров (ДП), достаточному по содержанию, качеству и достоверности информации [4–6]. Далее на основе сравнения ДП с их граничными допустимыми значениями принимается решение о возможности дальнейшей работы установки и необходимом объеме ТОиР.

Предельным частным случаем этого подхода является ликвидация последствий внезапных аварийных нарушений и отказов. В этих ситуациях особенно важен анализ предаварийного состояния ПЭД, поскольку это позволяет получить необходимую информацию о динамике развития дефектов с целью их оперативной диагностики, локализации, прогнозирования и, как следствие, уменьшения аварийного ущерба [3–6].

В составе названных ДП – физические, электрические и механические данные, значения которых определяют работу ПЭД. Часть из них измеряется в процессах мониторинга системами датчиков (с погрешностью измерений параметров не более 0,5 %), ориентированных на различные стороны описания состояния

ЭПУ [3–6]. Их граничные значения устанавливаются паспортными испытаниями ПЭД. Не претендуя на исчерпывающую полноту, в составе текущих ДП для рабочего режима ПЭД можно выделить:

- активную мощность, потребляемую из сети;
- фазные токи, напряжения, активные и полные мощности;
- температуры корпуса и обмотки статора (в заданных точках);
- уровни вибрации и др.

Кроме этого дополнительно к мониторингу проводятся неоперативные измерения и испытания, в которых измеряются и фиксируются:

- сопротивления фаз обмоток электродвигателя при постоянном токе;
- сопротивления изоляции обмоток статора (напряжением до 5 кВ);
- индексы поляризации (напряжением до 5 кВ);
- индикация скорости и направления вращения двигателя;
- электрические параметры холостого хода;
- мощность на валу двигателя;
- КПД двигателя;
- момент на валу двигателя и др.

Эта информация при наличии технических возможностей и испытательного оборудования дополняется механическими характеристиками $M = f(n)$ ПЭД на пониженном напряжении, где M (Н·м) – момент на валу; n (об/мин) – скорость вращения ПЭД. При этом определяются номинальный $M_{ном}$, пусковой $M_{пуск}$, минимальный $M_{мин}$, максимальный $M_{макс}$ моменты, время выбега ротора ПЭД и др.

В целом названная информация является основой формирования комплекса мероприятий, описанных в [2, 6, 8]:

- для увеличения среднего МРП;
- для снижения эксплуатационных расходов;
- для повышения надежности электроснабжения;
- для уменьшения числа аварийных отказов и др.

Вместе с этим нельзя не отметить наличие значительных дополнительных расходов на обеспечение сбора информации и принятия решений [3–5]. Так же, как и при организации ТОиР по наработке, часто объединяются работы для ПЭД и их составляющих, имеющих разные уровни выработки ресурсов. В этих случаях определение значимости износа и принятие решения о включении элемента с недоиспользованным ресурсом происходят сугубо субъективно, исходя из опыта конкретных специалистов и других привходящих обстоятельств, так как жесткие рекомендации в этих ситуациях отсутствуют.

Поэтому на основе анализа эксплуатации комплекса ЭПУ в условиях Поволжского региона для оптимизации расходов и повышения эффективности работы ЭПУ *представляется целесообразным с технико-экономической точки зрения объединение стратегий ТОиР по наработке и техническому состоянию.*

Сущность этого объединения можно сформулировать следующим образом. При выполнении стартового условия превышения ДП предельного значения по техническому состоянию производится проверка всех элементов ЭПУ, имеющих высокие значения наработки, наличие аварийной и ремонтной предыстории и других потенциальных опасностей. Решение о включении их в состав ТОиР принимается на основе метода экспертных оценок [7].

При выполнении стартового условия по наработке производится углубленная оценка технического состояния всего состава элементов ЭПУ по ДП, полученного на основе мониторинга и неоперативных измерений и испытаний. Так

же, как и в предыдущем случае, используется метод экспертных оценок [7] для остальных элементов с высокими значениями наработки.

Отметим, что обе стратегии имеют ряд общих позиций, поэтому их комплексное объединение открывает возможности более экономного обеспечения принятия обоснованных решений по определению сроков и состава ТОиР и в целом эксплуатации ЭПУ.

Важным моментом в решении проблемы организации ТОиР является использование обобщенной информации об аварийных отказах и нарушениях ПЭД, сформированной по статистическим данным их эксплуатации на региональных предприятиях отрасли. Это необходимо для оптимизации управления эксплуатацией и жизненными циклами в кластере ЭПУ.

Можно констатировать, что десятки тысяч ПЭД нефтяной отрасли, работая в экстремальных условиях, имеют в среднем срок службы до капитального ремонта, составляющий около одного года и двух лет соответственно для ПЭД отечественного и зарубежного производства. Короткий срок службы после ремонта (в среднем примерно половина времени наработки на отказ новых двигателей) требует особого внимания к оценке текущих и остаточных технических ресурсов ПЭД и прогнозированию жизненных циклов ЭПУ в целом.

