

УДК 621.313.17

## К ВОПРОСУ О ПОВРЕЖДАЕМОСТИ, ОБСЛУЖИВАНИИ И РЕМОНТАХ ПОГРУЖНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ

**В.С. Романов<sup>1</sup>, В.Г. Гольдштейн<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Тольяттинский государственный университет  
Россия, 445020, г. Тольятти, ул. Белорусская, 14

<sup>2</sup>Самарский государственный технический университет  
Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

**Аннотация.** В оптимизации и управлении жизненными циклами погружного электрооборудования (ПЭО) нефтедобычи целесообразен комплексный подход к организации технического обслуживания и ремонтов (ТОиР) на основе разработки более совершенной стратегии проведения ремонтных циклов. Констатируется, что принятые в отрасли нефтедобычи стратегии проведения ТОиР не обеспечивают в полной мере эффективность эксплуатации, что приводит к росту преждевременных отказов оборудования, сокращению межремонтных периодов и, как следствие, убыткам нефтедобывающих компаний. Оцениваются достоинства и недостатки подходов по организации эксплуатации ПЭО по наработке и фактическому состоянию при планировании, реализации ТОиР, а также целесообразность их комплексного применения. Предлагается использование статистических моделей для принятия аргументированного решения по определению состава и периода проведения ТОиР, прогноза граничных состояний множеств в целом и конкретных электроустановок ПЭО. При заданном времени наработки возможно определить основные закономерности появления дефектов и наработку на отказ элементов, а также в целом парка оборудования нефтедобывающих предприятий. Полученные результаты являются обоснованием комплекса рекомендаций по повышению эффективности эксплуатации и оптимизации управления жизненными циклами ПЭО нефтедобычи.

**Ключевые слова:** погружные электродвигатели, нефтедобыча, погружное электрооборудование, эффективность эксплуатации, управление жизненным циклом, статистика отказов, наработка на отказ, ресурс оборудования, ремонтный цикл.

Существующие технико-экономические аспекты корректной работы предприятий нефтедобычи (ПН) основаны на выполнении повышенных требований к снижению производственных затрат на добычу нефти, что обеспечивает высокую эффективность ПЭО нефтедобычи, минимизацию рисков отказов и технологических нарушений [1]. В организации высокоэффективной эксплуатации и управлении жизненными циклами (ЖЦ) электрооборудования ПН необходим комплексный подход к решению актуальных научных, технических, экономических и организационных задач [2].

---

Романов Владимир Сергеевич (к.т.н.), доцент кафедры «Электроснабжение и электротехника».

Гольдштейн Валерий Геннадьевич (д.т.н., проф.), профессор кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы».

Одним из приоритетных направлений повышения эффективности работы электрооборудования является полномасштабный анализ условий его эксплуатации. В значительной мере это необходимо для электрооборудования добывающих скважин, а именно – электропогружных установок (ЭПУ) с погружными электродвигателями (ПЭД).

На основании известных исследований [1, 3, 4, 7, 8] и работ авторов [5, 10] очевидно, что в нефтяной отрасли России растет доля электрооборудования с характерными признаками морального и физического износа, выработавшего свой ресурс. Для оборудования электротехнических комплексов добывающих скважин (ЭКДС) эти показатели в среднем составляют  $\approx 2\div 5\%$  в год от общего состава электрооборудования ПН [1, 7]. Обеспечение работоспособности оборудования, частично или полностью исчерпавшего запасы стойкости, заложенные при проектировании и изготовлении, требует все более возрастающих материальных вложений.

Принятые в отрасли нефтедобычи системы технического обслуживания и ремонтов – планово-предупредительного ремонта (ППР) и ремонта по текущему техническому состоянию (РТС) – не могут в полной мере гарантировать поддержание и восстановление свойств, характеристик оборудования ЭКДС. Происходит непрерывное снижение величины наработки на отказ как нового оборудования, так и эксплуатируемого длительное время [8]. Описанные обстоятельства требуют от собственников (ПН) все более возрастающих финансовых возможностей для организации ремонтных циклов. В сложившихся условиях эксплуатации ЭКДС доля удельных затрат на ремонты в нефтяной отрасли почти в два раза превышает аналогичный показатель в смежных отраслях топливно-энергетического комплекса (ТЭК) [3–5].

Каждая из названных стратегий ремонтов базируется на ключевых принципах универсальности и применимости к обширному составу оборудования ТЭК, в частности ЭКДС ПН. Для системы ППР характерно проведение ремонтных и профилактических работ на основании жестких сроков и рекомендаций, установленных отраслевыми стандартами и инструктивными документами для конкретного типа электрооборудования, а также фазы его жизненного цикла [8–10]. При этом определение фактического состояния оборудования ЭКДС ПН производится по формальным признакам непосредственно во время проведения текущих (ТР), капитальных (КР) ремонтов и технического обслуживания (ТО).

Рассмотренная стратегия ремонтов имеет ряд недостатков, в первую очередь связанных с существенными неоправданными техническими затратами и неиспользованием ресурса оборудования. Можно утверждать, что в структуре ППР, в частности для ЭКДС ПН, не учитываются индивидуальные особенности эксплуатации и ведения режима работы скважины, а также эксплуатационные физические воздействия (ЭФВ), являющиеся основной причиной износа и сокращения ресурса оборудования [4, 10].

