

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Самарский государственный технический университет»

На правах рукописи

Романов Владимир Сергеевич

**ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ НЕФТЕДОБЫЧИ С
ПОГРУЖНЫМИ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯМИ**

Специальность 05.09.03 – Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель –
доктор технических наук,
профессор **Гольдштейн В.Г**

Самара - 2018

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1. Электротехнические комплексы нефтедобычи с погружными электродвигателями (ЭКПЭД). Состав, условия, проблемы и пути повышения эффективности эксплуатации.....	10
1.1. Проблемы эксплуатации ЭКПЭД в нефтедобыче.....	10
1.1.1. Технические средства и технологии подъема на поверхность нефтяной смеси.....	10
1.1.2. Краткая характеристика видов, исполнения и отказов ЭКПЭД.....	13
1.1.3. Эксплуатационные физические воздействия (ЭФВ) как причина старения ЭКПЭД.....	18
1.2. Математические модели ЭКПЭД для анализа процессов при электромагнитных и электромеханических ЭФВ.....	22
1.3. Математическое моделирование износа и накопления повреждений в погружных электротехнических комплексах нефтедобычи.....	28
1.4. Ретроспектива, перспектива и методология оценки эксплуатационной эффективности ПЭД	38
1.5. Обоснование принципов расследования технологических нарушений на погружном электрооборудовании нефтедобычи	45
1.6. Выводы по первой главе	59
ГЛАВА 2. Моделирование уровней эксплуатационной эффективности и готовности ПЭД.....	61
2.1. Показатели эксплуатационной эффективности и готовности ПЭД....	61
2.2. Статистическая обработка данных эксплуатации ПЭД.....	66
2.3. Прогнозирование эксплуатационного ресурса и количественных показателей эффективности ПЭД.....	78
2.4. Выводы по второй главе	83
ГЛАВА 3. Разработка и исследование математической модели эксплуатационной эффективности ПЭД.....	85
3.1. Классификация элементов ПЭД как сложной технической системы..	85
3.2. Формирование математической модели ПЭД в виде структурно-функциональной схемы.....	88

3.3. Оценка параметров постулируемых законов распределения постепенных отказов деталей в процессе эксплуатации	99
3.4. Определение уточненных уровней эксплуатационной эффективно- сти элементов ПЭД при различных законах распределения отказов.....	105
3.5. Выводы по третьей главе.....	112
ГЛАВА 4. Анализ экономической эффективности эксплуатации парка ЭКПЭД и пути ее повышения.....	
4.1. Критический анализ существующей организации системы проведе- ния ремонтов парка ЭКПЭД нефтедобычи.....	114
4.2. Причинно-следственная оценка производственных рисков эксплуа- тации парка ЭКПЭД ПН.....	119
4.3. Методология использования FMEA анализа для оценки вероятности возникновения производственных рисков отказов парка ЭКПЭД ПН.....	124
4.4 Анализ рентабельности и экономической эффективности эксплуата- ции парка ЭКПЭД после применения результатов FMEA анализа в ПН АО «Самаранефтегаз».....	134
4.5. Выводы по четвертой главе	143
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	145
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	147
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	164

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. Традиционно в экономике Российской Федерации нефтедобывающая отрасль является стратегически важной частью. В последние десятилетия происходит интенсивное освоение новых и эксплуатация действующего фонда месторождений. В существующих экономических и хозяйственных условиях функционирования оборудования нефтедобывающей отрасли можно выделить ряд особенностей: – в большинстве регионов России более 80% добычи нефти производится с помощью ЭКПЭД – электротехнических комплексов с погружными электродвигателями (ПЭД), которые являются их основной технологической составляющей; увеличилась трудоемкость процесса извлечения углеводородов из недр; – многолетняя эксплуатация нефтяных месторождений привела к увеличению обводненности скважинной продукции; – по данным эксплуатации отмечается очевидный рост рисков технологических нарушений в составляющих ЭКПЭД и др.

В настоящее время в российских предприятиях нефтедобычи (ПН) отрасли еще во многом сохранились исторически сложившиеся ранее отношения финансово-хозяйственного механизма, которые не отвечают современным экономическим условиям. Это, с одной стороны, является основной причиной дисбаланса в формировании, эффективном использовании и развитии производственных активов, а, с другой, – приводит к росту до критических значений (более 60÷ 70%) износа оборудования ЭКПЭД и, в частности, ПЭД. Названный дисбаланс находит, как следствие, свое отражение в уменьшении межремонтного периода, повышении количества преждевременных отказов составляющих ЭКПЭД, сокращение их индивидуальных ресурсов, способности выполнения заложенных регламентированных эксплуатационных функций.

Для решения обозначенных вопросов необходимо выполнить полномасштабный анализ действующих условий эксплуатации, причин технологических отказов с целью установки обоснованных требований к надежности и экономичности функционирования как погружного скважинного оборудова-

ния, так и наземной инфраструктуры. При этом необходимо учитывать режимы работы и условия эксплуатации ЭКПЭД, работающие в экстремальных условиях под влиянием разнообразных внутренних и внешних эксплуатационных физических воздействий (ЭФВ).

Решение проблемы повышения эффективности эксплуатации действующего фонда ЭКПЭД и, прежде всего, ПЭД, является насущной и особенно актуальной в настоящее время задачей. Здесь под эффективностью понимается снижение затрат ресурсов на корректное с технико-экономической точки зрения функционирование ЭКПЭД и улучшения его технологических показателей. Практика эксплуатации остро нуждается в актуальных и обоснованных количественных методах анализа и оценки технического состояния элементов ЭКПЭД. Для решения этой проблемы необходимо выработать соответствующую нынешним условиям и техническим требованиям методику по определению технического состояния ЭКПЭД и всех его элементов, основанную на опыте эксплуатации и анализе технологических отказов в работе оборудования, произвести оптимизацию и пересмотреть основные подходы по реализации системы технического обслуживания и ремонтов ЭКПЭД и других электротехнических комплексов нефтедобычи. Сказанное выше сформулировано на основе программы ресурсосбережения Российской Федерации [1] и определяет *актуальность* диссертационной работы.

Объектом исследования являются действующие электротехнические комплексы нефтедобычи с погружными электродвигателями.

Предметом исследования являются теоретические и практические аспекты жизненного цикла ЭКПЭД, оценка их эксплуатационного состояния и минимизации рисков технологических нарушений (отказов).

Цель исследования - повышение эффективности эксплуатации электротехнических комплексов нефтедобычи с погружными электродвигателями.

Для достижения поставленной цели в работе формулируются и решаются следующие **научно-технические задачи**.

1. Обоснование процесса и модели накопления повреждений ЭКПЭД от внутренних и внешних ЭФВ, анализ условий эксплуатации и технического состояния ЭКПЭД.

2. Статистическое моделирование отказов и уровней эксплуатационной эффективности ПЭД.

3. Разработка и исследование математической модели эксплуатационной эффективности ПЭД на основе структурно-функционального моделирования и прогнозирования остаточного ресурса ПЭД.

4. Разработка методики управления рисками технологических нарушений на ЭКПЭД ПН на основе инженерных методик менеджмента качества.

5. Анализ рентабельности и экономической эффективности от внедрения разработанных методов повышения эксплуатационной эффективности ЭКПЭД ПН.

Основные положения, выносимые на защиту.

1. Вероятностные модели отказов ПЭД по актуальным статистическим данным эксплуатации ПН.

2. Статистическая эмпирическая оценка остаточного ресурса ПЭД.

3. Математическая модель вероятности отказа ПЭД и его элементов, полученные на основании структурно-функционального моделирования.

4. Методика оценки производственных рисков ПН в части ЭКПЭД и ПЭД.

5. Анализ повышения эффективности эксплуатации ЭКПЭД в результате применения предложенных мероприятий на примере АО «Самаранефтегаз».

Основные методы научных исследований. Для решения задач работы использовались методы математического анализа, математической статистики, теорий вероятности, надежности, рисков, экономического менеджмента качества, математического и статистического моделирования.

Научная новизна.

1. Математические модели накопления повреждений, старения и отказов ПЭД от различных ЭФВ по актуальным данным эксплуатации ПН.

2. Вероятностно-статистические модели оценки ресурсов ПЭД.

3. Математическая модель вероятности возникновения отказа ПЭД и его элементов на основе структурно-функционального моделирования и разработанной методики оценки индивидуального остаточного ресурса.

4. Методика оценки эффективности эксплуатации и управления рисками технологических нарушений на ПН, основанная на использовании теории менеджмента качества.

Практическая ценность.

1. Локализация «узких мест» в эксплуатации ПЭД по результатам анализа и обработки статистических данных ПН в части ЭКПЭД для улучшения организации и планирования ремонтов, технического обслуживания, комплексной модернизации устаревшего оборудования и комплектования аварийного резерва.

2. Коррекция и оптимизация системы ТООиР и руководящих документов о порядке продления срока эксплуатации ЭКПЭД и ПЭД сверх амортизационного ресурса на основе уточненных законов распределений, плотностей и функций распределений наработки на отказ, полученных на основе результатов обработки актуального статистического материала по отказам ЭКПЭД ПН для наиболее распространенных типов ПЭД (ПЭД-32, ПЭД-45, ПЭД-56, ПЭД-63) различных модификаций.

3. Определение влияния дефектов на эффективность эксплуатации, прогнозирование потенциально возможных отказов, их причин и последствий, а также состава мероприятий для уменьшения вероятности их появления и устранения.

Соответствие работы разделам паспорта специальности 05.09.03 «Электротехнические комплексы и системы».

1. Развитие общей теории электротехнических комплексов и систем, изучение системных свойств и связей, физическое, математическое, имитационное и компьютерное моделирование компонентов электротехнических комплексов и систем.

4. Исследование работоспособности и качества функционирования

электротехнических комплексов и систем в различных режимах при разнообразных внешних воздействиях.

5. Разработка безопасной и эффективной эксплуатации, утилизации и ликвидации электротехнических комплексов и систем после выработки ими положенного ресурса.

Достоверность полученных результатов исследований подтверждается корректным использованием соответствующего математического аппарата, вычислительных программных комплексов, обоснованностью принятых допущений и подтверждается удовлетворительным совпадением результатов расчетов и экспериментальных данных.

Результаты исследования прошли рецензирование в научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ. Исходные данные получены из производственной базы данных АО «Самаранефтегаз».

Апробация работы. Основные положения диссертации и отдельные ее разделы докладывались и обсуждались на научных семинарах кафедры «АЭЭС» СамГТУ; на XIII Международной научно-практической конференции «Ашировские чтения» (Самара, 2016г.); на VIII Международной молодежной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодежи» (Самара, 2017г.); на XII Всероссийской открытой молодежной научно-практической конференции «Диспетчеризация и управление в электроэнергетике» (Казань, 2017г.); на XI Международной IOP научно-технической конференции «Динамика систем, механизмов и машин» (Омск, 2017г.); на XIII Молодежной научной конференции «Тинчуринские чтения» (Казань, 2018г.).

Реализация результатов работы. Результаты диссертационной работы переданы для внедрения в АО «Самаранефтегаз» и ОАО «Удмуртнефть».

Разработанные методы оценки эксплуатационной эффективности используются в учебном процессе на кафедре «Автоматизированные электроэнергетические системы» ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», а также в ГБОУ ВО «Альметьевский нефтяной институт».

Публикации. Основное содержание диссертации изложено в 12 печатных работах, опубликованных автором лично и в соавторстве, 4 из которых в периодических изданиях, рекомендованных ВАК РФ, 1 работа в издании, индексируемом в базе Web of Science.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, четырех глав, заключения. Основная часть исследования изложена на 146 страницах и содержит 40 рисунков, 20 таблиц и 5 приложений. Библиографический список состоит из 150 наименований на 17 страницах.

ГЛАВА 1. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ НЕФТЕДОБЫЧИ С ПОГРУЖНЫМИ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯМИ (ЭКПЭД). СОСТАВ, УСЛОВИЯ, ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

1.1. Проблемы эксплуатации ЭКПЭД в нефтедобыче

1.1.1. Технологии и технические средства подъема на поверхность нефтяной смеси

Общим технологическим процессом нефтедобычи является подъем из пласта сложной смеси нефти, газа и воды с разнообразными примесями. Эта газожидкостная смесь движется по насосно-компрессорным трубам (НКТ) от забоя до устья скважины и в процессе ее подъема из нее выделяется газ, а также происходят отложения примесей на стенках НКТ и другие процессы [2].

В зависимости от пластового давления, физических свойств нефти, коллекторских свойств продуктивного пласта, а также конкретных условий в нефтедобыче используются следующие наиболее распространенные способы подъема на поверхность названной смеси.

1. Фонтанный, когда нефть поднимается на поверхность за счет природной (пластовой) энергии: естественного напора сжатых горных пород, сжатого газа, когда давление на устье больше давления насыщения из-за уменьшения плотности смеси нефти и газа при ее подъеме [3].

2. Гидролифтный, поддерживающий пластовое давление различными способами заводнения, то есть закачки в пласт воды или смеси воды и полимеров (или биополимеров) [3].

3. Газлифтный, когда в скважину закачивается сухой газ, воздух, углекислота, продукты окисления жидких легких углеводородов кислородом [4].

4. Сочетание гидро и газлифтного методов.

5. Термические методы воздействия на пласт паром, горячей водой, пароводяной смесью до 200°C (без кипения при высоком давлении), а также тепловые процессы вплоть до внутрипластового горения. Применение этих методов требует тщательного экономического обоснования.

6. Насосный или механизированный, когда нефть поднимается на поверхность с помощью насосов и т.д.

В таблице 1.1 представлено сравнение описанных способов подъема пластовой жидкости.

Таблица 1.1

Сравнение способов подъема пластовой смеси из скважины на поверхность

№№ п/п	Название	Преимущества	Недостатки
1.	Фонтанный	Естественная высокая продуктивность на начальных стадиях эксплуатации.	В основном непродолжительная нефтеотдача. Нужна энергия для поддержки работы. Используют только 9% фонда скважин
2.	Газлифт и плунжерный лифт	Отбор больших объемов жидкости, большой газовый фактор, тяжелая, густая нефть. Малое влияние профиля ствола скважины, мехпримесей, высоких давлений и температуры коррозии, отложений солей и парафина. Гибкость и сравнительная простота регулирования режима работы скважин по дебиту, простота обслуживания и ремонта скважин. Рост (до 90%) нефтеотдачи пласта при малой ($1,5 \div 2\%$ от общего объема) закачке газа.	Большие начальные капитальные вложения в строительство компрессорных станций. Сравнительно низкий коэффициент полезного действия (КПД). Возможность образования стойких эмульсий в процессе подъема продукции скважин. Большие затраты на газ и его закачку.
3.	Гидролифтный	Увеличение нефтеотдачи более 45%. Сокращение сроков нефтедобычи. Интенсивное использование месторождения.	Значительные капитальные вложения в строительство установок всех видов заводнения. Расходы систему нагнетательных скважин.
4.	Тепловой	Снижение вязкости нефти на $40 \div 50\%$. Добыче нефти с вязкостью до 100 мПа·с. Увеличение нефтеотдачи пластов. Вытеснение нефти из пористой среды.	Необходимость применения неминерализованной чистой воды для парогенераторов. Ограничение по толщине пласта не менее 15 м и глубине скважин не более $1000 \div 1200$ м.
5.	Насосный	Подъем смеси с глубины до 3 км. Широкая гамма насосов по затратам, принципу действия, глубине, мощности (подаче). Высокая объемная производительность. Подвеска на кабеле с допустимой нагрузкой до 45 т.	Затруднена борьба с примесями и отложениями. Много операций «спуск-подъем». Переменные температурные и механические нагрузки на действующие элементы (штанги, колонны и др.).

Каждый из выделенных способов добычи углеводородного сырья имеет свои особенности, достоинства, недостатки и применим индивидуально

под местные геолого-технологические условия залегания пластов [5]. Многие из описанных способов добычи существуют непосредственно с начала их применения и совершенствуются с развитием науки и техники. Отличительной особенностью современной нефтедобычи является более сложные условия получения углеводородного сырья ввиду истощения большинства существующих месторождений и увеличения глубины залегания [3]. Поэтому большинство традиционных методов добычи оказываются в лучшем случае малоэффективны, либо полностью неприменимы. На данный момент самым перспективным и получившим наибольшее распространение является насосный или механизированный способ добычи [5].

Таблица 1.2

Статистика применения методов нефтедобычи по числу скважин, суточному дебиту и объему

Способ эксплуатации	Число скважин, %	Средний дебит, т/сут.		Добыча, % от общей	
		нефти	жидкости	нефти	жидкости
Фонтанный	8,8	31,1	51,9	19,5	9,3
Насосный УЭЦН	27,4	28,5	118,4	52,8	63,0
Насосный СШНУ	59,4	3,9	11,0	16,1	13,1
Газлифтный	4,3	35,4	154,7	11,6	14,6
Прочие	0,1	-	-	-	-

В таблице приведены открытые статистические данные портала «Нефть, газ и фондовый рынок» [6] по состоянию на сентябрь 2018 г. Это – средние значения, мало отличающиеся в отечественной и зарубежной нефтедобыче [4, 5, 6]. Применение конкретных видов нефтедобывающего оборудования определяется по результатам технико-экономического расчета рабочих параметров скважинных насосов и наземного оборудования и паспортными данными предполагаемых режимов работы установок нефтедобычи [7].