Это определяет необходимость и актуальность технико-экономического обоснования очередности обслуживания, ремонтов, модернизации, реновации, замены и др. в управления и оптимизации жизненных циклов ЭПУ на основе:

- технической диагностики *текущего* состояния совокупности ЭПУ;
- директивных данных и рекомендаций по мероприятиям, необходимым для текущих этапов жизненных циклов комплекса выделенных электроустановок;
- оценки текущих и остаточных технических ресурсов с учетом данных по аварийности однотипных объектов в условиях региона для прогнозирования времени безотказной работы ПЭД. Оно определяется средним значением МРП, которое далее уточняется фактической наработкой на отказ.

Методической и фактической основой этого комплексного подхода к определению стратегии управления ЖЦ ЭПУ являются названные выше принципы организации ТОиР и результаты статистического анализа аварийности ПЭД. Он проведен по полученным за последние пять лет данным об отказах и нарушениях ПЭД на крупнейшем нефтегазодобывающем предприятии Самарского региона – ОАО «Самаранефтегаз». Они составили информационную базу данных (ИБД), в которой содержатся сведения о ~5000 инцидентов отказов ПЭД, имеющих номинальные мощности 32; 45; 50; 63; 70; 90 кВт, в ОАО «Самаранефтегаз».

В ИБД на основе информационных технологий [9–12] производится классификация отказов по группам, определение законов распределения отказов, оценка интенсивности отказов и наработки на отказ, прогнозирование показателей нормальной работы ПЭД.

Среди множества самых разнообразных причин аварий и отказов ЭПУ (от конструктивных ошибок до геологических процессов) можно выделить наиболее характерную – электрический пробой обмотки в пазу и лобовой части, в узле токоввода. Необходимо обратить внимание и на многочисленные осложняющие факторы, в частности солеотложения, выпадение парафина, кривизну ствола скважины, механические примеси и др., которые, как и параметры скважин, могут сильно различаться даже в пределах одного месторождения. Все это приводит к множеству параметрических отказов, которые при всем своем разнообразии приводят к общему отрицательному результату – снижению дебита конкрет-

ной скважины и месторождения в целом.

Для такого объема информации необходима методология, расчленяющая поток отказов по видам и позволяющая выделить закономерные отказы, определить константы законов распределения случайных отказов, создать формальный аппарат для прогнозирования безотказности ПЭД. Для этого широко используются методы и средства обработки данных на основе математической статистики и интеллектуального анализа, и в частности технология выявления скрытых взаимосвязей внутри больших баз данных Data Mining [9–12].

Этот подход опирается на названные выше данные об аварийности, сконцентрированные в ИБД для прогнозирования, то есть получения ответов на вопросы о будущих состояниях групп ПЭД. При этом с помощью методов математической статистики производится поиск и регрессионное определение функциональных зависимостей в тематически выделенных локальных наборах данных и оценка вероятности возникновения аварийных отказов ПЭД [5, 6, 8].

Так, например, в табл. 1 представлены вероятностные функции плотности распределений отказов для выборок ПЭД условных групп ПЭД-32, 45, 63 и 90 по данным названной выше ИБД ОАО «Самаранефтегаз».

Таблица 1

Функции плотности распределений отказов ПЭД-32, 45, 63 и 90

Тип ПЭД	Закон распределения	Функция плотности
ПЭД-32	Логнормальный	$f(t) = 0,513 \cdot t^{-1} \cdot e^{-0,91(\ln t - 5,781)^2}$
ПЭД-45	Логнормальный	$f(t) = 0,482 \cdot t^{-1} \cdot e^{-0,73(\ln t - 5,82)^2}$
ПЭД-63	Вейбулла	$f(t) = 0,0271 \cdot t^{-0,41} \cdot e^{-0,0412t^{0,605}}$
ПЭД-90	Экспоненциальный	$f(t) = 0,00361 \cdot e^{-0,00361t}$

Данные таблицы хорошо совпадают с результатами, полученными ранее при решении аналогичной задачи в работе [6].

Для проверки гипотезы о близости эмпирического и теоретического законов распределения использовались λ -критерий Колмогорова и критерий согласия χ^2 Пирсона. χ^2 – мера расхождения между теоретической и эмпирической функциями плотности вероятности, а λ -критерий Колмогорова – это мера расхождения между теоретической и эмпирической функциями распределения вероятности.