Помимо этого даже при качественном выполнении ТОиР (проведении спускоподъемных операций, сборке-разборке оборудования с заменой наиболее изношенных элементов и др.) не удастся полностью гарантировать отсутствие новых дефектов и отказов в межремонтном периоде (МРП) вследствие нарушения взаимной совместимости новых и эксплуатируемых деталей [2, 11, 14].

Более современной, но также несовершенной является система ремонтов РТС, позволяющая повысить эффективность эксплуатации ЭКДС ПН за счет организации ТОиР на основании графика, времени ремонта и данных о текущем

состоянии элементов ЭКДС, то есть с учетом рационального использования технического ресурса. Однако и в данном случае имеет место недоиспользование заложенного ресурса оборудования, так как в период ТОиР целесообразно расширить объем работ для элементов ЭКДС, имеющих повышенный износ [13–16]. Для этого необходимо обеспечить качественную и достоверную информацию о фактическом текущем состоянии конструктивных элементов ЭКДС, ключевым образом влияющих на работоспособность комплекса, по имеющемуся составу диагностических параметров (ДП) [7–10, 13].

На основе анализа текущих ДП и их сравнения с граничными значениями принимается аргументированное решение по дальнейшему режиму эксплуатации оборудования и включению его в план ТОиР. Несомненно, особое внимание при этом обращено на аварийные и предаварийные режимы работы оборудования ЭКДС, поскольку это позволяет в динамике контролировать развитие дефектов, приводящих к аварийным отказам, выявить неблагоприятные режимы работы оборудования, составить информационную базу данных по аварийности, произвести прогнозирование для уменьшения аварийного ущерба [5, 8, 14].

В руководящем документе «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» [Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р] формулируется необходимость комплексной разработки и реализации методов, средств, направленных на качественное совершенствование эксплуатации систем электроснабжения и, в частности системы электрооборудования ПЭО ПН [14–16].

Названные принципы разработки высокоэффективных инновационных подходов к организации эксплуатации ЭКДС ПН заключаются прежде всего в построении совершенно новой системы ТОиР, которая исключает все недостатки, присущие «традиционным» стратегиям организации ремонтных циклов, принятых в отрасли. Отметим, что стратегии ППР и РТС имеют ряд общих позиций, поэтому их комплексное объединение предполагает создание высокоэффективной системы организации ремонтов, позволяющей обеспечить увеличение времени МРП, сокращение эксплуатационных затрат на ТОиР и принятие обоснованных, аргументированных решений по определению сроков, составу ТОиР и в целом эксплуатации всех элементов ЭКДС [2, 8, 11].

Объединение стратегий ТОиР по наработке и по текущему состоянию начинается с предварительного анализа, в котором исходно выявляются превышения предельных значений показателей ДП. Кроме этого производится оценка технического состояния всех элементов ЭКДС и отбор тех из них, которые имеют высокие показатели наработки, плохую аварийную и предаварийную историю, существенные недостатки, зафиксированные предшествующими ТОиР или связанные с другими ключевыми факторами потенциальной опасности.

Решение о включении конкретного оборудования в план ТОиР принимается на основании метода экспертных оценок [11]. Важным моментом при принятии решения служит статистическая информация о технологических нарушениях, сформированная на основании базы данных об аварийных отказах в период нормальной эксплуатации ЭКДС. Это необходимо для оптимизации управления эксплуатацией и жизненными циклами в кластерах ЭКДС ПН [16]. В данной работе приводятся результаты исследований по вероятностно-статистическому моделированию наработки на отказ основного узла ЭКДС – ПЭД. Отметим, что полная методология, необходимая для принятия обоснованного решения по включению оборудования ЭКДС ПН в состав ТОиР, представлена в исследованиях [5, 10, 15, 16].

Важнейшей характеристикой ЖЦ ПЭО ПН в формировании и построении ТОиР является ресурс электрооборудования во временном или параметрическом определении. По существу, он дает количественную оценку способности ЭКДС противостоять разнообразным внешним и внутренним ЭФВ. Данное противостояние возможно как за счет естественных свойств и характеристик самого объекта по заложенным запасам внутренней стойкости, так и в результате применения необходимого и достаточного набора специализированных систем защиты. Отметим, что здесь в равной степени следует учитывать ЭФВ как внешнего происхождения, направленные непосредственно на объект, так и внутреннего происхождения, возникающие в самом объекте.

Повышение величины ресурса ПЭО предопределяет значительную экономию инвестиционных средств, материальной и ресурсной базы за счет снижения плановых затрат на ремонтно-восстановительные работы и пополнение парка оборудования ЭКДС. При этом необходимо решение проблемы прогнозирования индивидуального ресурса ПЭО ПН. Его основа – оценка текущего технического состояния оборудования ЭКДС современными средствами «щадающей» диагностики и наблюдений в процессе эксплуатации.

Ресурс технических объектов относится не только к техническим, но и к экономическим показателям оценки текущего состояния. Современные темпы научно-технического прогресса в науке и технике предопределяют временные периоды естественной смены автоматизированного оборудования, электрических машин и аппаратов в среднем в 10 лет. Для основного оборудования ТЭК, особенно в нефтедобыче, вычислительной и управляющей технике, указанные периоды инвестиционно-инновационного обновления сокращаются в несколько раз. Именно поэтому показатель фактического ресурса установки должен соответствовать ее установленному сроку службы.