Строго говоря, текущие характеристики этих установок ухудшаются при кумулятивном накоплении последствий эксплуатационных физических воздействий (ЭФВ см. § 1.1.3 и далее §1.2, 1.3), приводящих к износу оборудования и ухудшения условий, прежде всего, электромагнитной совместимости. При этом в зависимости от условий эксплуатации области экономически

целесообразного применения различных способов могут существенно измениться по сравнению с принятыми при проектировании [3, 7].

В мировой и отечественной нефтедобыче получили распространение следующие глубинно-насосные установки.

1. Скважинные штанговые насосные установки (СШНУ).
2. Установки погружных центробежных насосов с электроприводом (УЭЦН).
3. Установки гидравлических поршневых насосов (УГПН).
4. Установки с винтовыми насосами и электроприводом (УЭВН).
5. Установки с диафрагменными насосами и электроприводом (УЭДН).
6. Установки со струйными насосами (УСН).

В нашей стране наибольшее распространение по фонду добывающих скважин получили СШНУ, а по объему добычи – УЭЦН [7, 8]. Это связано с тем, что установки СШНУ предназначены для эксплуатации низко- и средне-дебитных, а установки УЭЦН – для эксплуатации средне- и высокодебитных скважин. Остальные установки (УГПН, УЭВН, УЭДН, УСН) ни по фонду добывающих скважин, ни по добыче нефти с ними пока конкурировать не могут и используются для ограниченного числа и категорий скважин.

1.1.2. Краткая характеристика видов, исполнения и отказов ЭКПЭД

Приведенный выше анализ позволяет обоснованно утверждать, что погружные электротехнические комплексы (ЭКПЭД), основным элементом которых являются ПЭД, это – важнейший технологический и технический кластер оборудования нефтедобычи, являющийся объектом и предметом исследований в настоящей работе.

Достоинства ЭКПЭД по сравнению с другими установками: - широкий диапазон подач; - возможность эксплуатации в наклонно-направленных скважинах; - независимость показателей насоса от положения в пространстве; - меньший износ НКТ, срок службы $5 \div 7$ лет; - межремонтный период работы до 600 суток; - отсутствие движущихся частей в наземном оборудовании, что не требует строительства специальных ограждений [8, 9].

Недостатки ЭКПЭД: - высокая чувствительность к наличию газа [3, 4]; - плохая работа в условиях коррозионно-агрессивной среды, при выносе песка; - невозможность эксплуатации скважин с вязкой жидкостью (при вязкости более 200 Па·с эксплуатация невозможна) [6]; - низкая термостойкость изоляции ПЭД и кабеля (температура в зоне ПЭД не более + 90 °С); - ограниченность применения в наклонно-направленных скважинах.

В состав ЭКПЭД входят питающие трансформаторы, системы управления с устройствами защиты от аномальных режимов (прежде всего, КЗ и перенапряжений), коммутационными аппаратами и погружной кабель, доставляющий электроэнергию круглый по скважине и плоский непосредственно около ПЭД [9].

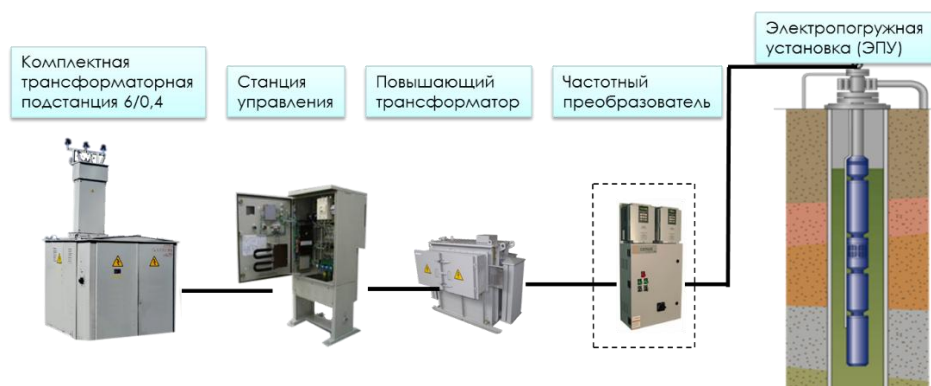


Рис. 1.1. Технологическая схема ЭКПЭД нефтедобычи.

ЭКПЭД нефтедобычи представляет собой комплекс технологически взаимосвязанного наземного и подземного оборудования (рис. 1.1). К наземному оборудованию относятся:

- комплектная трансформаторная подстанция (КТП) с понижающим трансформатором 6/0,4 кВ и коммутационными аппаратами и защитой от аномальных электрических режимов и перенапряжений [7];
- станция управления;
- повышающий трансформатор 0,4/ $U_{\text{раб}}$ кВ;
- частотный преобразователь (является частным случаем, но нашел широкое применение в современных ЭКПЭД, так как позволяет решать множество задач эксплуатации и улучшения режима работы комплекса в целом);
- кабельная эстакада и др.

Из основных узлов подземного оборудования можно выделить:

- погружной электродвигатель; - гидрозащиту; - электроцентробежный насос (ЭЦН); - погружную кабельную линию (ПКЛ); - насосно-компрессорные трубы (НКТ) и др.

Основным устройством, выполняющим преобразование и передачу электрической энергии в энергию вращения для последующего подъёма пластовой жидкости, является ПЭД. На сегодняшний день нашли применения следующие электрические машины в составе ЭКПЭД.

- Асинхронный электродвигатель (АД). В классическом исполнении – с короткозамкнутым ротором, нашел наибольшее распространение в составе ЭКПЭД [2]. Основными его особенностями является простота конструкции и относительно невысокая стоимость. Однако, при эксплуатации возникает целый ряд проблем, в первую очередь связанных с низкой перегрузочной способностью и значительными величинами пусковых токов, низким КПД. Указанные проблемы успешно решаются применением частотно-регулируемого привода (ЧРП) [9].

- Вентильный электродвигатель (ВЭД). Это синхронный бесколлекторный двигатель постоянного тока, используемый совместно с системой электронного управления. В зарубежной литературе отсутствует понятие ВЭД, здесь приняты следующие обозначения: BLDC (Brushless DC electric motor) и PMSM (Permanent Magnet Synchronous Motor) [10]. ВЭД обладают следующими преимуществами по сравнению с АД: - повышенный КПД – $88\div 95\%$, электромагнитный момент и коэффициент мощности (практически равен 1); - низкое энергопотребление; - возможность регулировки частоты вращения в широком диапазоне - $100\div 500$, $500\div 1500$, $1500\div 4200$ и $4000\div 6000$ об/мин; - увеличение мощности двигателя в сочетании с меньшими размерами в односекционном исполнении; - возможность использования в скважинах со сложными геолого-технологическими условиями добычи [2]. При этом можно выделить и основные недостатки ВЭД: - высокая стоимость установки (в 3-4 раза выше АД); - сложная система управления, требующая высококвалифицированного обслуживания; - сложность разборки и обслуживания (требует-

ся специальный стенд и немагнитный инструмент); - эффективность применения ВЭД оправдана только на частотах вращения от 6000 до 10000 об/мин [10].

- Асинхронный электродвигатель с повышенным напряжением. Преимущества: - снижение потерь в кабельных линиях ЭКПЭД; - снижение рабочего тока на 35-40 %; - минимальные затраты на переоборудование скважины, срок окупаемости 2-6 месяцев; - снижение затрат на закупку кабеля меньшего сечения; - снижение потребления электроэнергии на 5-7 % (эффект увеличивается пропорционально длине кабеля); - исключаются затраты на закупку комплекта УЭЦН, что особенно важно для низкорентабельных скважин [11]. Выдвигаются предположения о том, что ПЭД с повышенным напряжением менее долговечны, однако данное предположение никто не подтвердил и не опроверг. Результаты подконтрольной эксплуатации в нефтяных обществах доказывают их надежность и эффективность, поэтому объемы их использования непрерывно увеличиваются [8].

- Русский параметрический погружной электродвигатель системы профессора Н.В. Яловеги (РППЭД-Я). Он обладает рядом преимуществ, а именно: - имеет меньшие габариты чем электродвигатели аналогичной мощности; - работает в широком диапазоне питающих напряжений; - высокий пусковой момент и мощность; - автоматически снижает частоту вращения при снижении величины питающего напряжения (до $0,7 U_{ном.}$); - возможность регулирования скорости вращения с использованием ЧРП [11].

ЭКПЭД широко используются, как на новых месторождениях, так и интенсивно эксплуатируемых длительное время. Ограничения по финансированию, сложившиеся в современных экономических условиях и недостатки организационно-финансовой системы управления в нефтяной отрасли привели к тому, что износ оборудования ЭКПЭД, в особенности ПЭД достиг 70% и более [12]. Это в определенной мере усложняет решение проблем обеспечения надежности и эффективности эксплуатации.

Директивным документом «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» [1] установлены приоритетные задачи в области энергоэф-

фективности, энергосбережения и надежности электроснабжения потребителей в основных технологических направлениях и, прежде всего нефтедобычи. Это предопределяет необходимость разработки инновационных подходов к организации эксплуатации ЭКПЭД на всех этапах жизненного цикла.

Решение ключевых задач, связанных с поддержанием эксплуатационной эффективности ЭКПЭД в целом, и собственно, ПЭД на стабильно высоком уровне заключается в использовании различных методов и средств, повышающих эффективность работы и совершенствовании эксплуатации всей системы погружного электрооборудования [9].

Построение математических моделей в теории и приложениях анализа эффективности эксплуатации ЭКПЭД в электрических сетях и системах электроснабжения (ЭССЭ) основано на вероятностных статистических описаниях и распределениях. Эксплуатационную эффективность, как комплекс технических и технологических характеристик ЭССЭ, характеризуют факторы: повреждаемость оборудования (поток отказов), продолжительность бесперебойной работы (наработка на отказ), длительность перерыва питания, ущерб от перерыва питания и др. Повреждаемость определяется выходом из строя составляющих основного электрооборудования (ЭО) из-за нарушений регламентов эксплуатации, некачественного и несвоевременного технического обслуживания и ремонта (ТОиР), а так же профилактики, некорректных и ошибочных действий обслуживающего персонала («человеческий фактор»), опасных внешних и внутренних физических воздействий и пр. [13].

Можно констатировать, что одной из ключевых проблем проектирования и эксплуатации ЭКПЭД является обеспечение технически и экономически оправданного уровня их надежности, при котором капитальные затраты на достижение этого уровня оптимально соответствуют ущербу от недоотпуска электроэнергии и, в частности, в нефтедобыче, соответствующего недобора нефти [3]. Речь идет о реализации принципов создания ЭО с оптимальной надежностью в целом из относительно ненадежных составляющих элементов при широком использовании различных видов резервирования.

Необоснованное повышение надежности приведет к так называемому «омертвлению капитала», а недостаточная надежность – ущербам от названного выше недобора нефти.

Энергосбережение и повышение энергоэффективности работы ПН реализуется с помощью мониторинга и использует данные диагностики и оценки технического состояния оборудования ЭКПЭД [6]. Необходимыми элементами этих процессов являются: разработка и реализация при проектировании и эксплуатации ЭКПЭД мероприятий по предупреждению отказов, оценка вероятности возникновения технологического нарушения на протяжении всего периода эксплуатации. Это особо актуально в существующем кризисном периоде для ПН в условиях критического износа оборудования, недостаточного финансирования для реализации комплексной программы модернизации оборудования, отработавшего нормативный срок эксплуатации, либо его отдельных узлов и деталей, постоянного сокращения численности ремонтного персонала, поставки запасных частей и материалов неудовлетворительного качества [14, 15].

1.1.3. Эксплуатационные физические воздействия (ЭФВ) как причина старения ЭКПЭД

При эксплуатации ЭКПЭД нефтедобычи объективно происходит непрерывное снижение, либо полная потеря заложенных в них при проектировании (в целом и по отдельным составляющим) свойств, характеристик и, как следствие, работоспособности. Это происходит под воздействием и влиянием энергии ЭФВ: электромагнитных, термических, механических, гидродинамических и др.

Они определяются стационарными и переходными эксплуатационными процессами. Рассмотрим классификацию основных ЭФВ.

1. Электромагнитные ЭФВ (ЭЭФВ). Как показывает анализ, это - важнейший кластер ЭФВ, как в количественном отношении, так и по влиянию в целом на техническое состояние и работу ЭКПЭД. В переходных режимах

ЭКПЭД они чаще всего возникают при внешних (грозовых) и внутренних (в основном коммутационных) перенапряжений. [16, 17]. Не менее важной причиной ЭЭФВ являются значительные токи в пусковых режимах ПЭД. В тяжелых условиях работы ПЭД (большая высота напора, забит впускной фильтр, отложения солей и парафина, износ узлов ЭЦН и т.д.) величина и продолжительность пусковых токов значительно превышают расчетные значения (в 7 – 9 раз) [11]. Повышенное значение пусковых токов приводит к значительным нагрузкам на все элементы ЭКПЭД. Наиболее перспективным направлением для снижения величины пусковых токов ПЭД является применении ЧРП [16]. ЧРП УЭЦН позволяет решать комплекс задач по увеличению эффективности ЭКПЭД, основными из них являются: облегчение работы электрической сети погружного оборудования – снижение пусковых токов, запуск УЭЦН после отключения от защит, испытание скважинного оборудования, подклинивание насосных колес и др.; управление добычей высокодебитных скважин без замены погружного оборудования; изменение режима низкодебитных скважин без их перевода в периодический режим эксплуатации; сокращение времени вывода скважины на режим после ремонта и т.д. [18] Значительные ЭЭФВ возникают в режимах коротких замыканий в питающей части ЭКПЭД, а именно: в трансформаторах, системе управления и наиболее уязвимой с этой точки зрения подземной части – в погружном кабеле и, собственно, ПЭД. Данный факт подробно описан в исследованиях [2, 11, 14, 16], где утверждается, что наиболее слабыми элементами ЭКПЭД являются погружной электродвигатель (более 25% отказов) и погружная кабельная линия (более 34% отказов). На их долю приходится наибольшее количество нарушений ЭМС и, соответственно, аварийных отказов – примерно 60% от общего количества [19]. Кроме этого, надо учитывать и нарушения работы ЭКПЭД в статических режимах от постоянного развивающегося процесса старения изоляции всех составляющих ЭКПЭД. Можно констатировать, что моральный и физический износ оборудования ЭКПЭД в нефтедобывающей отрасли России приводит к стремительному росту оборудования,

отработавшего свой нормативный ресурс. В среднем эти показатели составляют $\approx 2 - 5\%$ в год от общего числа оборудования ЭКПЭД [15]. Можно утверждать, что поддержание изношенного оборудования ЭКПЭД в работоспособном состоянии требует все более возрастающих средств на организацию ремонтов, что в целом по отрасли приводит к увеличению оборудования с преждевременными отказами, уменьшению величины наработки на отказ и, как следствие, межремонтного периода основных производственных средств. В сложившихся условиях эксплуатации ЭКПЭД удельные затраты на ремонты в нефтяной отрасли почти в 2 раза выше, чем в смежных отраслях [14].

2. Термические ЭФВ (ТЭФВ). Опыт и данные эксплуатации УЭЦН определяют ТЭФВ как важнейший в составе воздействующих факторов, который в сочетании с интенсивными ЭЭФВ, температурой, давлением и др. обуславливает быстрое старение изоляции электрической части УЭЦН. Абсолютные значения температуры и давления влияют в меньшей степени, чем их перепады в динамике. Учет этих величин также особенно важен, если УЭЦН работает в периодическом режиме.

В [20] утверждается, что температура, являясь значительным действующим фактором разрушения изоляции УЭЦН, определяется, с одной стороны, как физическая характеристика пласта в рабочей зоне УЭЦН (пластовая температура), а с другой – тепловыделением этой электроустановки в зависимости от текущего режима. В составе факторов эксплуатации, обусловленных месторождениями и, собственно, скважинами, температура присутствует как внешнее воздействие, поскольку непосредственно зависит от глубины спуска насоса [21].

В частности, по данным [22] и других источников для месторождения Томской области температура пласта на глубине спуска ПЭД 2500 – 3000 м составляет 85 – 91 °С. Абсолютные значения температуры и давления влияют в меньшей степени, чем их перепады в динамике. Учет этих величин также особенно важен, если УЭЦН работает в периодическом режиме [21]. Особый механизм старения изоляции создают пиковые ТЭФВ, возникающие в режи-

мах торможения ПЭД, и, прежде всего, при пусках, когда токи превосходят номинальные в 7 – 9 раз.

3. Механические ЭФВ (МЭФВ) в основном связаны с нарушениями регламента спускоподъемных операций и некачественной работой бригад подземного ремонта, в частности, по монтажу ЭЦН, плохой промывке скважин, негерметичности НКТ, что приводит к срывам подачи, которые представляют собой аварийные ситуации, в процессе которых развиваемый установкой напор становится меньше гидростатического давления столба жидкости в колонне НКТ [12].