Использование информационных технологий Data Mining [9–12] для качественного и количественного анализа названной выше ИБД при совершенствовании организации эксплуатации ЭПУ позволяет:

- выявить взаимозависимости, причинно-следственные связи, ассоциации и аналогии во множестве зафиксированных в ИБД инцидентов отказов ЭПУ с учетом ретроспективных и прогнозируемых временных факторов и локализации событий, явлений по месту;
- классифицировать события и ситуации по конкретным техническим характеристикам и технологическим особенностям процессов нефтедобычи;
- прогнозировать ход технической эксплуатации, организацию обслуживания, ремонта технологических и организационных процессов и событий жизненных циклов ЭПУ и др.

В процессе анализа статистики отказов с помощью ИБД по аварийности для наиболее частых причин отказов оборудования прогнозируются сроки службы ЭПУ в зависимости от условий эксплуатации, качества изготовления, текущей

наработки и др. Это позволяет научно обосновать определение мероприятий по уменьшению числа отказов оборудования и повышению надежности как самих ПЭД, так и систем энергоснабжения. Среди этих мероприятий можно отметить, в частности, такие, как применение современных средств защиты от перенапряжений (усовершенствованные типы оксидно-цинковых нелинейных ограничителей перенапряжений), эффективных вакуумных и элегазовых выключателей и др. Особое значение имеют мероприятия по оценке состояния электрооборудования, так как они позволяют принять своевременные меры и предотвратить отказ энергоустановки. Кроме того, они направлены на ликвидацию причин появления отказов и нарушений и сокращение их отрицательных последствий.

Все отказы и нарушения ПЭД можно разделить на статистически наиболее значимые группы по характерным эксплуатационным условиям и причинам:

1. Ухудшение технического состояния, которое приближенно можно оценивать показателями эксплуатационных ресурсов надежности ЭПУ ЭО.

2. Некорректное выполнение, а в ряде случаев грубое неисполнение правил обслуживания ПЭД, что объясняется снижением уровня организации рабочего процесса и квалификации персонала.

3. Опасные эксплуатационные физические воздействия вследствие влияния атмосферных, внутрисистемных и климатических факторов.

Результатом интеллектуального анализа [9–12] и обработки статистических данных по аварийности и контролю параметров технического состояния оборудования является комплекс эксплуатационных опорных и расчетных показателей погружного оборудования [6]. В качестве показательного фактического примера они приведены в табл. 2 и 3 для ограниченной выборки (250 аварийных отказов ЭПУ) из упомянутой ИБД ОАО «Самаранефтегаз». Здесь учтено, что в отчетах отечественных предприятий нефтедобычи, как правило, формируются сведения о средних значениях показателей по группе однотипных объектов либо сведения по кусту ЭПУ в целом.

Опорные показатели для названной выборки определены в соответствии с [1, 2] и представлены в табл. 2. Далее в табл. 3 приводятся формульные выражения для определения расчетных эксплуатационных показателей и их усредненные значения для ПЭД 63-117, задействованных в анализируемой ограниченной выборке.

Таблица 2

Опорные показатели

Обозначение	Название	Значение
T_k	Длительность календарного периода, сут	365
T_p	Фактическая работа за календарный период, сут	265
$T_{рем}$	Длительность простоя в плановом ремонте, сут	39,5
$T_в$	Время вынужденного простоя, сут	48
$T_з$	Время запланированного простоя, сут	31,7
N	Средняя загрузка оборудования, %	70
N_y	Установленная мощность электрооборудования, кВт	63
\mathcal{E}	Фактическое энергопотребление, МВт·ч	280,76

Расчет эксплуатационных коэффициентов (столбец 2 табл. 3) был выполнен для названной выборки на основании показателей табл. 2. Приведенные данные

наглядно в количественном виде отражают реальное состояние эксплуатации оборудования с точки зрения его недостатков и неиспользованных резервов. Отметим, что далее возможна реализация дополнительных возможностей интеллектуального анализа, которые позволяют оценить эффективность комплектования основного оборудования ЭПУ и его составляющих по производителям, времени эксплуатации, остаточным ресурсам и др.

Таблица 3

Расчетные показатели

Обозначение и расчетная формула		Наименование	Значение
$K_{иум}$	$K_{иум} = \frac{\mathcal{E}}{T_k \times N_y}$	Коэффициент использования установленной мощности	0,5087
K_p	$K_p = \frac{T_p}{T_k}$	Коэффициент рабочего времени	0,726
$K_{ти}$	$K_{ти} = \frac{T_p - T_{рем} - T_B}{T_p}$	Коэффициент технического использования	0,7075
$K_{пр}$	$K_{пр} = \frac{T_{рем}}{T_k}$	Коэффициент плановых ремонтов	0,1082
K_r	$K_r = \frac{T_p}{T_p + T_B}$	Коэффициент готовности	0,8466
$K_{нп}$	$K_{нп} = \frac{T_B + T_3}{T_k}$	Коэффициент unplanned простоев	0,2184
K_n	$K_n = \frac{N}{N_y} = \frac{K_{иум}}{K_p}$	Коэффициент нагрузки	0,7007

В частности, на основе анализа статистических распределений, которые формируются по конкретным эксплуатационным показателям для выделенной группы объектов, определяется положение конкретного объекта в выборке с другими однотипными объектами, что дает возможность оценить уровень качества его функционирования (по загрузке, надежности, эффективности – в зависимости от выбранного показателя).