На практике фактический ресурс оборудования предприятий ТЭК оказывается значительно меньше нормативного и не достигает значений, оптимальных с экономической точки зрения. Установки ПЭО ПН являются наиболее ярким примером указанного несоответствия. Низкий уровень надежности, проектирования, изготовления, монтажа, технического обслуживания в сочетании с экстремальным воздействием ЭФВ, особенно в неблагоприятных климатических условиях регионов Сибири, Якутии и Дальнего Востока, приводит к снижению ресурса оборудования, вплоть до критических значений.

Современные научно-технические разработки и решения позволяют в значительной степени увеличить величину фактического ресурса ПЭО ПН, вплоть до значений, близких к пределу естественного и морального износа установок. Погружное электрооборудование ПН как сложная техническая система требует применения комплекса мер по повышению ресурса, в том числе индивидуально к каждому узлу: в одних случаях достаточно использования компетентного подхода к расчету и проектированию, в других нужна коррекция организации ТОиР и режимов эксплуатации, применение вновь созданных материалов, новых конструктивных решений и т. д.

Увеличение величины ресурса оборудования служит одним из источников повышения энергетической, экономической и экологической эффективности функционирования ПЭО ПН за счет оптимизации использования материальных, трудовых и эксплуатационных затрат. Так, согласно исследованиям Б.И. Кудрина [6] увеличение величины ресурса ПЭО ПН, а именно ПЭД, в среднем на 10 % эквивалентно такой же экономии инвестиций по производству но-

вых погружных электродвигателей или вводу новых мощностей. Одним из основных факторов, влияющих на величину ресурса, являются действующие на ПЭО и элементы конструкции нагрузки.

Как отмечалось ранее, использование компетентного подхода к расчету и проектированию, применение инновационных материалов – главные источники достижения стабильно высоких показателей величины ресурса ПЭО ПН, не требующие значительных материальных затрат. Поэтому разработку методов прогнозирования ресурсов следует рассматривать как основной и высокоэффективный подход, являющийся главным инструментом повышения эффективности эксплуатации за счет установления зависимости величины ресурса ПЭО ПН от внешних и внутренних факторов.

Особый практический интерес представляет прогнозирование индивидуального ресурса ПЭО на стадии эксплуатации, поскольку исследованию подлежит действующее оборудование и конкретные режимы работы. Решение общей проблемы ресурса действующего парка оборудования открывает для ПН дополнительные экономические возможности для повышения рентабельности производства. Ввиду большого разброса естественных характеристик и нагрузочных режимов скважинного оборудования величина индивидуального ресурса также будет варьироваться в широких пределах. Так, например, относительное стандартное отклонение (или коэффициент вариации  $C_v$ ) величины ресурса ПЭО ПН, в особенности ПЭД, находится в диапазоне значений  $0,25 \leq C_v \leq 0,35$  [1, 2].

Прогнозирование величины индивидуального ресурса оборудования позволяет более корректно планировать режимы работы, периоды ТОиР, подготовить ресурсную базу для обслуживания и ремонта, а также предупредить возможные технологические нарушения и критические состояния. Индивидуальное прогнозирование приводит к увеличению среднего ресурса ПЭО, предупреждает преждевременный останов работоспособного оборудования для профилактического восстановления или ремонта и позволяет обоснованно определить оптимальный период эксплуатации. В некоторых случаях возможно аргументированное продление рентабельной эксплуатации скважинного оборудования при условии снижения нагрузок и коррекции режима работы. Поэтому процесс прогнозирования индивидуального ресурса ПЭО ПН можно рассматривать как систему управления эксплуатацией и ТОиР [7, 10].

Анализ эффективности эксплуатации ЭКДС ПН основывается на вероятностных статистических описаниях и распределениях, построении математических моделей (ММ) надежности [12]. Эффективность эксплуатации оборудования как комплексный показатель технических и технологических характеристик характеризуют следующие показатели: поток отказов систем длительного использования (или повреждаемость оборудования), наработка на отказ (или время непрерывной работы), длительность перерыва в работе, ущерб от потери питания и т. д. [9]. Поток отказов определяется выходом из строя основных составляющих ЭКДС вследствие нарушения правил эксплуатации, некачественного и несвоевременного ТОиР, ошибочных действий обслуживающего персонала, опасных ЭФВ внутреннего и внешнего происхождения.

Для детального изучения предмета исследований данной статьи необходима его краткая характеристика. В состав ПЭО ЭКДС входят функционально взаимосвязанные наземные и подземные элементы системы электроснабжения, а именно: комплектная трансформаторная подстанция (КТП) с понижающим трансформатором 6/0,4 кВ, коммутационные аппараты, защита от перенапряже-

ний, станция управления, повышающий трансформатор  $0,4/U_{\text{раб}}$  кВ; элементы ЭПУ–ПЭД, гидрозащита, электроцентробежный насос (ЭЦН), погружная кабельная линия (ПКЛ), насосно-компрессорные трубы (НКТ) и пр. [7, 12, 15, 16].