4. Гидродинамические ЭФВ (ГЭФВ) чаще всего возникают в периодических режимах работы скважин. В них необходимо учитывать специфику откачиваемого потока, представляющего собой многофазную динамическую смесь жидкости и газа. В отличие от однофазной среды, где возможны два режима – ламинарный и турбулентный, в многофазной газожидкостной – возможны 4 структуры потока: пузырьковая, пробковая, эмульсионная и кольцевая [23].

Наилучшая из них с точки зрения гидродинамики – пузырьковая, обеспечивающая оптимальный теплообмен между двигателем УЭЦН и многофазным потоком. Это и является одним из условий бесперебойной работы УЭЦН и оптимального реализации регулирования теплового режима двигателя [23]. Это, в свою очередь, позволяет снизить количество остановок двигателя на охлаждение во время вывода скважины на режим.

Кроме того, возможны ГЭФВ вследствие несоответствия типоразмера насосов с условиями эксплуатации, а также они могут быть вызваны слабым притоком. Кроме того, в большом числе случаев их причиной являются твердые асфальто–смолинисто–парафиновые отложения вместе с окалиной, песком, глинистыми частицами и ржавчиной, а также последствия гидравлического разрыва пласта и выноса пропана в скважинах, что приводит к срывам подачи, заклиниванию валов и выходу насосов из

строю. При этом в ряде случаев в гидрозащите возможен прорыв резиновой диафрагмы [21].

Величина энергии и характер конкретных ЭФВ определяет фактические результаты процессов или частичного, или полного разрушения элементов ЭКПЭД, или накопления в нем повреждений, приводящих к необратимым последствиям.

1.2. Математические модели ЭКПЭД для анализа процессов при электромагнитных и электромеханических ЭФВ

Рассмотренная классификация ЭФВ, констатируя их комплексное воздействие на элементы ЭКПЭД, позволяет выделить в их составе значительную часть, определяемую электромагнитными и электромеханическими процессами. Однако наиболее полно подвержены их статическому и динамическому влиянию электромеханические устройства в составе ЭКПЭД, а именно ПЭД. Проведенный анализ известных работ [8-11, 13, 24, 25], результаты настоящего исследования и данные эксплуатации подтверждают, что самым ненадежным элементом ЭКПЭД является ПЭД. Классическое и наиболее распространенное исполнение ПЭД – асинхронный электродвигатель (АД).

Исследованию режимов работы АД в составе ПЭД (далее ПЭД(А)) посвящено множество работ и исследований [16, 17, 20, 21], однако, стоит отметить недостаточную освещенность проблемы моделирования различных динамических режимов работы ПЭД(А) под воздействием комплекса ЭФВ. В данном случае математическая модель искусственного динамического нагружения должна отражать реакцию изменения параметров установки под воздействием моделируемых ЭФВ, по аналогии с действующим оборудованием.

Широкое использование находят модели, в основу которых положены принципы уравнений Парка-Горева [27, 28]. Но в этих моделях не учтены некоторые физические явления, в частности явление вытеснения тока, потери в стали, насыщение магнитной системы и т.д. Это приводит к значительной погрешности расчетов при выполнении математического моделирования

ПЭД(А). Однако, ММ Парка-Горева служат основой для изучения, расширения знаний и существующих принципов проектирования и усовершенствования ММ ПЭД(А) [29].

Отметим, что при моделирование электромеханических устройств отдельное место занимают принятые начальные условия или исходные данные.

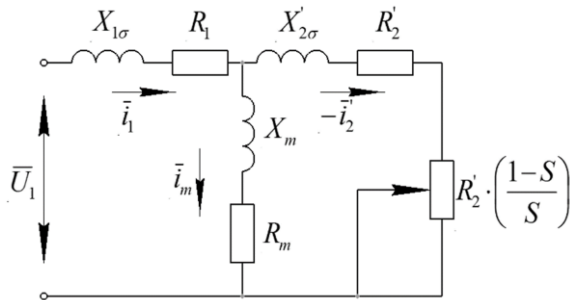


Рис. 1.2. Т-образная схема замещения ПЭД(А).

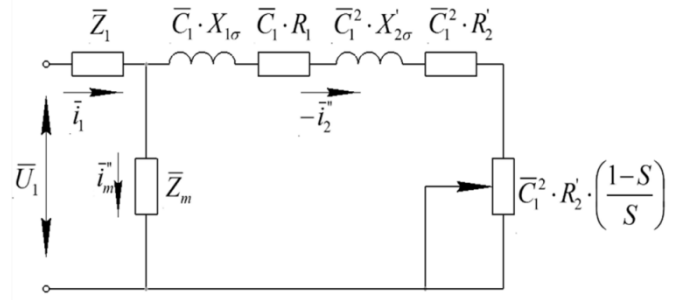


Рис. 1.3. Г-образная схема замещения ПЭД(А).

Как правило ими служат параметры схемы замещения ПЭД(А), которые определяются слагаемыми, зависящими от напряжения, нагрузки, частоты, температуры электродвигателя. Описанные переменные находятся из «Т-образной», либо «Г-образной» схемы замещения одной фазы ПЭД(А) [28], представленные на рис. 1.2 и рис. 1.3, где приняты следующие обозначения и сокращения: $\bar{U}_1$ - фазное напряжение статора; $\bar{i}_1$ - ток статора; $\bar{i}_2'$ и $\bar{i}_2''$ - приведенные токи ротора; $\bar{i}_m$ и $\bar{i}_m''$ - токи цепи намагничивания; $x_{1\sigma}, R_1$ - активное сопротивление и индуктивное сопротивление рассеяния статорной обмотки; $x'_{2\sigma}, R'_2$ - приведенные к статорной обмотке активное сопротивление и индуктивное сопротивление рассеяния роторной обмотки; x_m, R_m - активное и индуктивное сопротивления намагничивающего контура; $\bar{Z}_1$ - полное сопротивление фазы обмотки статора; $\bar{Z}_m$ - полное сопротивление цепи намагничивания; $R'_2 \cdot (1-S)/S$ - переменное активное сопротивление, зависящее от скольжения; $\bar{C}_1$ - коэффициент приведения «Т-образной» к «Г-образной» схеме замещения. В дальнейшем в работе будут использованы и применены величины, сопряженные с обозначенными ранее, а именно: $\bar{e}_1$ и $\bar{e}_2$ - ЭДС фаз статора и ротора, соответственно; $\omega = 2\pi f$ - синхронная частота вращения поля статора; p - число пар полюсов статорной обмотки; $\bar{\psi}_1$ и $\bar{\psi}_2$ - векторы пото-

косцеплений статора и ротора соответственно; L_1 и L_2 - индуктивности статорной и роторной обмотки, соответственно.

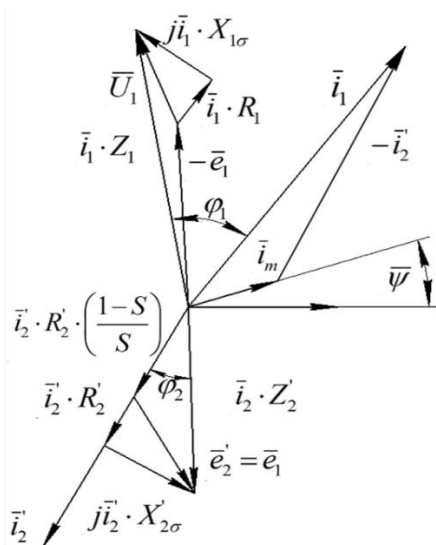


Рис. 1.4. Векторная диаграмма Т-образной схемы замещения ПЭД(А).

На рис. 1.4 приведена векторная диаграмма, соответствующая Т-образной схеме замещения ПЭД(А). На рис. 1.5 показаны зависимости, описывающие изменение параметров ПЭД(А) в различных режимах работы под воздействием ЭФВ.

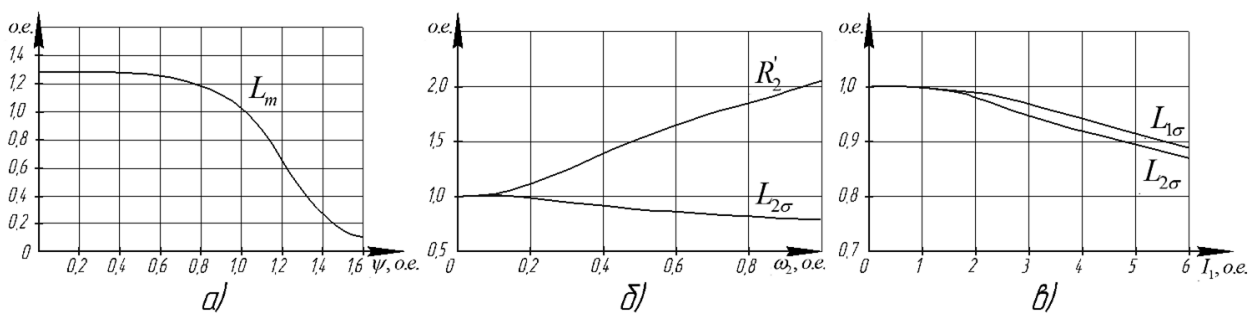


Рис. 1.5. Статические зависимости изменений основных параметров ПЭД(А).

Обычно на практике для упрощения процесса составления ММ и выполнения расчетов принято пренебрегать величинами, не влияющими на процесс моделирования и имеющие близкие к нулю числовые значения [24, 27]. В данном случае в расчетах не учитываем изменения индуктивности рассеяния $L_{1\sigma}(I_1)$, $L_{2\sigma}(I_1)$ (рис. 1.5, в) и $L_{2\sigma}(\omega_2)$ (рис. 1.5, б) от частоты ω_2 тока ротора [29]. Но согласно приведенным зависимостям на рис. 1.5 а и б, видно, что значения изменения индуктивности цепи намагничивания $L_m(\Psi)$ и сопротив-

ления ротора $R_2'(\omega_2)$ имеют значения, не близкие к нулю, поэтому ими пренебрегать недопустимо ввиду возникновения возможной неточности в моделирование. Для ПЭД(А), как правило, используют АД с короткозамкнутым ротором. В ММ ПЭД(А), построенной на основе системы уравнений Парка-Горева [29] можно учесть процессы насыщения главной цепи намагничивания, изменение сопротивления ротора в функции скольжения, потери в стали. При этом используются следующие общепринятые допущения.

1. Симметрия магнитных и электрических цепей ПЭД(А).

2. Не учитываются потери в стали ротора и влияние гистерезиса при перемагничивании стали на форму токов и потокосцеплений [30].

Кроме того, необходимо учесть и оценить влияние эффекта насыщения магнитной системы основным магнитным потоком, явление вытеснения тока в стержнях ротора, величину потерь в стали устройства. После корректировки и уточнения параметров схемы замещения ПЭД(А) в ММ необходимо ввести нелинейные зависимости $L_m(\psi)$ и $R_2(\omega_2)$ [27].

В уравнениях Парка-Горева [28] используются обобщенные векторы в системе координат, вращающейся с угловой скоростью ω_k для АД с короткозамкнутым ротором.

Как было сказано ранее, не нарушая общности рассуждений и допущений при построении ММ ПЭД(А), можно использовать известные общепринятые положения [28-30]:

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{U}_1 = R_1 \cdot \bar{i}_1 + \frac{d\bar{\psi}_1}{d\tau} + j \cdot \omega_k \cdot \bar{\psi}_1; \\ 0 = R_2' \cdot \bar{i}_2 + \frac{d\bar{\psi}_2}{d\tau} + j \cdot (\omega_k - \omega) \cdot \bar{\psi}_2; \\ M = p \cdot L_m \cdot [\bar{i}_1 \cdot \bar{i}_2^*]; \\ J \frac{d\omega}{d\tau} = M - M_c. \end{array} \right. \quad (1.1)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \bar{\psi}_1 = L_1 \cdot \bar{i}_1 + L_m \cdot \bar{i}_2'; \quad \bar{i}_1 = \frac{L_2 \cdot \bar{\psi}_1 - L_m \cdot \bar{\psi}_2}{L_1 \cdot L_2 - L_m^2}; \\ \bar{\psi}_2 = L_m \cdot \bar{i}_1 + L_2 \cdot \bar{i}_2'; \quad \bar{i}_2' = \frac{L_1 \cdot \bar{\psi}_2 - L_m \cdot \bar{\psi}_1}{L_1 \cdot L_2 - L_m^2}. \end{array} \right. \quad (1.2)$$

Системы (1.1) и (1.2) записаны в координатах х-у-0, что позволяет оперировать производными потокосцеплений и соответствующими алгебраическими выражениями:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d\psi_{1x}}{d\tau} = U_{1x} - \frac{R_1 \cdot L_2 \cdot \psi_{1x}}{L_1 \cdot L_2 - L_m^2} + \frac{R_1 \cdot L_m \cdot \psi_{2x}}{L_1 \cdot L_2 - L_m^2} + \omega_k \cdot \psi_{1y}; \\ \frac{d\psi_{1y}}{d\tau} = -\frac{R_1 \cdot L_2 \cdot \psi_{1y}}{L_1 \cdot L_2 - L_m^2} + \frac{R_1 \cdot L_m \cdot \psi_{2y}}{L_1 \cdot L_2 - L_m^2} - \omega_k \cdot \psi_{1x}; \\ \frac{d\psi_{2x}}{d\tau} = -\frac{R_2' \cdot L_1 \cdot \psi_{1x}}{L_1 \cdot L_2 - L_m^2} + \frac{R_2' \cdot L_m \cdot \psi_{1x}}{L_1 \cdot L_2 - L_m^2} + (\omega_k - \omega) \cdot \psi_{2y}; \\ \frac{d\psi_{2y}}{d\tau} = -\frac{R_2' \cdot L_1 \cdot \psi_{2y}}{L_1 \cdot L_2 - L_m^2} + \frac{R_2' \cdot L_m \cdot \psi_{1y}}{L_1 \cdot L_2 - L_m^2} + (\omega_k - \omega) \cdot \psi_{2x}; \\ M = \frac{p \cdot L_m}{L_1 \cdot L_2 - L_m^2} \cdot (\psi_{1y} \cdot \psi_{2x} - \psi_{1x} \cdot \psi_{2y}); \\ J \frac{d\omega}{d\tau} = M - M_c. \end{array} \right. \quad (1.3)$$

$$\text{Из векторной диаграммы следует } \vec{i}_m = \vec{i}_1 + \vec{i}_2. \quad (1.4)$$

Введем обозначения:

- $L_{1\sigma} = L_1 - L_m$ индуктивность рассеяния статорной обмотки;
- $L_{2\sigma} = L_2 - L_m$ индуктивность рассеяния роторной обмоток;
- векторы потокоцеплений статора и ротора (1.2):

$$\left\{ \begin{array}{l} \psi_1 = L_{1\sigma} \cdot i_1 + L_m \cdot i_m \\ \psi_2 = L_{2\sigma} \cdot i_2 + L_m \cdot i_m \end{array} \right. \quad (1.5)$$

В соответствие с выражением (1.2) в координатных осях x-y-0 справедливы математические зависимости для потокоцеплений и токов:

$$\left\{ \begin{array}{l} \psi_{1x} = L_1 \cdot i_{1x} + L_m \cdot i_{2x}' ; \psi_{1y} = L_1 \cdot i_{1y} + L_m \cdot i_{2y}' ; \\ \psi_{2x} = L_m \cdot i_{1x} + L_2 \cdot i_{2x}' ; \psi_{2y} = L_m \cdot i_{1y} + L_2 \cdot i_{2y}' ; \psi = \sqrt{\psi_{1x}^2 + \psi_{1y}^2} ; \end{array} \right. \quad (1.6)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} i_{1x} = i_{n.cm.} + \frac{L_2 \cdot \psi_{1x} - L_m \cdot \psi_{2x}}{L_1 \cdot L_2 - L_m^2} ; i_{1y} = \frac{L_2 \cdot \psi_{1y} - L_m \cdot \psi_{2y}}{L_1 \cdot L_2 - L_m^2} ; \\ i_{2x}' = \frac{L_1 \cdot \psi_{2x} - L_m \cdot \psi_{1x}}{L_1 \cdot L_2 - L_m^2} ; i_{2y}' = \frac{L_1 \cdot \psi_{2y} - L_m \cdot \psi_{1y}}{L_1 \cdot L_2 - L_m^2} . \end{array} \right. \quad (1.7)$$

На данном этапе можно учесть потери, возникающие в стали ПЭД(А) как увеличение активной составляющей тока статора i_{1x} на значение тока $i_{n.cm.}$ (ток потерь в стали).