Выводы

1. В организации эксплуатации и управлении параметрами жизненных циклов ПЭД нефтяной отрасли целесообразна комплексная организация ТОиР, использующая совместно в качестве основных положений данные и по наработке, и по текущему состоянию.

2. Высокая энергоемкость отрасли добычи нефти, необходимость снижения энергозатрат и повышение эффективности работы предприятий нефтяной отрасли, а также короткий срок службы ПЭД требуют системного учета и обработки эксплуатационных данных по специфическому погружному электрооборудованию на основе информационных технологий.

3. Комплексное использование методов анализа статистических распределений эксплуатационных показателей является эффективным средством обеспечения и планирования безопасной, надежной и эффективной эксплуатации ЭПУ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Ивановский В.Н.* Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления // Инженерная практика. – № 6. – 2011.
2. *Атакишев Т.А., Бабаев Р.В., Барьюдин А.А. и др.* Электроэнергетика нефтяных и газовых промыслов. – М.: Недра, 1988.
3. *Замиховский Л.М., Калявин В.П.* Техническая диагностика погружных электроустановок для добычи нефти / Ив.-Франк. гостехуниверситет нефти и газа. – Снятын: Прут Принт, Ивано-Франковск, 1999. – 234 с.
4. *Китабов А.Н., Токарев В.П.* Информационно-измерительная система диагностики погружного электродвигателя // Вестник УГАТУ. Электроника, измерительная техника, радиотехника и связь. – 2011. – Т. 15. – № 1 (41). – С. 163-164.
5. *Шубин С.С.* Методическое и экспериментальное обеспечение определения технического состояния установок электроцентробежных насосов в процессе эксплуатации: Дис. ... канд. тех. наук, УГНТУ, г. Уфа, 2014.
6. *Гирфанов А.А.* Электромагнитная совместимость погружного электрооборудования предприятий нефтедобычи и разработка комплекса мер по повышению надежности его работы: Дис. ... канд. техн. наук, СамГТУ, г. Самара, 2005.
7. *Орлов А.И.* Организационно-экономическое моделирование: Учебник: в 3 ч. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2009. Ч. 2: Экспертные оценки. – 2011. – 486 с.
8. *Волкова И.О.* Эффективное управление производственными активами электросетевых компаний. – СПб.: Изд-во политехн. ун-та, 2008. – 258 с.
9. *Макарычев П.П., Афонин А.Ю.* Оперативный и интеллектуальный анализ данных: Учеб. пособие. – Пенза: Изд-во ПГУ, 2010. – 156 с.
10. *Нестеров С.А.* Базы данных. Интеллектуальный анализ данных. – СПб.: Изд. политех. ун-та, 2011.
11. *Барсегян А.А., Куприянов М.С., Степаненко В.В., Холод И.И.* Методы и модели анализа данных: OLAP и DataMining. – СПб: БХВ-Петербург, 2004. – 336 с.
12. *Башмаков А.И.* Интеллектуальные информационные технологии: Учеб. пособие. – М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2005. – 304 с.

Статья поступила в редакцию 2 февраля 2017 г.

RECORDING AND PROCESSING DATA OF ELECTRICAL SUBMERSIBLE MOTORS TECHNICAL STATE

V.G. Goldstein, E.V. Revyakina

Samara State Technical University
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation

Basis information of improvement of the operation effectiveness the electrical submersible motor (ESM) of oil production are operational (on-line monitoring and sporadic control) and retrospective (forecasting according to emergency incidents) estimates their technical condition. Merits and demerits of the called approaches and expediency of their association within the main maintenance strategy and repairs of ESM are stated by the operating time and actual state. Informatization for the ESM vital cycle description as most essential element of electrosubmersible installations (ESU) is discussed. For the definition of probability distributions and system of operational factors documents about accident rate of ESM in JSC "Samaraneftegaz" are used. They allow predicting boundary conditions of standard sets and concrete ESM at the set operating time from initial commissioning or capital repairs.

Keywords: *technical resources, electric equipment, electrical submersible motor, life cycles, information technologies, operational factors.*

*Valery G. Goldstein (Dr. Sci. (Techn.)), Professor.
Ekaterina V. Revyakina, Postgraduate Student.*