Состав оборудования ЭКДС разнообразен по свойствам, характеристикам и функциональному назначению, поэтому целесообразно дать оценку надежности узлов ЭКДС для формализации определения их работоспособности [13]. Для этого создана информационная база, в которой были собраны и проанализированы акты расследования причин аварий за 2014÷2019 гг. на ПН Поволжья.

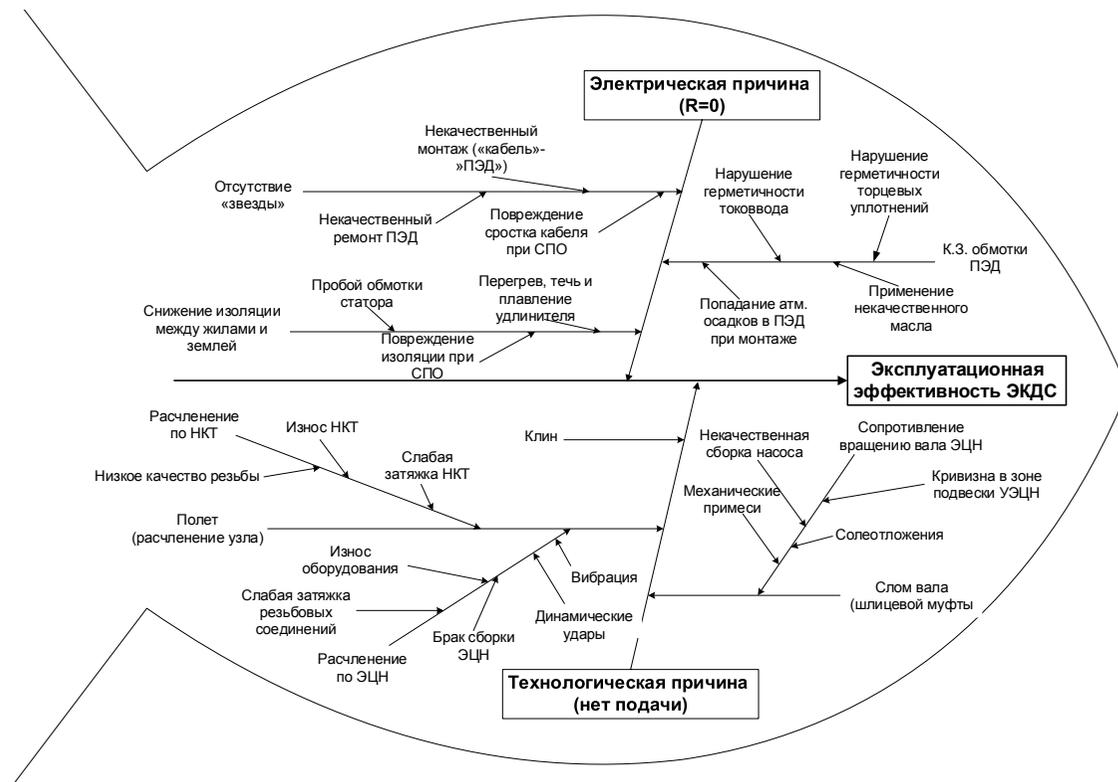


Рис. 1. Диаграмма причинно-следственной связи для оценки эффективности эксплуатации ЭКДС

Практический инструмент для этого решения сформирован на основе регрессионного анализа причинно-следственных связей. Это метод, известный в менеджменте качества как диаграмма К. Исикава [11], которая для ЭКДС приведена на рис. 1. Она позволяет в графической форме установить причинно-следственные связи возникновения отказов основных узлов комплекса.

Анализ данных, представленных на рис. 1, отчетливо показывает явное преобладание технологических нарушений в подземной части ЭКДС – ЭПУ. Отказы в работе наземной части ЭКДС, как правило, немногочисленны и напрямую сопряжены с отказами ЭПУ [14]. Безусловно, ЭПУ работают в экстремальных условиях под влиянием ЭФВ разнообразных по воздействию, природе происхождения, физике процесса [7, 15]. Среди множества ЭФВ можно назвать наиболее значимые с точки зрения нарушений работоспособности комплекса ЭПУ: электромагнитные (ЭЭФВ), термические (ТЭФВ), механические (МЭФВ), гидродинамические (ГЭФВ). Самая распространенная группа ЭФВ – ЭЭФВ [13].

На рис. 2 приведены результаты обработки статистического материала по отказам в работе ЭПУ в Поволжском регионе за 2014÷2019 годы. Как видно, наибольшее количество отказов приходится на электрическую часть ЭПУ – более 50 %, а именно на технологически связанные узлы «кабель – ПЭД» [7]. Приведенная статистика подтверждает данные из технической литературы [1, 10–15], а также результаты [5, 10, 15, 16], согласно которым самыми проблемными элементами ЭПУ являются ПЭД (22,7 % отказов) и ПКЛ (34,3 % отказов).