Если обозначить $i_{1R} = \sqrt{i_{1x}^2 + i_{1y}^2}$ и $i_{2R}' = \sqrt{i_{2x}'^2 + i_{2y}'^2}$, то можно найти значения следующих величин:

$$\text{- коэффициент мощности ПЭД(А) } \cos \varphi = \left| \frac{i_{1x}}{i_{1R}} \right|; \quad (1.8)$$

- действующие значения токов фаз статора и ротора:

$$I_1 = \frac{i_{1R}}{\sqrt{3}} \quad \text{и} \quad I_2 = \frac{i_{2R}}{\sqrt{3}}; \quad (1.9)$$

- КПД ПЭД(А):

$$\eta = \frac{M \cdot \omega}{M \cdot \omega + \Delta P_{cm.} + (i_{1R}^2 \cdot R_1 + i_{2R}^2 \cdot R_2)}. \quad (1.10)$$

Величину потерь в стали оценим по эмпирическому выражению, справедливому для большинства АД [30]:

$$\Delta P_{cm.} \approx (P_{2H} / \eta_H - P_{2H}) \cdot 0,25. \quad (1.11)$$

Тогда соответствующий ток $i_{n.cm.} = \Delta P_{cm.} / (\sqrt{3} \cdot U_{1H})$ определяется при номинальных значениях мощности P_{2H} и КПД η_H ПЭД(А).

Практический интерес для проведения дальнейшего исследования представляет выражение для определения КПД ПЭД (1.10). С целью обоснования разработанных методик и алгоритмов по повышению эксплуатационной эффективности ЭКПЭД нефтедобычи введем в выражение (1.10) безразмерный коэффициент F . Данный коэффициент характеризует процент выработки ресурса системы ЭКПЭД в целом и отдельно по рассматриваемым элементам. То есть для новой установки $F=1$ и соответственно КПД соответствует номинальным (паспортным) значениям. С течением времени эксплуатации под воздействием ЭФВ происходит выработка ресурса элементов ЭКПЭД и, соответственно, снижение ее производительности и заложенных при проектировании запасов стойкости и надежности, при этом значения коэффициента F так же варьируются. Дальнейшие исследования позволят оценить текущее состояние парка ЭКПЭД и выработать действенную стратегию по увеличению эксплуатационной эффективности и как следствие снижению повышенного значения аварийности в нефтяной отрасли.

$$\eta = F \cdot \frac{M \cdot \omega}{M \cdot \omega + \Delta P_{cm.} + (i_{1R}^2 \cdot R_1 + i_{2R}^2 \cdot R_2)}. \quad (1.12)$$

В сложившихся условиях эксплуатации ПЭО нефтедобычи совместной работы элементов современных ЭКПЭД снижается их внутренняя стойкость в целом и по составляющим к разнообразным ЭФВ. При этом происходит совокупная выработка их ресурсов, что приводит в условиях хронического недофинансирования к большому количеству морально и физически устаревшего электрооборудования. Это является формальным обоснованием математической модели развития и накопления дефектов (повреждений).

1.3. Математическое моделирование износа и накопления повреждений в погружных электротехнических комплексах нефтедобычи

Рассмотрим ММ накопления повреждений в элементах ЭКПЭД под влиянием ЭФВ, для чего введем скалярную функцию времени $D(t)$. Значения которой определены на временном интервале $[0, 1]$. Соответственно при $D = 0$ повреждений нет, при значении $D = 1$ уровень повреждений такой, что элемент ЭКПЭД выработал свой ресурс. Стоит отметить, что сложные явления и процессы, которые связаны с аккумуляцией повреждений невозможно описать одной лишь скалярной функцией, поэтому введем понятие и рассмотрим векторные меры, справедливые в отношении элементов, для которых целесообразнее представить физическое толкование.

Примем, что приращение функции $D(t)$ на малом промежутке времени зависит лишь от ее значения в начале промежутка и действующих на этом промежутке ЭФВ. Считая время непрерывным, запишем дифференциальное уравнение:

$$\frac{dD}{dt} = f(D, e), \quad (1.13)$$

где $f(D, e)$ является функцией меры повреждений D и вектора ЭФВ, $e(t)$ – заданная функция времени. Чтобы уравнение (1.13) описывало кумулятивный процесс, $f(D, e)$ устанавливается неотрицательной.

Пусть в момент времени $t = 0$ мера повреждений соответствовала значению $D = 0$. Определим время до использования ресурса T , решим обратную задачу для выражения, полученного в (1.13) и установим граничные условия:

$$D(0)=0; D(T)=1. \quad (1.14)$$

При повторно-кратковременном режиме работы электроустановки или циклическом характере воздействий ЭФВ целесообразно рассматривать случай, когда аргументом служит дискретное время [31]. Разнообразие типов нагрузки (минимум, максимум, резкий наброс нагрузки и т.п.) охарактеризуем численными значениями, тогда объединение всех этих значений будет образовывать некий вектор e_n , который соответствует n -ому суточному периоду.

Примем n -номер цикла ($n = 0$ начальное состояние). Переменная D_n будет характеризовать величину меры повреждения после окончания n -го цикла. Тогда взамен уравнения (1.13) можно записать:

$$D_n - D_{n-1} = \omega(D_{n-1}, e_n), \quad (1.15)$$

где $n = 1, 2, \dots$ и заданы граничные условия $D_0 = 0, D_N = 1, N$ — номер цикла, соответствующий исчерпанию ресурса.

В приведенном равенстве (1.15) правая часть состоит из положительной функции (D_{n-1}, e_n) вектора ЭФВ n -го цикла и меры повреждений D_{n-1} соответствующей окончанию $(n - 1)$ -го цикла.

Если принять, что числовое значение параметра n достаточно велико, а функции e_n и D_n — медленно изменяются в зависимости от n , а также

$$D_n - D_{n-1} \approx dD / dn, \quad (1.16)$$

Тогда для равенства (1.15) определим сглаженную аппроксимацию виде:

$$\frac{dD}{dn} = \omega(D, e). \quad (1.17)$$

Полученное равенство подобно выражению (1.13), однако аргументом функции является n . Достаточным условием перехода к естественному времени служит нахождение частоты dn/dt [32]. Так как использовано допущение о том, что частотные характеристики ЭФВ принадлежат процессу $e(t)$, то тогда и сглаженные процессы дискретного ЭФВ также относятся к выражению (1.13).

Для решения определенных задач, связанных с описанием и накоплением повреждений в оборудовании ЭКПЭД возникает необходимость учитывать, как непрерывные, так и дискретные ЭФВ, каждое такое воздействие -

нестационарный случайный процесс [33]. Дифференциальное уравнение (1.13) может служить мат. моделью для смешанных ЭФВ при многосторонних свойствах и характеристиках его правой части и процесса $e(t)$.

Линейное суммирование повреждений

Разберем отдельный вариант выражения (1.13) – когда его правое слагаемое не зависит от величины D . Если известно значение ЭФВ $e(t)$, то правая часть уравнения является функцией времени. При условии $D(0) = 0$ справедливо равенство:

$$D(t) = \int_0^t f[e(\tau)] d\tau . \quad (1.18)$$

Время до достижения ЭКПЭД и элементов предельного состояния (T) найдем из условия $D(T)=1$. Обозначим $T_b(e) = 1/f(e)$, тогда:

$$\int_0^T \frac{dt}{T_b[e(\tau)]} = 1. \quad (1.19)$$

При $e = \text{const}$, $T = T_b(e)$. Это значит, что величина $T_b(e)$ равна ресурсу при стационарном режиме ЭФВ с заданным значением вектора e .

Подобный результат определим для дискретных ЭФВ – при условии, что правая часть равенства (1.15) не зависит от D_{n-1} , можем обозначить $N_b(e) = 1/\omega(e)$. Для нахождения пикового значения числа N при сложном ЭФВ необходимо просуммировать (1.15) при $n = 1, 2, \dots, N$ и условится $D_N = 1$:

$$\sum_{n=1}^N \frac{1}{N_b(e_n)} = 1. \quad (1.20)$$

Зависимости $D_b(e)$ и $N_b(e)$ находятся при непрерывных и при дискретных ЭФВ процессах соответственно, по результату испытаний.

Суть правила линейного суммирования повреждений заключается в следующих толкованиях. Пусть n – одно из решений уравнения (1.15) с правым слагаемым независимым от D_{n-1} , тогда запишем:

$$D_n = \sum_{k=1}^n \Delta D_k , \quad (1.21)$$

где $\Delta D_k = 1 / N_b(e_k)$ — неисправность на k -м цикле.

При непрерывной величине времени, когда T удовлетворяет выражению (1.15) получим одинаковое аналитическое решение. Отметим, что значение $d\tau / T_b[e(\tau)]$ соответствует накоплению повреждения на временном интервале $[\tau, \tau + d\tau]$.

В изданных на данный момент исследованиях [3, 16, 17, 19] рассмотрено множество способов проверки правила линейного суммирования повреждений, суть их заключается в следующем: ЭФВ имеют различную природу происхождения и разные времена воздействия, то есть имеют смешанную структуру, поэтому необходимо их разделение на независимые классы с целью рассмотрения влияния каждого из выделенных классов в отдельности; определение показателей долговечности представляет неустойчивый процесс и требует значительного объема экспериментальных и статистических данных об объекте. Следовательно, для выполнения проверки правила линейного суммирования повреждений ЭКПЭД необходимо использовать методы математической статистики [8, 9, 12].

Учет нелинейности процесса накопления повреждений

Одно из самых главных дискуссионных положений по изучению правила линейного суммирования повреждений заключается в том, что согласно названному закону накопление повреждений в ЭКПЭД при испытаниях изменяется по линейному закону. На практике данное утверждение имеет расхождение с результатами наблюдений различных процессов выработки ресурса ЭКПЭД [33]. Основные зависимости (1.19) и (1.20) для оценки общего накопления повреждений можно получить путем расширения гипотезы об изменении закона распределения величины ресурса с течением времени.

Примем, что величина D при базовых испытаниях изменяется нелинейно и $D = D_b(t, e)$, где $e = \text{const}$. Введем безразмерную переменную $t/T_b(e)$ при свободном неизменном e , тогда:

$$D_b = g[t/T_b(e)]. \quad (1.22)$$

Для функции $g(u)$ справедливы условия $g(0) = 0$, $g(1) = 1$. Причем $g(u)$ является непрерывной, и для всех значений u выполняется неравенство $-g'(u) > 0$.

Преобразуем выражение (1.22) выполнив дифференцирование по t . Для выражения правой части равенства через D_b используем обратную функцию - $g^{-1}(D_b)$, получим:

$$\frac{dD_b}{dt} = \frac{g'[g^{-1}(D_b)]}{T_b(e)}. \quad (1.23)$$

Полученное выражение (1.23) справедливо для $e=\text{const}$. Но так как оно выражает изменение переменной D и уровня ЭФВ ЭКПЭД в определенный момент времени, то можно утверждать, что оно объективно для любого рассматриваемого случая [35]. В итоге можно записать:

$$\frac{dD}{dt} = \frac{f_1(D)}{T_b(e)}, \quad (1.24)$$

где принято, что:

$$f_1(D) = g'[g^{-1}(D)]. \quad (1.25)$$

Произведем интегрирование выражения (1.24) с начальным условием $D(0)=0$. Переменные в выражение делятся, так что

$$\int_0^{\psi} \frac{dD}{f_1(D)} = \int_0^t \frac{d\tau}{T_b[e(\tau)]}. \quad (1.26)$$

Допустим, что $f_1(D)$ и $T_b(e)$ имеют интегралы. В равенстве (1.26) правое слагаемое имеет зависимость только от $e(t)$. Обозначим ее как:

$$D(t) = \int_0^t \frac{d\tau}{T_b[e(\tau)]}. \quad (1.27)$$

Величина $D(t)$ соответствует мере повреждений, которая находится по правилу линейного суммирования. Для рассматриваемого случая она не служит значением меры повреждений, поэтому обозначим ее как «мера псевдоповреждения» [33, 35]. Рассмотрим уравнение (1.26) в котором его левая часть удовлетворяет тождеству:

$$\int_0^{\psi} \frac{dD}{g'[g^{-1}(D)]} \equiv g^{-1}(D).$$

В результате получим:

$$D(t) = g^{\vee}[D(t)]. \quad (1.28)$$

Полученное уравнение (1.28) является моделью накопления повреждений, основанной на гипотезе об автомодельности процесса, что предполагает сохранение его подобия при повторах (см. 1.15, 1.20, 1.21 и далее 1.34, 1.36) некоторому исходному (принятому за базис) независимо от абсолютных значений параметров объекта, в котором этот процесс протекает. В правой части уравнения находится величина, характеризующая меру повреждения в правиле суммирования повреждений, а для автомодельного процесса она имеет смысл определенной характеристики процесса ЭФВ на выбранном интервале времени [35]. Так как $g(1) = 1$, то условие для определения ресурса T совпадает с (1.19). Как установлено – выражение для вычисления накопления повреждений имеет схожий вид как для правила линейного суммирования повреждений, так и для гипотезы об автомодельности. Однако стоит подчеркнуть и главное отличие – автомодельная гипотеза позволяет описывать как линейный процесс накопления повреждений, так и более сложный при разнообразных ЭФВ в ЭКПЭД и может быть использована не только на этапе проектирования, но и на более поздних этапах жизненного цикла ЭКПЭД [25].

Законы нелинейного суммирования повреждений

По факту, рассмотренная гипотеза об автомодельности приводит к закону нелинейного суммирования накопления повреждений. Обратимся к уравнению (1.13) и рассмотрим случай, когда правую его часть нельзя представить произведением 2-х функций, зависящих от D и от $e(t)$. Тогда именно статистика ЭФВ становится первоопределяющим фактором влияния как на промежуточные результаты значения меры повреждений [35], так и на окончательные соотношения при определении величины ресурса.

Рассмотрим вариант, когда $D_b(t) = [t/T_b(e)]^\gamma$. Здесь γ - показатель степени. Если $\gamma < 1$, то процесс накопления повреждений замедляющийся, $\gamma > 1$ - ускоряющийся. В выражении (1.26) получаем $g(D) = \overset{\vee}{D}^\gamma$, поэтому $g^{-1}(D) = D^{1/\gamma}$. Используя формулу (1.25) получим $f_1(D) = \gamma D^{\gamma-1/\gamma}$, следовательно выражение (1.13) примет вид:

$$\frac{dD}{dt} = \frac{\gamma D^{\gamma-1}}{T_b(e)}. \quad (1.29)$$

Для полученного уравнения введем дополнительно условие- параметр γ зависит от уровня нагрузки e , тогда получим:

$$\frac{dD}{dt} = \frac{\gamma(e)}{T_b(e)} D^{[\gamma(e)-1]/\gamma(e)}. \quad (1.30)$$

Проанализируем двухступенчатое ЭФВ. Допустим, что при $0 \leq t < t_1$ и $t > t_1$ происходит воздействие ЭФВ со значениями e_1 и e_2 . Выполним интегрирование выражения (1.30) на 1-ом участке, получаем $D(t) = [t/T_b(e_1)] \cdot \gamma(e_1)$, на втором участке, с начальным условием при $t = t_1$, найдем: $D(t) = \{[t_1/T_b(e_1)] \cdot \gamma(e_1) / \gamma(e_2) + (t - t_1)/T_b(e_2)\} \gamma(e_2) (t > t_1)$.

Тогда величина $D = 1$ будет достигнута при:

$$\gamma(e_1)/\gamma(e_2) \left[\frac{\Delta t_1}{T_b(e_1)} \right] + \frac{\Delta t_2}{T_b(e_2)} = 1, \quad (1.31)$$

где $\Delta t_1 = t_1$, $\Delta t_2 = T - t_1$.

Полученная зависимость в (1.31) соответствует уравнению (1.22) и трансформируется в него при выполнении условия $\gamma(e_1) = \gamma(e_2)$. Если уровень ЭФВ влияет на γ , то связь между величинами $v_1 = \Delta t_1/T(e_1)$, $v_2 = \Delta t_2/T_b(e)$, характеризующими выработку ресурса будет нелинейной [33].

Для нахождения отклонения от правила линейного суммирования следует определить максимальные значения «меры псевдоповреждения» (1.27) применительно к двухступенчатому ЭФВ:

$$D(T) = \frac{\Delta t_1}{T_b(e_1)} + \frac{\Delta t_2}{T_b(e_2)}. \quad (1.32)$$

Если выполнить сравнение выражений, полученных в (1.31) и (1.32), то логически можно установить, что в зависимости от частного $\gamma(e_1)/\gamma(e_2)$ «мера псевдоповреждения» при условии $\Delta t_1 + \Delta t_2 = T$, $D(T) = 1$ находится в диапазоне:

$$0 < D(T) < 2. \quad (1.33)$$

Установим нижний предел – он соответствует $\gamma(e_1)/\gamma(e_2) \rightarrow 0$, для верхнего предела - $\gamma(e_1)/\gamma(e_2) \rightarrow \infty$. Выражение (1.33) показывает, что исполь-

зование модели нелинейного суммирования повреждений (1.30) предполагает наличие отклонений от результата $D(T) = 1$. Данный факт зависит от слагаемого $\gamma(e)$ в выражение (1.30), которое связано с уровнем нагрузки e [34].

Сделанный вывод возможно легко применить для произвольного числа ступеней ЭФВ. Для этого обозначим: ступенчатое изменение ЭФВ на элемент ЭКПЭД - $e_1, e_2, \dots$, момент перехода с одной ступени ЭФВ на другую $t_1, t_2, \dots$, продолжительность каждого ЭФВ $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots$, число ступеней m . Для нахождения D получаем выражение:

$$D(t) = \{[D(t_{k-1})]^{1/\gamma(e_k)} + \Delta t_k / T_b(e_k)\}^{\gamma(e_k)}, \quad (1.34)$$

при $t_{k-1} < t \leq t_k; k=1, \dots, m$.

Найдем по (1.27) «меру псевдоповреждения» при $\Delta t_1 + \dots + \Delta t_m = T$, $D(T)=1$, оно находится в пределах:

$$0 < D(T) < m. \quad (1.35)$$

В выражение (1.35) нижний предел будет достигнут при $k=1, \dots, m$, если соблюдено условие $\gamma(e_{k-1})/\gamma(e_k) \rightarrow 0$, верхний предел достигается при условии $\gamma(e_{k-1})/\gamma(e_k) \rightarrow \infty$. Величина e характеризует некий скалярный параметр, функция $\gamma(e)$ постоянная его функция, тогда асимптотическое приближение к экстремумам предельных условий возможно только при быстром изменении функции и, если $e_1, \dots, e_m$ представляет монотонно возрастающую или монотонно убывающую последовательность [24, 25].

Очевидно, что условия, наложенные на зависимость $\gamma(e)$ не будут выполнены при большом количестве ступеней ЭФВ. Поэтому для подробного описания и изучения нелинейного суммирования накопления повреждений необходимо совершенствовать экспериментальную базу путем проведения экспериментов при возрастающих и убывающих по абсолютной величине ЭФВ [35].

Многостадийная модель процессов накопления повреждений

Среди представленных ранее моделей нелинейного суммирования повреждений ЭКПЭД необходимо особенно выделить многостадийную модель. Основные принципы использования данной модели заключаются в гипотезе о

том, что процесс накопления повреждений состоит из 2-х и более независимых друг от друга стадий [35]. На протяжении всего жизненного цикла большинства элементов ЭКПЭД можно выделить три стадии накопления износа – приработка, период нормальной эксплуатации, в течение которой скорость изнашивания приблизительно постоянна, и стадия интенсивного износа или дегазационный период. Каждая из выделенных стадий существенно зависит от уровня ЭФВ, в особенности важны значения ЭФВ в момент перехода с одной стадии на другую [33]. Существенную роль в процессе перехода играют немаловажные факторы, такие как качество организации эксплуатации ЭКПЭД, культура эксплуатации, качество и своевременность проведения ТОиР и т.д.

Эксплуатация ЭКПЭД сопряжена с воздействием на элементы комплекса ЭФВ различных по природе происхождения и по классификации. Поэтому для описанных случаев представляется обоснованным построение многостадийных моделей в сочетании с гипотезой об автомодельности. Данный метод впервые предложил Болотин В.В. для исследования механических систем [36]. С теоретической точки зрения данные модели могут быть адаптированы, использованы для анализа и описания накоплений повреждений в ЭКПЭД и его элементах.

Предположим, если ввести безразмерную величину времени по отношению к каждому циклу ЭКПЭД, то $D_b(t)$ можно представить в виде:

$$D_b(t) = D_{k-1} + (D_k - D_{k-1})g_k \left[\frac{t - T_{b,k-1}(e)}{T_{b,k}(e) - T_{b,k-1}(e)} \right], \quad (1.36)$$

при $T_{b,k-1}(e) < t \leq T_{b,k}(e)$, где $k=1, \dots, m$.

В уравнение (1.36) D_{k-1} и D_k обозначены соответствующие меры повреждений для начала и конца k -го цикла ($D_0 = 0$; $D_m = 1$); $T_{b,k}(e)$ - моменты начала и окончания k -го цикла, при условии $e = \text{const}$ ($T_{b,k} = 0$); $g_k(u)$ - функции, которые описывают закон накопления повреждений для каждого из циклов, причем на них накладываются такие же условия как на $g(u)$ в выражение (1.22).

Преобразуем полученное выражение аналогично (1.22) и получим дифференциальное уравнение относительно величины D :

[illegible]

Правая часть выражения состоит из функций $f_k(D)=g'_k[g_k^{-1}(\varphi)]$, которые подобны функции $f_1(D)$ из равенства (1.24). Здесь $\varphi=(D - D_{k-1})/(D_k - D_{k-1})$. Выражение, полученное в (1.37) отличается от (1.36) тем, что является более универсальным и может быть применимо для описания накопления повреждений при любом ЭФВ $e(t)$ [33]. Для каждой из стадий данное выражение предполагает решение путем разделения переменных. В итоге получаем:

$$\int_{T_{k-1}}^{T_k} \frac{d\tau}{T_{b,k}[e(\tau)] - T_{b,k-1}[e(\tau)]} = 1 \quad (k=1, \dots, m), \quad (1.38)$$

Решив полученную последовательность уравнений определим величину $T_1, \dots, T_m$. Логично, что полный ресурс $T = T_m$. Если процесс накопления повреждений состоит из 2-х стадий, то величину T можно найти решением системы:

$$\int_0^{T_1} \frac{d\tau}{T_{b1}[e(\tau)]} = 1; \int_{T_1}^T \frac{d\tau}{T_{b2}[e(\tau)] - T_{b1}[e(\tau)]} = 1. \quad (1.39)$$

Используем выражение (1.39) для двухступенчатого ЭФВ. Допустим, что при $0 \leq t < \Delta t_1$ происходит воздействие $e_1 = \text{const}$, при $t \geq \Delta t_1$ $e_2 = \text{const}$. При значении $\Delta t_1 < T_{b1}(e_1)$ и $\Delta t_1 > T_{b1}(e_1)$ выражения (1.39) имеют вид:

$$\frac{\Delta t_1}{T_{b1}(e_1)} + \frac{T_1 - \Delta_1}{T_{b1}(e_2)} = 1; \quad \frac{T - T_1}{T_{b2}(e_2) - T_{b1}(e_2)} = 1;$$

$$T_1 = T_{b1}(e_1), \quad \frac{\Delta t_1 - T_1}{T_{b2}(e_1) - T_{b1}(e_1)} + \frac{T - \Delta_1}{T_{b2}(e_2) - T_{b1}(e_2)} = 1.$$

В состав полученных выражений входит величина T_1 - продолжительность 1-го цикла и величина полного ресурса T . Если убрать T_1 , то получим выражения, связывающие продолжительность этапов ЭФВ Δt_1 и $\Delta t_2 = T - \Delta t_1$:

$$\frac{T_{b1}(e_2)}{T_{b2}(e_2)} \frac{\Delta t_1}{T_{b1}(e_1)} + \frac{\Delta t_2}{T_{b2}(e_2)} = 1; \quad \Delta t_1 < T_{b1}(e_1);$$

$$\frac{\Delta t_1}{T_{b2}(e_1)} + \frac{T_{b2}(e_1) - T_{b1}(e_1)}{T_{b2}(e_2) - T_{b1}(e_2)} \frac{\Delta t_2}{T_{b2}(e_1)} = 1; \quad \Delta t_1 \geq T_{b1}(e_1). \quad (1.40)$$

По результатам анализа можно сделать выводы: выражения (1.40) устанавливают «кусочно-линейную» зависимость между безразмерными временами $v_1 = \Delta t_1 / T_{b2}(e_1)$ и $v_2 = \Delta t_2 / T_{b2}(e_2)$, «мера псевдоповреждения» (1.24) соответствует уравнениям (1.33), при m циклов приходим к выражениям (1.35). Как и в нелинейной модели накопления повреждений (1.30) пиковые значения $D(T)$ достигаются только при условии выполнения жестких ограничений [36].

Рассмотренные модели накопления повреждений дают адекватные показатели накопления повреждений только при достаточном количестве проведенных экспериментов и полученных при этом значениях ЭФВ. Причем история ЭФВ имеет ключевое значение.

В сложившихся условиях эксплуатации ПЭО нефтедобычи совместной работы элементов современных ЭКПЭД снижается их внутренняя стойкость в целом и по составляющим к разнообразным ЭФВ. При этом происходит совокупная выработка их ресурсов, что приводит в условиях хронического недофинансирования к большому количеству морально и физически устаревшего электрооборудования [6].

Это является формальным обоснованием актуальности создания практического инструмента анализа развития и накопления дефектов (повреждений) ЭКПЭД в целом от множества совместно действующих ЭФВ на его составляющие. Адекватная аналитическая ММ может быть сформирована только с существенными допущениями и упрощениями. Поэтому названным практическим инструментом анализа работоспособности ЭКПЭД может служить статистическая модель, фактической базой которой является обобщенная статистическая информация об аварийности ЭКПЭД на определенном интервале эксплуатации и возможность дифференцированного разделения этой информации по элементам ЭКПЭД.

1.4. Ретроспектива, перспектива и методология оценки эксплуатационной эффективности ПЭД

Проведенное исследование базируется на сложившихся к настоящему времени научных подходах по оценке и обеспечению надежности, оптимизации системы проведения технического обслуживания и ремонтов, диагностики электрооборудования ЭКПЭД нефтедобычи [10-17]. Теоретической основой изучения вопросов диссертационной работы послужили исследования отечественных и зарубежных авторов, а также научных школ: Национального исследовательского университета «МЭИ», Российского государственного университета нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, Альметьевского государственного нефтяного института, Казанского государственного энергетического университета, Самарского государственного технического университета, Института горного дела им. А.А. Скочинского, Национального исследовательского Томского политехнического университета, Южно-Российского государственного технического университета (Новочеркасского политехнического института), Новосибирского государственного технического университета, и многих других.

Фундаментальный вклад в решение проблем совершенствования систем ремонтов и диагностики технического состояния электрооборудования нефтяных и газовых месторождений внесли следующие известные ученые и исследователи: Абдулаев Р.К., Арбузов В.Н., Ахмадуллин К.Р., Бабаев С.Г., Байков И.Р., Белоусенко И.В., Богданов Е.А., Гафаров А.Р., Гирфанов А.А., Гольдштейн В.Г., Ершов М.С., Идиятуллин Р.Г., Ковалев А.Ю., Ковалев Ю.З., Мамедов О.Г., Меньшов Б.Г., Нурбосынов Д.Н., Полищук В.И., Пухальский А.А., Салахов А.Х., Смородов Е.А., Стариков А.В., Сушков В.В., Табачникова Т.В., Фролов В.П., Халилов Ф.Х., Яризов А.Д. и др.

Анализ известных на сегодняшний день работ по вопросам оценки надежности погружного электрооборудования нефтедобычи показал следующее:

➤ В работах Бабаева С.Г. Габибова И.А., Меликова Р.Х. [25] достаточно подробно рассмотрены методы обеспечения необходимого уровня надежности, основанные на принципе системности, то есть обеспечение надежности на каждом технологическом этапе (исследования, проектирова-

ния, производства, монтажа, наладки эксплуатации, обслуживания).

➤ В исследованиях Мамедова О.Г. [8] приведены теоретические основы эксплуатационной надежности ПЭД, и в качестве основного фактора, влияющего на нее, анализируется влияние окружающей среды.

➤ Богданов Е.А., Замиховский Л.М. [48, 53] рассматривают основные методы контроля, применяемые при проведении технической диагностики газонефтепромыслового оборудования, а также определение остаточного ресурса оборудования. Оценка технического состояния оборудования осуществляется по параметрам технического состояния, обеспечивающим его надежную и безопасную эксплуатацию, а остаточный ресурс устанавливается по определяющим параметрам технического состояния (параметры, изменение которых может привести оборудование в неработоспособное или предельное состояние).

➤ Перельман О.М. [13] предлагает методику определения надежности погружного оборудования по неполным эксплуатационным данным, что позволяет находить слабые узлы оборудования, а значит – целенаправленно повышать качество и надежность.

➤ В ряде работ изучается вопрос о снижении капитальных и оперативных затрат, в частности, за счет повышения надежности ПЭД. Так, например, Якимов С.Б. [42] рассматривает перспективы применения ПЭД с повышенным напряжением питания, а Салахов А.Х. [11] с этой точки зрения приводит обзор современных ПЭД.

➤ Алгоритм определения оптимального для ПЭД периода контроля, в течение которого вероятность исправного состояния системы имеет максимальное значение, обоснован в работах Байкова И.Р., Смородова Е.А., Ахмадуллина К.Р. [52]. Аналогичные решения, подобные тем, которые применяются для очень ответственных систем (оборудования, предназначенного для военных целей, установок пожаротушения и т.д.) получены Бабаевым С.Г. [25], Рахутиным Г.С. [72].

➤ В работах Абрамовича Б.Н. [68], Будникова В.Ф. [107], Меньшова В.Г. [37] решены вопросы проведения ТО оборудования с показательным за-

коном распределения времени безотказной работы. Предложены решения задач по следующим критериям: максимум коэффициента готовности и максимум вероятности безотказной работы.

➤ Периодичность диагностирования технических систем определена в [99, 101, 104, 107, 110]. В публикациях Гирфанова А.А. [51] «приведены результаты разработки и анализа полумарковской модели определения стационарной вероятности нахождения электроустановки в работоспособном состоянии, периодичность определена путем сравнения ущерба от отказов с затратами на проведение диагностического обследования». Так же автором рассматривается «полумарковская модель определения стационарной вероятности нахождения сложной системы в работоспособном состоянии в функции от периодичности диагностирования. При этом не учитываются экономические характеристики эксплуатации по техническому состоянию, что существенно влияет на периодичность диагностики».

➤ Методологию оценки технического состояния центробежных насосных агрегатов объектов нефтедобычи рассматривают Чукчеев О.А., Сушков В.В. в [39]. По результатам исследований: «закон распределения наработок на отказ установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) УЭЦН-30, 35, 50 подчиняется закону распределения Вейбулла-Гнеденко; УЭЦН-80 – логнормальному. Для УЭЦН-30 на наработку на отказ влияют: глубина спуска насоса и дебита жидкости; для УЭЦН-35 – глубина спуска насоса, дебит жидкости и температура на забое; для УЭЦН-50 – содержание механических примесей в добываемой жидкости и обводненности. Полученные модели наработки на отказ дают возможность прогнозировать надежность УЭЦН различных типов в зависимости от влияния различных факторов и облегчают выбор решения для повышения эффективности эксплуатации УЭЦН в осложненных скважинах».

Представленный обзор состояния рассматриваемой проблемы не является крайне исчерпывающим и полным, однако доказывает, что на сегодняшний день не существует обоснованных и эффективных мер по предотвращению

аварийности и повышению эксплуатационной эффективности оборудования ЭКПЭД и, в особенности, ПЭД нефтедобычи. Для решения озвученной проблемы, по мнению автора, следует выработать комплексный подход по повышению эксплуатационной эффективности и блокировки, либо ограничению степени влияния, факторов, приводящих к аварийности. Основой будет являться текущий опыт эксплуатации, анализ технологических отказов, разработка научно-обоснованных мероприятий и способов диагностики текущего технического состояния оборудования скважины, корректировка системы организации проведения ремонтов на ЭКПЭД, направленные на снижение рисков отказов и повышению экономической эффективности работы предприятия.

Методология оценки эксплуатационной эффективности погружного электрооборудования нефтедобычи.

Оценка эксплуатационной эффективности ПЭД, как основных элементов ЭКПЭД нефтедобычи, производится по их расширенным группам конкретных: - предприятия (ГП), - месторождения (ГМ), - одного куста, питающегося от определенного источника питания (ГК), а также по отдельным ПЭД с использованием методов и показателей оценки эксплуатационной эффективности, рассмотренных на рис. 1.6.

В настоящее время в зарубежной и, в ряде случаев, отечественной практике анализа эксплуатационной эффективности в электроэнергетике [37, 38] используются следующие статистические характеристики, отнесенные к годовому интервалу:

- среднее число отказов по конкретной группе ГП, ГМ и ГК ПЭД – **SAIFI** (System Average Interruption Frequency Index);
- средняя время ликвидации последствий аварийного отказа– **SAIDI** (System Average Interruption Duration Index) как продолжительность в среднем одного отключения в ГП, ГМ или ГК;
- средняя частота отключения конкретного ПЭД - **CAIFI** (Customer Average Interruption Frequency Index) как среднее число отключений конкретного ПЭД;

- среднее время отключения одного ПЭД - **CAIDI** (Customer Average Interruption Duration Index) как среднее время восстановления питания одного ПЭД.



Рис. 1.6. Методы и показатели оценки эксплуатационной эффективности ЭКПЭД.

Оценка эксплуатационной эффективности ЭКПЭД с использованием названных характеристик производится по фактической ретроспективной и текущей информации об их техническом состоянии [13]. Ее обеспечивают накопление и интегральная обработка данных мониторинга основных параметров (интеллектуальный мониторинг) [24], диагностика технического состояния [15], натурных испытаний и экспериментов на действующих установках в рабочих режимах и при их отключении. Данные статистики играют важную роль в процедурах определения надежности, так как являются единственным источником получения первоначальных данных, требуемых для методов прогнозирования [39, 40].