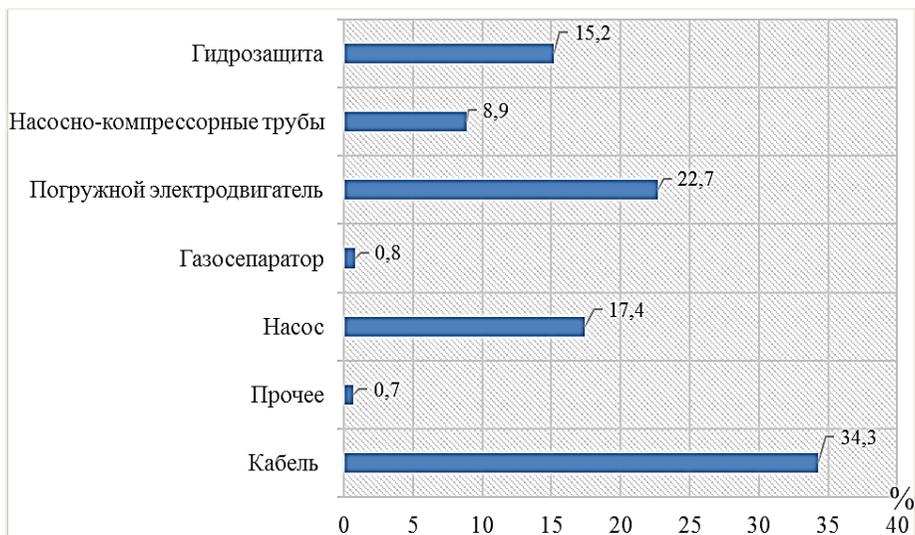


Рис. 2. Диаграмма количества отказов по элементам конструкции ЭПУ

Фактически названные узлы формально определяют общую работоспособность ЭПУ. Выход из строя ПКЛ происходит по следующим причинам: электропробой кабеля (47,7 %), кабельной муфты (10 %), удлинителя (7 %), электропробой в сростке (5 %), механические повреждения кабеля, заводской брак, некачественный монтаж.

Причинами и сопутствующими обстоятельствами технологических нарушений ПЭД являются: электропробой в пазу (45 %), электропробой токоввода (19 %), электропробой в лобовой части обмотки статора (10 %), перегрузки (6 %), коррозия корпуса, некачественный ремонт, некачественный монтаж, механические примеси и солеотложения, негерметичность НКТ и прочие [4]. ПЭД являются сложными техническими системами, состоящими из элементов различных по составу, по физической природе (механические, электрические, гидравлические и т. д.) и по степени воздействий ЭФВ. Поэтому далее в качестве объекта исследования рассмотрен ПЭД как наиболее ответственный и аварийный элемент ЭПУ.

На рис. 3 подробно (в относительном виде, в %) представлено соотношение между отказами, связанными с ПЭД, и причинами данных отказов. На рис. 4 приводятся данные по наработке на отказ ПЭД в Поволжском регионе разбивкой по годам эксплуатации. Уменьшение наработки на отказ ПЭД после проведения ТОиР как стратегическое направление повышения надежности ПЭО требует разработки комплекса технических, организационных решений по оценке текущего и остаточного ресурса ПЭД, а также прогнозирования ЖЦ ЭПУ в целом [3, 8].

Это определяет необходимость и актуальность технико-экономического обоснования очередности проведения ТО, ТР, КР, реконструкции, модернизации и пр. в управлении и оптимизации ЖЦ ЭКДС ПН на основе: непрерывной диагностики эксплуатационного состояния элементов комплекса; следования отраслевым стандартам, директивным данным, а также инструктивным рекомендациям по мероприятиям, необходимым для текущих этапов ЖЦ комплекса; оценки текущих и остаточных технических ресурсов с учетом данных по аварийности однотипных объектов в условиях региона для прогнозирования времени безотказной работы оборудования ЭКДС.

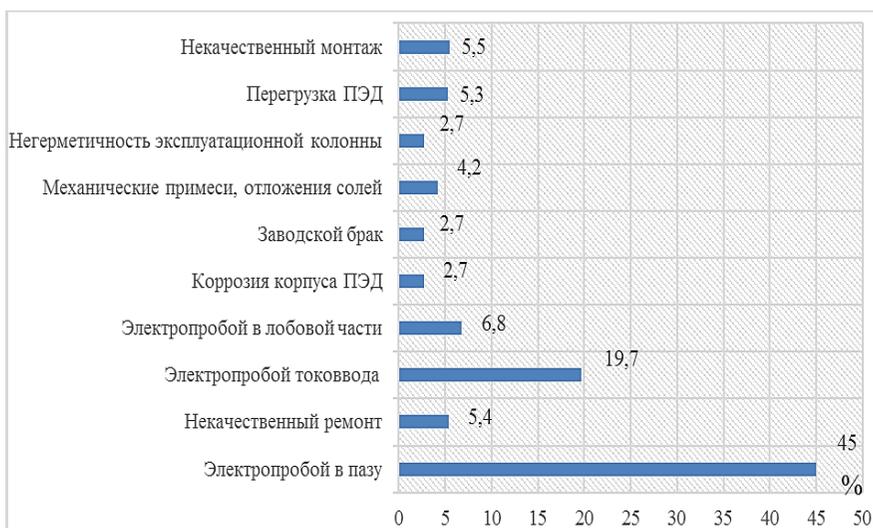


Рис. 3. Диаграмма характера повреждений ПЭД

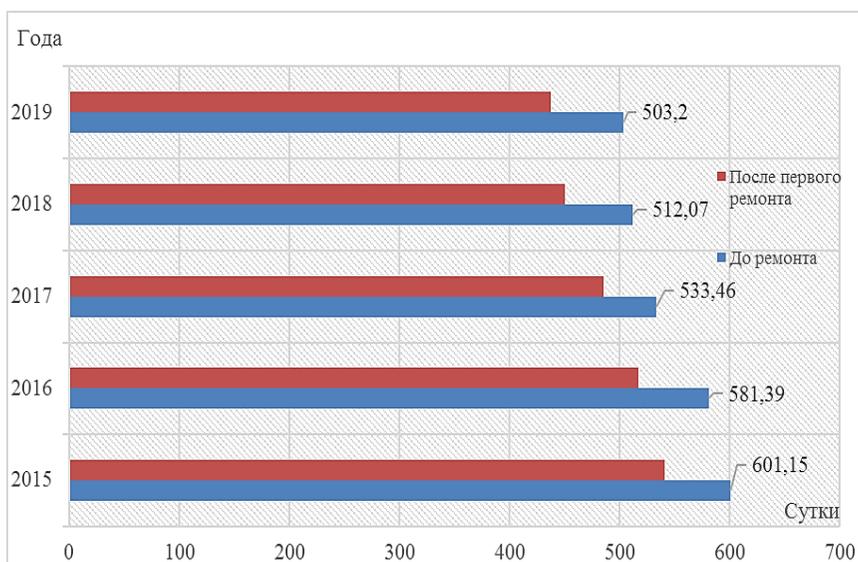


Рис. 4. Нарботка на отказ ПЭД за 2015÷2019 гг.

Методической и фактической основой описанного комплексного подхода к определению стратегии управления ЖЦ ЭКДС, в частности ЭПУ, являются названные выше принципы организации ТОиР и результаты статистического анализа аварийности.

С целью статистического обоснования названных принципов сформированы и обобщены данные по аварийности ПЭД на крупнейшем нефтедобывающем предприятии Поволжья – АО «Самаранефтегаз». Они составили информационную базу данных (ИБД), в которой содержатся сведения о более чем 9000 инцидентах, связанных с отказами ПЭД. Они упорядочены по номинальной мощности ПЭД без учета типоразмера двигателя.

В результате получены следующие статистические данные за период наблюдений 2014÷2019 гг.: в группе ПЭД-32 выборка составила 1859 отказов (19,5 % от общего количества); ПЭД-45 – 2520 отказов (28,7 % от общего количества); ПЭД-56 – 1553 отказа (19 % от общего количества); ПЭД-63 – 873 отказа (11,3 % от общего количества) в АО «Самаранефтегаз». В СамГТУ с помощью методов математической статистики произведен поиск и регрессионное определение функциональных зависимостей в тематически выделенных локальных наборах данных и оценка вероятности возникновения аварийных отказов выделенных групп ПЭД [5, 8]. В таблице для выборок условных групп ПЭД представлены данные о вероятностных распределениях наработки на отказ ПЭД по данным описанной выше статистической базы данных.

#### Функции плотности распределения наработки на отказ по группам ПЭД

Закон распределения	Группы ПЭД	Функция плотности $f(t)$	Значимость по критериям	
			$\lambda$ -критерий	$\chi^2$ -критерий
Вейбулла	ПЭД-56	$f(t)=0,02117 \cdot t^{-0,3915} \cdot e^{-0,0348 \cdot t^{0,6085}}$	0,97	0,81
Экспоненциальный	ПЭД-63	$f(t)=0,02877 \cdot e^{-0,02877 t}$	0,90	0,32
Логнормальный	ПЭД-32	$f(t)=0,149 \cdot e^{-0,693k} \cdot t^{-1}$	0,62	0,41
	ПЭД-45	$f(t)=0,2249 \cdot e^{-0,635k} \cdot t^{-1}$	0,96	0,95

Качественный и количественный анализ наработки на отказ по группам ПЭД с помощью названной выше ИБД позволяет на основе информационных технологий совершенствовать организацию эксплуатации оборудования ПН, а именно:

- выявить взаимозависимости, причинно-следственные связи, ассоциации и аналогии на множестве зафиксированных в ИБД инцидентов отказов оборудования (в данном случае ПЭД) с учетом ретроспективных и прогнозируемых временных факторов и локализации событий;

- классифицировать события и ситуации по конкретным техническим характеристикам и технологическим особенностям процессов нефтедобычи;

- прогнозировать ход технической эксплуатации, организацию обслуживания, ремонта, а также технологических и организационных процессов и позиций жизненных циклов ПЭО ПН, в частности ПЭД, и др.

В процессе анализа статистики отказов с помощью ИБД по аварийности для наиболее частых причин отказов оборудования прогнозируются сроки службы оборудования ПН 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 электроустановок, так и систем энергоснабжения в целом.

### **Выводы**

1. Сформулированы положения для совершенствования организации эксплуатации оборудования ПН.

2. В управлении жизненными циклами ПЭО ПН целесообразен комплексный подход в организации ТОиР, основанный на качественном объединении принятых в отрасли стратегий ремонтов и использующий в качестве основных положений данные и по наработке, и по текущему состоянию.

3. Для снижения повышенной аварийности ПЭО ПН, количества внезапных отказов и увеличения технического параметра наработки на отказ необходим системный учет, анализ данных по эксплуатации и создание расширенной информационной базы данных по технологическим нарушениям с использованием информационных технологий.