Методической основой названной оценки являются физические и топологические методы, а также методы прогнозирования. К физико-математическим можно отнести методы регрессионного и дисперсионного

анализа, логико-вероятностного моделирования.

Экспериментальная оценка эксплуатационной эффективности оборудования может быть реализована тремя способами: проведением диагностических обследований, специальных испытаний или сбором статистических данных о работе ПЭД в условиях эксплуатации.

К методам прогнозирования относятся: эвристическое прогнозирование, статистическое моделирование и их комбинации [26]. ГОСТ 27.301-95 регламентирована оценка надежности по перечисленным методам.

Методы прогнозирования базируются на построении и анализе статистических моделей исследуемых объектов. Использование методов прогнозирования позволяет учитывать множество состояний элементов исследуемых систем, в частности, с помощью «функций целостности». В оценке эксплуатационной эффективности ЭКПЭД методы прогнозирования позволяют определять не только характеристики и показатели, но и оценивать характеристики эффективности работы ЭКПЭД [40].

В этом аспекте физические методы оценки эксплуатационной эффективности обладают рядом существенных преимуществ, а именно: дают возможность сравнения различных вариантов конструкции, находить оптимальные (или близкие к ним) решения в общем виде на самых ранних этапах разработки и проектирования ЭКПЭД. Кроме того, они, в принципе, могут быть получены в виде аналитических выражений, удобных для исследования влияния различных факторов.

Однако статистические физические модели не являются универсальными, поэтому при вариации конструкции оборудования ЭКПЭД дают неадекватные оценки, что ограничивает их применение на практике.

По существу, физические методы близки к методам прогнозирования. И те, и другие требуют данных о надежности составляющих элементов системы. Однако процедуры получения результатов совершенно различны.

Топологическим методам присуща наглядность в сочетании с приемлемой погрешностью вычислений при инженерных расчетах. Они основаны

на построении и анализе структурных схем и удобны для таких специфичных электроустановок, как ЭПУ в целом и ПЭД, входящих в состав ЭКПЭД [31].

В них используются ориентированные структурные схемы, которые описывают состояние системы по логическим и структурным принципам [29]. Поэтому в большинстве случаев достоверные структурные схемы являются основой состоятельных оценок [40].

Можно констатировать следующее: во-первых - выбор способа оценки эксплуатационной эффективности ЭКПЭД производится на основе приведенной выше классификации основных групп методов; во-вторых - это позволяет сформировать оптимальную стратегию оценки эксплуатационной эффективности ЭКПЭД и конкретно ПЭД на основе представленного выше сравнения возможных направлений решения этой проблемы.

1.5. Обоснование принципов расследования технологических нарушений на погружном электрооборудовании нефтедобычи

Как было отмечено ранее ЭКПЭД нефтедобычи представляет собой комплекс технологически и функционально связанного оборудования, которое условно разделяют на наземную и погружную части. Для детального исследования и получения сведений о состоянии ЭКПЭД и его элементов были собраны и проанализированы данные из актов расследования причин технологических нарушений на ПН за период с 2013 по 2017 года. Обработка и визуализация статистического материала выполнялась с использованием инженерных методик и инструментов системы менеджмента качества основной из которых является практический метод анализа причинно-следственных связей или диаграмма К. Исикава [41]. Она используется для того, чтобы установить причинно-следственные связи возникновения отказов в работе основных элементов ЭКПЭД и представить результат в удобной графической форме (рис. 1.7).

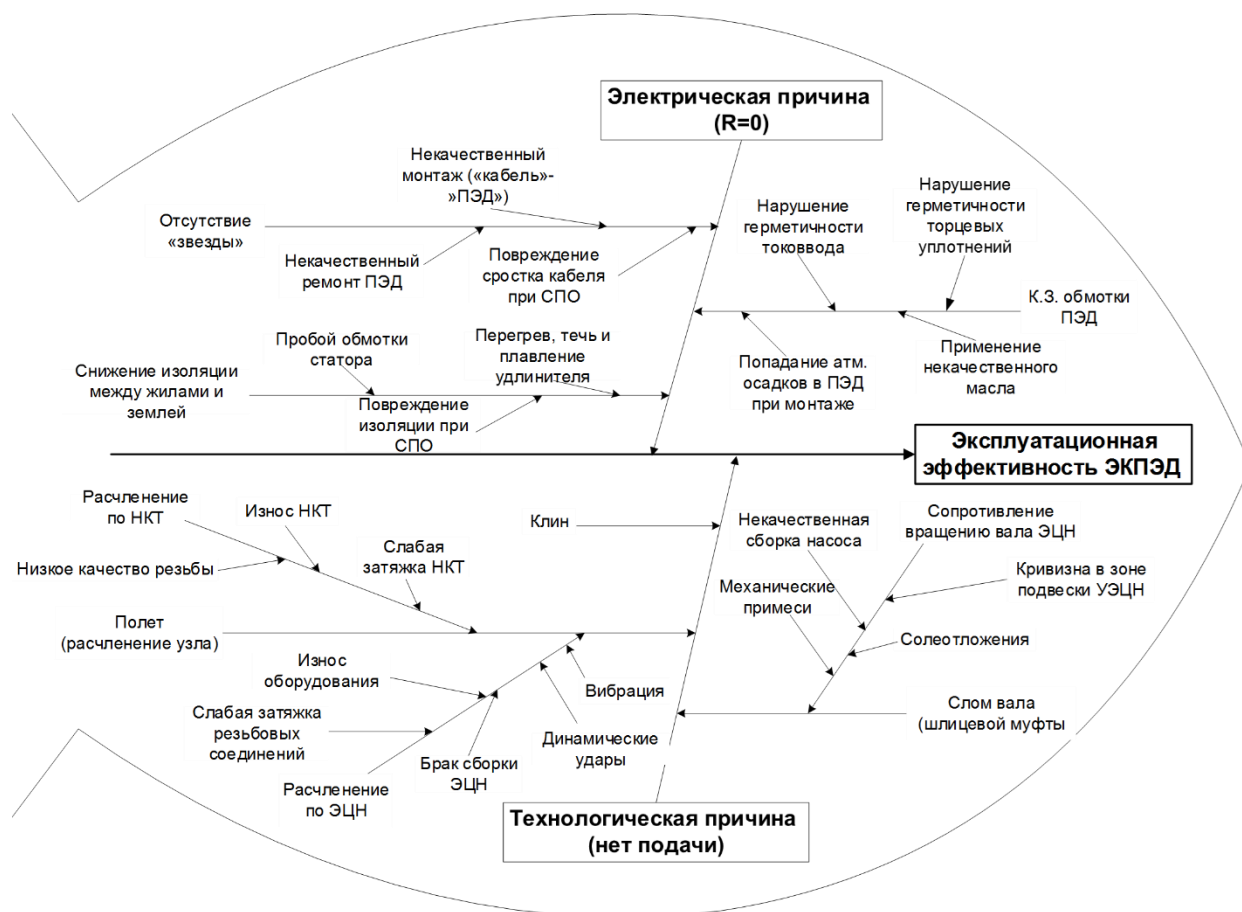


Рис. 1.7. Диаграмма причинно-следственной связи для оценки составляющих эксплуатационной эффективности ЭКПЭД.

Анализ полученных результатов, а также обзор известных исследований [5, 8, 12, 15, 20, 37] и опыта эксплуатации ЭКПЭД показывают, что на подземную часть ЭКПЭД приходится наибольшее количество отказов. Отказы в работе наземной части ЭКПЭД носят разовый характер и, как правило, связаны с отказами подземной части. Поэтому дальнейшее исследование будет направлено на обзор и анализ статистики отказов ПЭО, а именно ЭКПЭД и ПЭД, как наиболее ненадежных элементов системы, разработки методик и алгоритмов по повышению эффективности их эксплуатации.

Погружное электрооборудование нефтедобычи, в том числе и ПЭД, при эксплуатации подвержено влиянию обширному количеству внешних факторов и воздействий, их эксплуатация сопряжена с разнообразными режимами работы, именно поэтому можно утверждать, что практика их эксплуатации является информативным показателем испытания оборудования на надежность. Данный показатель невозможно смоделировать, но он может

быть описан рядом показателей, которые и характеризуют эффективность эксплуатации объекта, например: долговечность работы, безотказность, наработка на отказ, ремонтпригодность и экономические характеристики [32]. Для получения сведений о состоянии объекта используют данные статистики эксплуатации.

Получение и обработка статистической информации на ПН необходима для следующих целей: во-первых, для установления причины технологического нарушения или отказа, устранения этой причины и недопущения схожей неисправности при дальнейшей эксплуатации; во-вторых, для оценки причиненного ущерба, связанного с простоем оборудования и затратами на восстановление и ремонт [34]; в-третьих, для внесения корректив в программы технического обслуживания и ремонта с целью исключения часто выявляемых отказов и нарушений [8]; в-четвертых, для определения наиболее слабых элементов конструкции, снижающих ее надежность и наиболее неблагоприятных режимов работы оборудования; в-пятых, для установления научных и практических требований к уровню эксплуатационной эффективности ЭКПЭД и ПЭД, разработанных на основании статистики нарушений и отказов эксплуатируемого оборудования с целью определения степени риска для действующих установок [35].

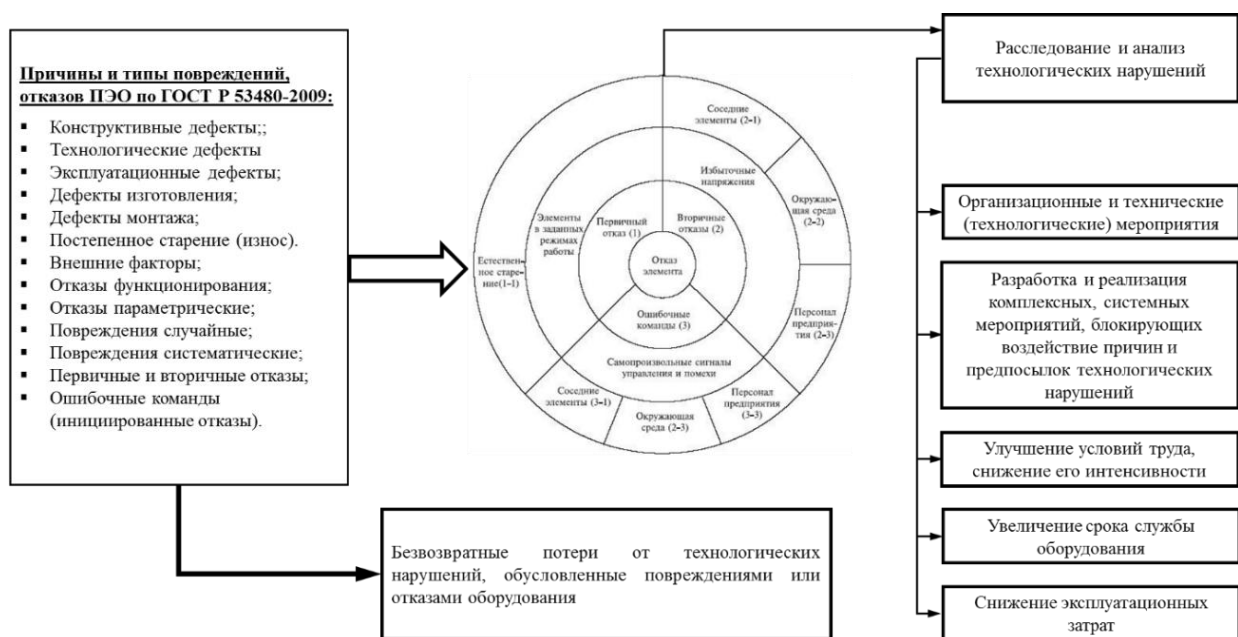


Рис. 1.8. Структурная схема организации противоаварийной работы.

Сбор, обработка статистических данных по отказам оборудования с последующим анализом причин, вызвавших данное нарушение, является категорически необходимой и экономически обоснованной мерой, направленной на комплексное повышение качества уровня эксплуатации оборудования и как следствие повышение эксплуатационной эффективности всей отрасли нефтедобычи в целом [37]. Эффект от работы по снижению аварийности будет максимальным лишь при разработке и соблюдении тщательно продуманной методики, которая исключает возможность возникновения технологического нарушения и полностью блокирует причины его вызывающие. Схема противоаварийной работы представлена на рис. 1.8. Данная блок схема успешно и правильно работает при условии четкого представления причин аварийности и соблюдению разработанной последовательности действий по исключению повторения схожих инцидентов. Следует отметить, что сбор и накопление статистики аварий и технологических нарушений является важнейшей составляющей повышения эффективности эксплуатации нефтедобывающего объекта, так как полученные знания представляют основу для принятия решения [39].

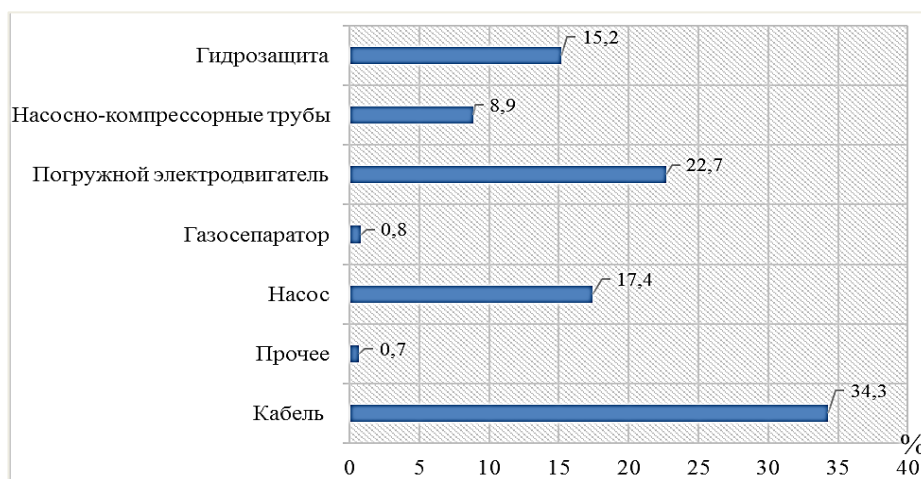


Рис. 1.9. Диаграмма количества отказов с распределением по элементам конструкции ЭКПЭД (все значения в %).

В диссертационной работе произведена выборка технологических нарушений по группам, в зависимости от отказавшего узла элементов конструкции ЭКПЭД. По результатам произведен анализ выхода из строя основных узлов ЭКПЭД на нефтяных месторождениях ПН Поволжья за период наблюдений с

2013 года по 2017 год и построена диаграмма количества отказов с распределением по элементам конструкции ЭКПЭД (рис. 1.9).

Представленная диаграмма наглядно иллюстрирует процентное соотношение отказов основных конструктивных элементов ЭКПЭД. Наибольшее количество отказов приходится на электрическую часть ЭКПЭД - более 50%. Данная статистика подтверждает информацию из технических литературных источников [31-39], что наиболее слабыми элементами системы ЭКПЭД - скважина являются погружной электродвигатель (22,70% отказов) и погружная кабельная линия (34,30% отказов).

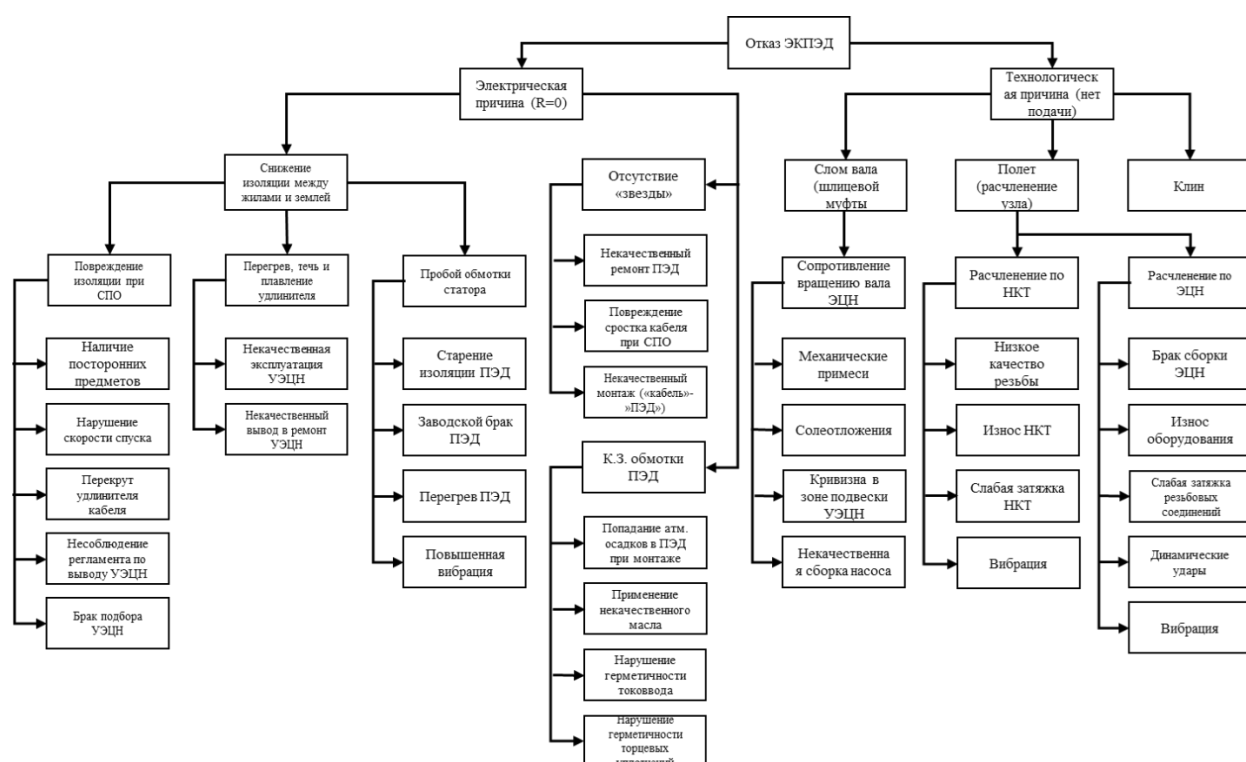


Рис. 1.10. Структурная схема отказов ЭКПЭД.