4. Комплексное использование статистических распределений эксплуатационных показателей является эффективным средством организации ТОиР, управления и планирования безопасной, надежной и эффективной эксплуатации оборудования нефтедобывающих предприятий.

5. Результаты качественного и количественного анализа наработки на отказ по группам ПЭД, полученные с помощью ИБД, дают возможность прогнозировать сроки службы оборудования ПН для различных условий эксплуатации, качества изготовления, текущей наработки и др.

6. Формульные выражения законов распределения наработки на отказ различных групп ПЭД, представленные в таблице, позволяют корректно и обоснованно определять параметры жизненных циклов электрооборудования ПН, формировать оценки для технико-экономического сопоставления вариантов электрооборудования ПН и текущих ресурсов его элементов.

### **БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК**

1. *Нурбосынов Д.Н., Табачникова Т.В., Швецова Л.В.* Повышение эксплуатационно-энергетических характеристик электротехнического комплекса добывающей скважины при добыче вязкой и высоковязкой нефти // *Промышленная энергетика*. 2015. № 8. С. 18–22.
2. *Таджибаев А.И.* Научные основы систем оценки технического состояния электрооборудования электротехнических комплексов: Дис. ... д-ра техн. наук. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2006. 373 с.
3. *Сушков В.В., Тимошкин В.В., Сухачев И.С., Сидоров С.В.* Оценка остаточного ресурса изоляции погружного электродвигателя установок электрических центробежных насосов добычи нефти при воздействиях импульсных перенапряжений // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. 2017. Т. 328. № 10. С. 74–80.
4. *Романов В.С., Гольдштейн В.Г.* Статистический анализ технологических нарушений в эксплуатации погружных электродвигателей нефтедобычи // *Труды Кольского научного центра РАН. Энергетика*. 2018. Вып. 16. С. 114–122.
5. *Швецова Л.В.* Повышение энергоэффективности электротехнического комплекса добывающей скважины с высоковязкой нефтью: Дис. ... канд. техн. наук. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2016. 153 с.
6. *Кудрин Б.И.* Формирование электрического хозяйств металлургического предприятия как большой системы // *Известия Томского политехнического института*. 1976. Т. 295. С. 129–134.
7. *Мамедов О.Г.* Научные основы повышения эксплуатационной надежности погружных электродвигателей: Монография. Баку: Элм, 2010. 183 с.
8. *Romanov V.S., Goldstein V.G.* The dynamic improvement methods of energy efficiency and reliability of oil production submersible electric motors // *IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series*. 2018. Vol. 944. № 012099. conference 1. Pp. 589–595.

9. *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.
10. *Кожин А.Г., Соловьев И.Г.* Анализ факторов, влияющих на износ погружного электрооборудования // Вестник кибернетики. 2006. № 5. С. 3–9.
11. *Романов В.С.* Повышение эксплуатационной эффективности электротехнических комплексов нефтедобычи с погружными электродвигателями: Дис. ... канд. техн. наук. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2019. 87 с.
12. *Бабаев С.Г., Габитов И.А., Меликов Р.Х.* Основы теории надежности нефтепромыслового оборудования. Баку: АГНА, 2015. 400 с.
13. *Sukhachev I.S., Gladkikh T.D., Sushkov V.V.* An algorithm of the loss risk assessment in the oil production in case of electric submersible motor failure // IEEE Conference 2016 Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines. Omsk, 2016. № 7819089. DOI: 10.1109/Dynamics.2016.7819089.
14. *Romanov V.S., Goldstein V.G., Vasilieva N.S.* The use of statistical models to improve the management of production cycles of submersible electrical equipment for oil production // IEEE Conference 2019 XXI International Conference Complex Systems: Control and Modeling Problems (CSCMP). Samara: Samara State Technical University, 2019. DOI: 10.1109/CSCMP45713.2019.8976496. Pp. 604–607.
15. *Салахов А.Х., Гафаров А.Р., Мухамедьяров Д.А.* Обзор современных конструкций погружных электрических двигателей, эксплуатируемых при нефтедобыче в условиях Крайнего Севера // XXI Российская научно-техническая заочная конференция «Энергетика: эффективность, надежность, безопасность». Томск: ТПУ, 2015. Секция 4. С. 279–281.
16. *Смирнов Н.И.* Исследование влияния износа на ресурс УЭЦН // Сборник трудов международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы трибологии». Самара: СамГТУ, 2007. Т. 1. С. 410–416.

*Статья поступила в редакцию 3 марта 2020 года*

## **TO THE QUESTION OF DAMAGE, MAINTENANCE AND REPAIRS OF SUBMERSIBLE ELECTRIC EQUIPMENT FOR OIL PRODUCTION**

***V.S. Romanov<sup>1</sup>, V.G. Goldstein<sup>2</sup>***

<sup>1</sup>Togliatti State University  
14, Belorusskaya st., Togliatti, 445020, Russian Federation

<sup>2</sup>Samara State Technical University  
244, Molodogvardeyskaya st., Samara, 443100, Russian Federation

***Abstract.*** *In optimizing and managing the life cycles of submersible electrical equipment (SEE) for oil production, an integrated approach to the organization of maintenance and repairs (MRO) is advisable based on the development of a more advanced strategy for carrying out repair cycles. It is stated that the maintenance and repair strategies adopted by the oil industry do not fully ensure operational efficiency, which leads to an increase in premature equipment failures, a reduction in turnaround times and, as a result, losses for oil companies. The advantages and disadvantages of approaches to organizing the operation of SEE on the operating time and the actual state in the planning, implementation of maintenance and repair, as well as the feasibility of their complex application are evaluated. It is proposed to use statistical models to make an informed decision on determining the composition and period of MRO, forecasting the boundary states of sets in general and specific SEE electrical installations. At a given operating time, it is possible to determine the basic laws of the appearance of defects and the mean time between failures (MTBF) of the elements, as well as the fleet of equipment of oil-producing enterprises as a whole. The*

---

*Vladimir S. Romanov (Ph.D. (Techn.)), Associate Professor.  
Valery G. Goldstein (Dr. Sci. (Techn.)), Professor.*

*results obtained are the rationale for a set of recommendations to improve operational efficiency and optimize life cycle management of submersible electrical equipment for oil production.*

**Keywords:** *submersible electric motors, oil production, submersible electrical equipment, operational efficiency, life cycle management, failure statistics, mean time between failures, equipment life, repair cycle.*

#### REFERENCES

1. *Nurbosynov D.N., Tabachnikova T.V., Shvetskova L.V.* Improving the operational and energy characteristics of the electrical complex of a producing well during the production of viscous and highly viscous oil // *Industrial Energy*. 2015. № 8. Pp. 18–22.
2. *Tajibaev A.I.* Scientific basis of systems for assessing the technical condition of electrical equipment of electrical complexes: Dis. ... dr. tech. sciences. Samara: Samar. state tech. Univ., 2006. 337 p.
3. *Sushkov V.V., Timoshkin V.V., Sukhachev I.S., Sidorov S.V.* Estimation of the residual life of insulation of a submersible electric motor of installations of electric centrifugal oil production pumps under the influence of surge voltage // *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo-Resource Engineering*. 2017. Vol. 328. № 10. Pp. 74–80.
4. *Romanov V.S., Goldstein V.G.* Statistical analysis of technological violations in the operation of submersible electric motors for oil production // *Transactions of the Kola Scientific Center of the Russian Academy of Sciences. Energy* 2018. Issue 16. Pp. 114–122.
5. *Shvetskova L.V.* Improving the energy efficiency of the electrical complex of a producing well with high viscosity oil: Dis. ... cand. tech. sciences. Samara: Samar. State tech. Univ., 2016. 153 p.
6. *Kudrin B.I.* Formation of electric facilities of a metallurgical enterprise as a large system // *Bulletin of the Tomsk Polytechnic Institute*. 1976. Vol. 295. Pp. 129–134.
7. *Mamedov O.G.* Scientific basis for improving the operational reliability of submersible electric motors: Monograph. Baku: Elm Publishing House, 2010. 183 p.
8. *Romanov V.S., Goldstein V.G.* The dynamic improvement methods of energy efficiency and reliability of oil production submersible electric motors // *IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series*. 2018. Volume 944. № 012099. conference 1. Pp. 589–595.
9. *Kitabov A.N., Tokarev V.P.* Information-measuring system for diagnostics of a submersible electric motor // *Bulletin of USATU. Electronics, measuring equipment, radio engineering and communications*. 2011. Vol. 15. № 1 (41). Pp. 163–164.
10. *Kozhin A.G., Soloviev I.G.* Analysis of factors affecting the wear of submersible electrical equipment // *Tomsk State University Journal. cybernetics*. 2006. № 5. Pp. 3–9.
11. *Romanov V.S.* Improving the operational efficiency of electrotechnical complexes of oil production with submersible electric motors: Dis. cand. tech. sciences. Samara: Samar. State tech. Univ., 2019. 187 p.
12. *Babaev S.G., Gabibov I.A., Melikov R.Kh.* Fundamentals of the theory of reliability of oilfield equipment. Baku: AGNA, 2015. 400 p.
13. *Sukhachev I.S., Gladkikh T.D., Sushkov V.V.* An algorithm of the loss risk assessment in the oil production in case of electric submersible motor failure // *IEEE Conference 2016 Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines*. Omsk, 2016. № 7819089. DOI: 10.1109/Dynamics. 2016.7819089.
14. *Romanov V.S., Goldstein V.G., Vasilieva N.S.* The use of statistical models to improve the management of production cycles of submersible electrical equipment for oil production // *IEEE Conference 2019 XXI International Conference Complex Systems: Control and Modeling Problems (CSCMP)*. Samara: Samara State Technical University, 2019. DOI: 10.1109/CSCMP45713.2019.8976496. Pp. 604–607.
15. *Salakhov A.Kh., Gafarov A.R., Mukhamedyarov D.A.* A review of modern designs of submersible electric motors operated during oil production in the Far North // *XXI Russian Scientific and Technical Correspondence Conference "Energy: Efficiency, Reliability, Safety"*. Tomsk: TPU. 2015. Section 4. Pp. 279–281.
16. *Smirnov N.I.* Study of the effect of wear on the resource of the ESP // *Collection of works of the international scientific and technical conference "Actual problems of tribology"*. Samara: Samara State Technical University, 2007. Volume 1. Pp. 410–416.