При рассмотрении вопроса оценки эффективности эксплуатации погружного электрооборудования нефтедобычи следует принять во внимание множество факторов, влияющих на эксплуатацию оборудования, начиная от параметров скважин (таких как солеотложения, выпадение парафина, кривизна ствола скважины, механические примеси), разнообразия режимов работы погружного оборудования нефтедобычи и вплоть до фактора сезонности отказов ЭКПЭД и ПЭД [41, 42]. С учетом вышеизложенных принципов оценки эксплуатационной эффективности ЭКПЭД составлена методика, рас-

пределяющая потоки отказов по видам и позволяющая выделить закономерные отказы, определить константы законов распределения случайных отказов. Все зафиксированные отказы в работе ЭКПЭД классифицированы, разделены на группы, выявлены основные причины их возникновения и составлена структурная схема отказов ЭКПЭД, которая представлена на рис. 1.10.

Для детального анализа технологических нарушений следует разделить их по принципу возникновения - условно следует принять деление на отказы в электрической и механической части ЭКПЭД.

Рассмотрим тип, причины и обстоятельства возникновения отказов в электрической части ЭКПЭД. Данные технологические нарушения рассмотрены в отдельности для каждого наиболее повреждаемого элемента ЭКПЭД, согласно представленной ранее на рис. 1.9 диаграммы отказов главных элементов конструкции ЭКПЭД. Для более информативного представления статданных и детального анализа отказов, необходимо ввести понятие средней наработки на отказ (T , измеряемая в сутках), которая определяется как среднее время наработки или, другими словами, продолжительность работы элемента между отказами [44-43]. Средняя наработка на отказ рассмотрена за 2013 – 2017 г.

$$T = \frac{\sum t_{отк}}{\sum n_{отк}}, \quad (1.41)$$

где $t_{отк}$ – наработка объекта, $n_{отк}$ – число отказов.

Погружной кабель

По данным диаграммы отказов основных элементов конструкции ЭКПЭД, представленной на рис. 1.9, на питающей кабель приходится 38% отказов. На рис. 1.11 представлена диаграмма характера повреждений погружного кабеля марки КБП 3×16 и КБП 3×25. Погружной кабель марки КБК (КБК 3×16 и КБК 3×25) на данный момент практически не используется (менее 1% случаев использования).

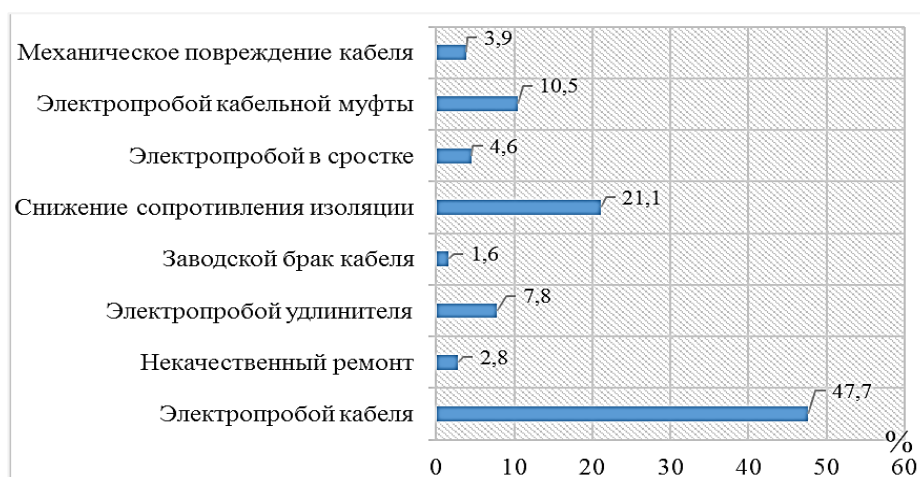


Рис. 1.11. Диаграмма характера повреждений погружного кабеля КППП (все значения в %).

Из рис. 1.11 следует, что порядка 3/4 технологических нарушений приводят к механическим невосстанавливаемым повреждениям ПКЛ, требующих его полной, либо частичной замены, так же можно заключить, что главной причиной повреждений является электропробой – 47,7%. В таблице 1.3 рассмотрены основные виды отказов погружных кабелей с указанием вероятной причины отказа и дальнейшей профилактики.

Таблица 1.3

Основные виды отказов погружных кабелей

Вид отказа	Вероятные причины отказа	Профилактика отказа
Электропробой в сростке	Пробой изоляции и плавление жил кабеля в месте сростки как следствие критических токовых нагрузок, брак изготовления сростки, механическое повреждение кабеля, нарушение изоляции (токопроводящей жилы).	Недопущение электрических нагрузок на кабельную линию выше допустимых, изготовление кабельной линии, проведение монтажа и спуска УЭЦН в скважину в соответствии с требованиями локальных нормативных документов (ЛНД).
Электропробой кабеля	Скрытый заводской дефект кабеля, нарушение технологии ремонта кабеля (несоответствие времени испытания кабельной линии в солевом растворе (min- 5 минут), применение кабеля с превышением максимального (5,5 лет) срока эксплуатации и др.).	Проведение входного контроля и ремонта кабеля в полном объеме в соответствии с требованиями действующей нормативной технологической документации.
Электропробой в месте механического повреждения	Нарушение технологии проведения спуско-подъемных операций (СПО) монтажной бригадой, повреждение кабельной линии при изготовлении, транспортировке или монтаже, заводской дефект кабеля, нарушение технологии ремонта кабеля (несоответствие времени испытания кабельной линии	Проведение всех операций с кабельной линией (проведение входного контроля кабеля, изготовление, ремонт, транспортировка, монтаж, спуск в скважину и др.) в соответствии с требованиями ЛНД.

	в солевом растворе (min- 5 минут).	
Электропробой кабельной муфты (негерметичность)	Муфта негерметична в результате перегрева УЭЦН / воздействия критических нагрузок на электро часть, заводской дефект удлинителя, брак изготовления удлинителя.	Недопущение теплового воздействия и нагрузок на электро часть выше допустимых, проведение входного контроля и стендовых испытаний в полном объеме и в соответствии с требованиями технологических регламентирующих документов (ТРД).
Электропробой кабельной муфты (коррозия)	Негерметичность системы «Кабель - ПЭД» в результате коррозии корпуса кабельной муфты, несоблюдение технологии проведения химических обработок.	Применение ингибитора коррозии, соблюдение технологии проведения солянокислотной обработки скважин (СКО).

Приведенный список технологических нарушений на ПКЛ не охватывает все возможные причины аварий, однако все они приводят к электрическому пробое изоляции элементов ПКЛ и останову процесса производства. Для более информативного представления о продолжительности работы между отказами рассматриваемого элемента (ПКЛ) на рис. 1.12 представлена наработка на отказ погружного кабеля марки КППБ 3×16 и КППБ 3×25 на ПН Поволжья за период 2013 – 2017 г.

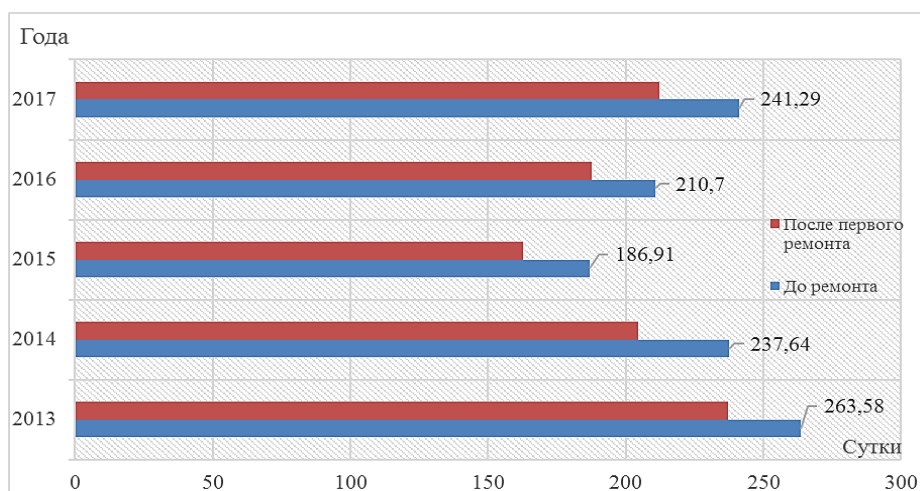


Рис. 1.12. Нарботка на отказ погружного кабеля марки КППБ 3×16(3×25) в Поволжском регионе за 2013 – 2017 г. (все значения в сутках).

После 2016 года наблюдается заметная тенденция роста средней наработки на отказ погружного кабеля. По мнению автора, данное обстоятельство напрямую связано с экономической обстановкой в стране и в отрасли нефтедобычи, в частности. Именно с этого времени происходит подорожание нефти на мировом рынке и увеличение объемов добычи, появляются дополнительные финансовые средства у нефтедобывающих компаний, которые

направляются на улучшения качества ремонтов и технического обслуживания действующего оборудования и модернизацию устаревшего.

Гидрозащита

Согласно диаграммы отказов главных элементов конструкции ЭКПЭД, представленной на рис. 1.9, на гидрозащиту приходится 15% отказов. На рис. 1.13 рассмотрены основные причины отказов гидрозащиты.

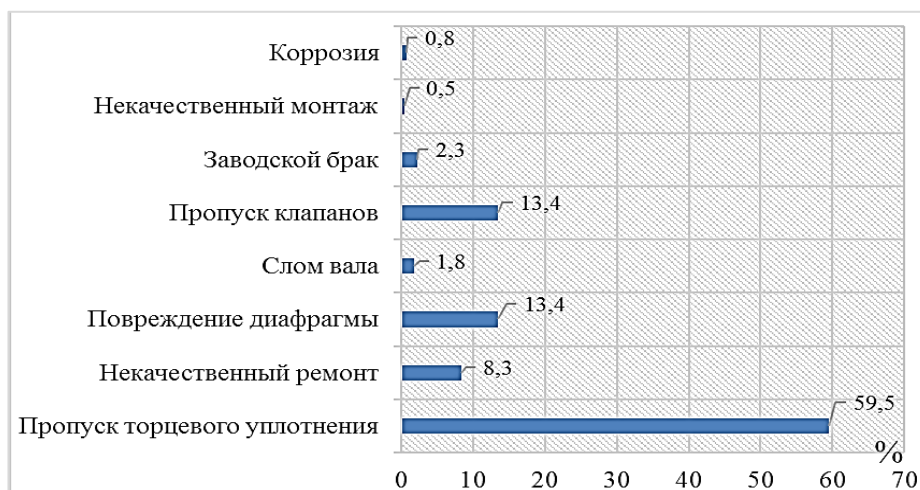


Рис 1.13. Диаграмма характера основных причин отказов гидрозащиты (все значения в %).

Как видно из рис. 1.13 главными причинами выхода из строя гидрозащиты являются пропуск торцевого уплотнения (59,5% отказов), повреждение диафрагмы (13,4% отказов) и пропуск клапанов (13,4% отказов). Данные отказы происходят из-за износа диафрагмы и вследствие переходных процессов, которые возникают при пуске и изменении режима работы ЭКПЭД [42].

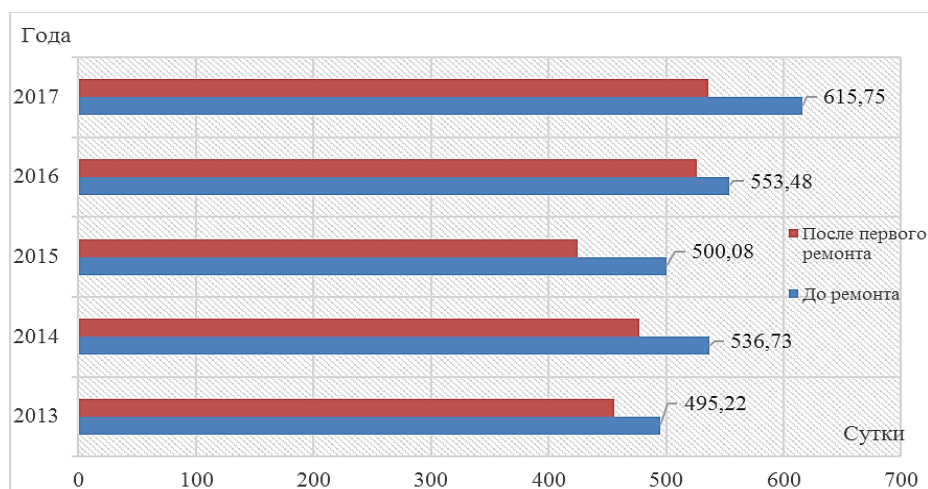


Рис. 1.14. Нарботка на отказ гидрозащиты в Поволжском регионе за 2013 – 2017 г. (все значения в сутках).

Исходя из практики эксплуатации следует, что после повреждения гидрозащиты происходит проникновение пластовой жидкости во внутреннюю полость ПЭД, далее возникает мгновенный перепад давления внутренней полости с давлением пластовой жидкости в скважине и тепловое изменение объема масла во внутренней полости ПЭД [9, 23, 47].

Электроцентробежный насос

Разбор актов расследования технологических нарушений на ЭКПЭД нефтедобычи наглядно демонстрирует, что количество отключений, связанных с выходом из строя ЭЦН, являются немногочисленными (составляют 17,4%) в сравнении с повреждением ПКЛ и ПЭД. Однако повреждения ЭЦН приводят к тяжелым авариям, связанным с длительными простоями оборудования, поэтому недооценивать данный фактор нельзя [18]. На рис. 1.15 рассмотрены основные причины отказов ЭЦН.

В технической документации четко оговорена область применения УЭЦН, однако в действующих скважинах условия сильно отличаются от идеальных. Как правило, на это влияет множество факторов, таких как вынос механических примесей (5,6% отказов), повышенное содержание свободного газа в сочетании с низкими уровнями, высокая температура перекачиваемой жидкости и неудовлетворительное охлаждение установки, и множество других, которые приводят к износу и преждевременному выходу из строя установки [48]. Абразивному износу особенно подвержены защитные втулки вала и ступицы направляющих аппаратов. Износ вала насоса выражается в образовании на нем глубоких кольцевых каналов. Причиной служит электрохимическая коррозия, а наличие механических примесей повышает интенсивность износа, разрушая образующиеся окисные пленки [49]. Озвученные дефекты следует отнести к износу рабочих органов (66,6% отказов), что является основной причиной отказов (рис. 1.15). Образование солей и парафина (9,3% отказов) на приемной сетке и рабочих колесных аппаратах насосов и коррозия металла (4,6% отказа) служат главной предпосылкой для выхода оборудования из строя.

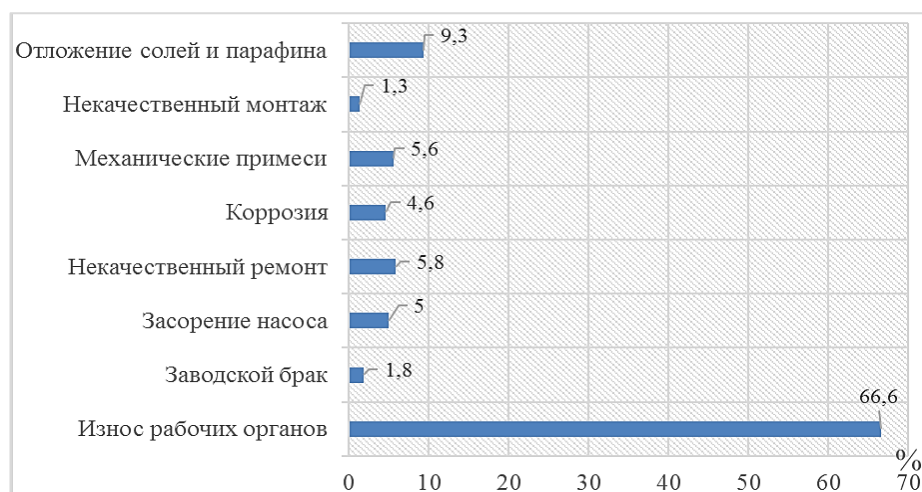


Рис 1.15. Диаграмма сопутствующих обстоятельств технологическим нарушениям на ЭЦН (все значения в %).

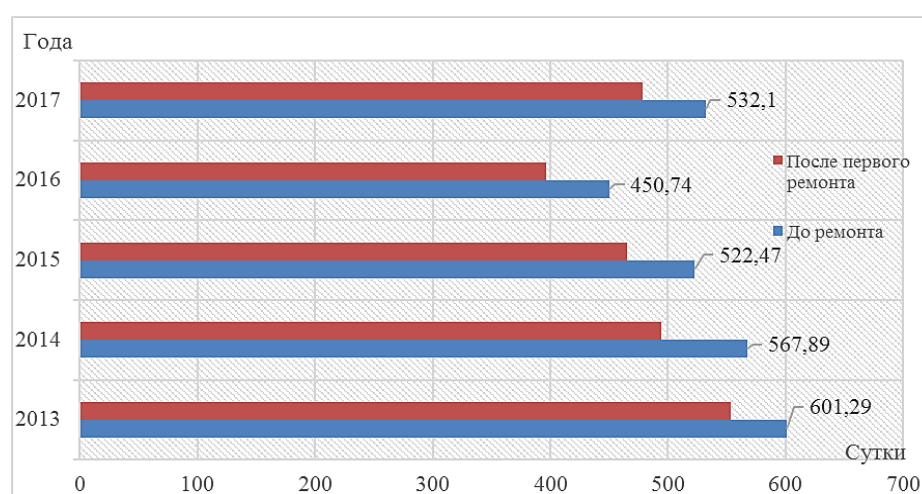


Рис. 1.16. Нарботка на отказ ЭЦН в Поволжском регионе за 2013 – 2017 г. (все значения в сутках).

Существует три основные причины солеотложения в ЭЦН - природная, эксплуатационная и конструктивное исполнение ЭЦН. Методы профилактики отказов и требования к конструкции ЭЦН с низкими солеотложениями подробно сформулированы в главе 4 диссертации.

Погружной электродвигатель

На данный момент в технической литературе достаточно подробно описаны случаи и сопутствующие причины технологических отказов в работе ПЭД [8, 14, 15, 17, 32, 43, 44, 49].

На рис. 1.17 представлена диаграмма характера повреждений ПЭД. Причинами и сопутствующими обстоятельствами выделенных технологических нарушений ПЭД являлись:

- неправильный подбор параметров ПЭД и насоса, сложные условия

эксплуатации при наличие разнородных осложняющих факторов – неоднородный состав и свойства пластовой жидкости в сочетании с разнообразными примесями, кривизна ствола, солеотложения [37] и т.п., которые приводят к засорению ЭЦН, перегрузке ПЭД и отказу;

- значительные размеры конструкции в сочетании с малым поперечным сечением, что приводит к снижению ее жесткости;
- большая глубина спуска ЭЦН по вертикали, высокая температура пластовой жидкости (более 90 градусов), работа ПЭД с нагрузками близкими или превышающими номинальные [36] приводят к перегреву и отказу;
- нарушение герметичности системы «кабель-ПЭД-гидрозащита»;
- коррозия составных элементов ЭЦН и ПЭД [38];
- недостаточный приток по причине заведомого спуска ЭПУ большего типоразмера, чем производительность скважины;
- несоответствие параметров ПЭД и насоса.

Из рис. 1.17 видно, что основную долю технологических нарушений составляют: электропробой обмотки в пазу статора – 45% (у некоторых типоразмеров до 61%), электропробойтоковвода - 19,7%. Невозможно не отметить тот факт, что на долю некачественного ремонта (5,4%) и некачественного монтажа (5,5%) ПЭД приходится порядка 11% от общего количества повреждений.

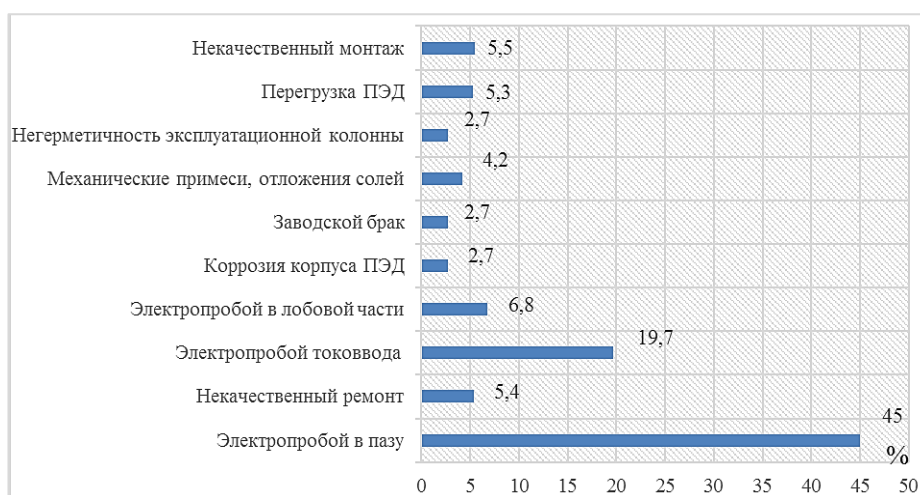


Рис. 1.17. Диаграмма характера повреждений ПЭД (все значения в %).

В результате длительной эксплуатации наибольшее количество повреждений диагностировано в лобовых частях, в токовводе или в пазу обмотки

ПЭД. Повреждения в лобовых частях, как правило, возникают в результате механических повреждений изоляции при намотке или сборке электродвигателя. Так же к пробоям могут привести механические включения в самой изоляции, что является следствием заводского брака или низкого качества материалов. Пробой в пазу в большей степени обусловлен перегрузками ПЭД, так как изоляция в пазу подвержена резкому перегреву выше предельных температур во время недопустимых перегрузок [17]. Значительно распространены отказы в результате коррозии, к ним следует отнести - разрушение пакета ротора и статора, крепежа, «закипание» муфты на валу ПЭД и т.п.

На основании данных эксплуатации ПЭД за 2013 – 2017 г. (рис. 1.18) можно обнаружить отчетливую тенденцию постепенного снижения величины наработки на отказ с 601 сут. до 503 сут. Данный факт напрямую свидетельствует об значительном износе парка ПЭД и уменьшению их остаточного ресурса, что приводит к более частым капитальным ремонтам оборудования, сокращению сроков межремонтных промежутков. Устранение отказов ПЭД в процессе эксплуатации является сложным и дорогим процессом, который включает в себя: дорогостоящие работы по подъему оборудования; экономические убытки от простоя рентабельной скважины; ремонт или замену отказавшего ПЭД. Именно поэтому с целью увеличения сроков безотказной работы ПЭД и своевременного выявления дефектов, повышаются требования к их техническому обслуживанию (ТО) на предприятиях нефтедобывающей отрасли [6, 7, 10]. По мнению автора, повышение срока службы, надежности и увеличение межремонтного периода достигается в первую очередь за счет своевременной диагностики, оценки и прогнозирования технического состояния ПЭД. Практика эксплуатации показывает, что это дает значительно больший экономический эффект, чем улучшение других технико-экономических показателей: КПД, коэффициента мощности, коэффициента использования и т.д. Поэтому помимо совершенствования механизмов ТОиР, разработка информационно-измерительной системы диагностики ПЭД на основе распределенных средств измерения является достаточно актуальной задачей [13].

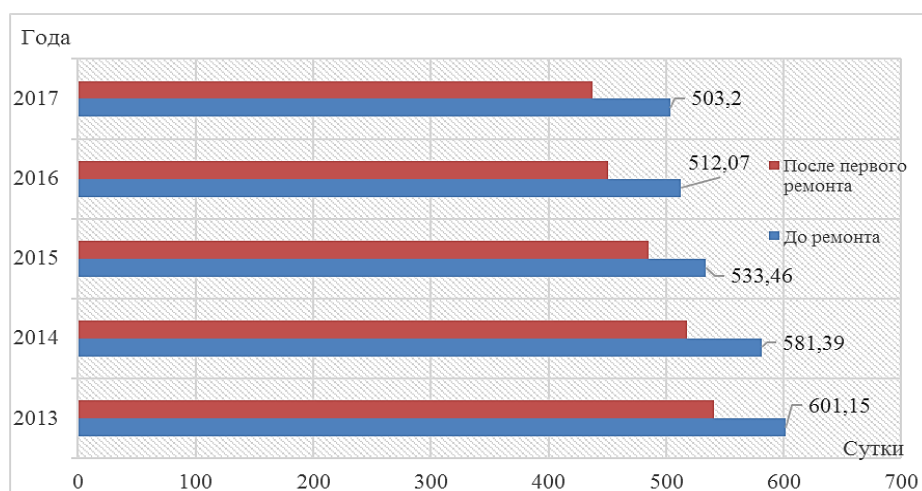


Рис. 1.18. Нарботка на отказ ПЭД в Поволжском регионе за 2013 – 2017 г. (все значения в сутках).

На рис. 1.12, 1.14, 1.16, 1.18 составлены диаграммы наработок на отказ основных конструктивных элементов ЭКПЭД за пятилетний период с 2013 по 2017 года в условиях Поволжского региона. Здесь же дано сравнение наработки на отказ элементов ЭКПЭД до проведения ремонта и после первого ремонта, основанное на использовании метода экспертных оценок, полученного от технических руководителей предприятий нефтяной отрасли, в частности Сотникова В.П., Сотникова А.В. Установлено, что после проведения планового или восстановительного ремонта элементов ЭКПЭД происходит снижение наработки на отказ в среднем на 8-12%. Данная ситуация частично описана в исследованиях Правикова Ю.М, Гирфанова А.А. [51]. На рис. 1.19а схематично изображен временной график работы ЭКПЭД на котором периоды P (период времени работы установки) будут чередоваться с B (период восстановления, ремонта) и TO . Чем длиннее периоды P и короче периоды B и TO , тем выше надежность установки, однако после прохождения периодов B и TO происходит уменьшение периода P , что так же подтверждает описанную ранее статистику наработки на отказ ЭКПЭД. На рис. 1.19б представлен график потока отказов.

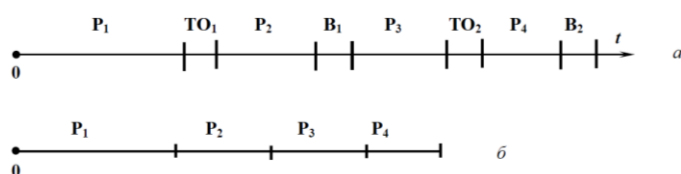


Рис. 1.19. Временной график работы ЭКПЭД.

Произведенное исследование свидетельствует о недостаточной эффективности и низком качестве проведения плановых и восстановительных ремонтов на предприятиях нефтяного кластера. По мнению автора, для оптимизации расходов и повышения эффективности работы ЭКПЭД представляется целесообразным с технико-экономической точки зрения разработка кардинально новой концепции проведения плановых и восстановительных ремонтов, основанной на объединении стратегий ТОиР по наработке и техническому состоянию.

В данной главе подробно рассмотрены основные причины отказов по элементам конструкции ЭКПЭД и составлена структурная схема отказов ЭКПЭД (рис. 1.10) Рассмотрев, как, казалось бы, довольно узконаправленные причины остановов ЭКПЭД - «Клин», «Нет подачи» и «R=O» (рис. 1.15) - мы видим, что они тесно переплетаются между собой. Например: при негерметичности НКТ следует снижение/отсутствие подачи, охлаждение ПЭД ухудшается, повышается температура установки в целом и, как следствие, возможно отложение солей на рабочих органах ЭЦН, заклинивание установки либо перегрев электродвигателя, что, в свою очередь, приведет к снижению изоляции. Или при высоком выносе количества взвешенных частиц (КВЧ) (что, в свою очередь, может послужить катализатором кристаллизации солей на рабочих органах ЭЦН) возможно заклинивание установки и мероприятия по расклиниванию могут послужить причиной слома вала, шлицевой муфты вала, в итоге остановка по «Нет подачи» и так далее. При проведении мероприятий по расклиниванию из-за критических нагрузок высока вероятность отказа электрических узлов ЭКПЭД и остановка по причине «R=O».

1.6. Выводы по первой главе

1. Определены и сформулированы основные методические положения оценки эксплуатационной эффективности ЭКПЭД.

2. Анализ изданной на сегодняшний день литературы по вопросам оценки эксплуатационной эффективности ЭКПЭД ПН показывает, что практика экс-

плуатации остро нуждается в теории и методах оценки эффективности эксплуатации ЭКПЭД и ПЭД, учитывающих структурно-функциональные свойства и разнообразие режимов работы, что позволит в процессе эксплуатации обеспечить эффективность эксплуатации путем рационального построения системы ТОиР на основании использования реальных оценок вероятностно-статистических характеристик отказов элементов. Что в конечном счете должно привести к снижению себестоимости добычи нефти, экономии энергетических ресурсов и затрат на ремонты.

3. Произведено исследование статистики отказов основных элементов ЭКПЭД с рассмотрением причины и сопутствующих обстоятельств технологических нарушений отдельно для каждого конструктивного элемента. Результаты ее анализа показывают, что большая часть отказов приходится на невосстанавливаемые элементы конструкции, характер которых стабилен из года в год. Данные нарушения возникают вследствие усталости узлов оборудования и существующими недостатками ТОиР и другими организационными и техническими причинами несовершенства подхода к организации и функционированию процесса производства. Анализ состояния и условий эксплуатации ЭКПЭД позволяет определить состав организационно-технических мер по устранению последствий технологического нарушения и рекомендаций по повышению эффективности эксплуатации ЭКПЭД и ПЭД в целом и отдельных их элементов в частности. Позволяет создать исходную базу для проведения стохастического анализа технологических нарушений на оборудование нефтедобычи.

4. Результаты исследования говорят об актуальности построения моделей оценки эффективности эксплуатации с учетом структурных и функциональных характеристик ЭКПЭД и ПЭД нефтедобычи, как наиболее важных факторов эффективности системы при проектировании ЭКПЭД и ПЭД.

ГЛАВА 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ УРОВНЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ГОТОВНОСТИ ПЭД

2.1. Показатели эксплуатационной эффективности и готовности ПЭД

В данной главе рассматриваются ключевые свойства погружного оборудования нефтедобычи, характеризующие его эксплуатационную эффективность и долговечность – это срок его службы и ресурс. Данные показатели закладываются в оборудование на стадии его проектирования и изготовления и уссовершенствуются или поддерживаются на заданном уровне при его эксплуатации [51]. Одним из ключевых факторов повышения эксплуатационной эффективности является увеличение ресурса оборудования, к примеру увеличение ресурса ПЭД, как наиболее ответственного и повреждаемого узла ЭКПЭД (22,7% отказов), приведет к уменьшению трудовых, эксплуатационных затрат и, как следствие, к достижению существенного экономического эффекта. Следует отметить, что отдельный интерес представляет вопрос прогнозирования ресурса отдельно взятого ПЭД.

При выборе и производстве расчетов показателей эксплуатационной эффективности главных узлов конструкции ЭКПЭД нефтедобычи следует принять во внимание организационно-хозяйственную форму проведения ремонтов на предприятиях нефтедобычи, а именно: длительность простоев оборудования скважины определяется исходя из времени, затрачиваемым на замену отказавшего узла, при наличии его на складе резервного оборудования, то есть по факту применяется система крупноузловой замены [5]. Исходя из сказанного ЭКПЭД и ПЭД следует отнести к категории невосстанавливаемых изделий, однако если рассмотреть другой подход к изложенному вопросу, то очевидно, что любое электротехническое изделие или оборудование относится к категории восстанавливаемого, так как каждый узел подлежит ремонту, восстановлению с последующим вводом оборудования в работу. В сложившихся условиях следует принять, что ЭКПЭД в целом является восстанавливаемой системой, а каждый из отдельных ее узлов (ПЭД, кабель,

насос и т.д.) относятся к невосстанавливаемым элементам, так как при отказе подлежат замене на новый или отремонтированный.

Задачи диссертационной работы решаются с помощью методов оценки эксплуатационной эффективности технических устройств [12, 20, 24, 28, 46, 51] с применением теории отказов ЭКПЭД и ПЭД с восстановлением [21, 22, 51, 52]. Для этого используются следующие показатели [53].

Параметр потока отказов – ω (1/год), служащий количественным показателем повреждаемости оборудования

$$\omega = \frac{m}{n \cdot T}, \quad (2.1)$$

где m – число технологических нарушений в работе объекта; n – число ПЭД, которые работают в одинаковых условиях и находятся на стадии нормальной эксплуатации; T – время мониторинга (лет).

Этот параметр эксплуатационной эффективности имеет ряд особенностей, а именно: параметр потока отказов показывает частоту отказов в работе установки, его условно разделяют на три периода эксплуатации – приработочный период, период нормальной эксплуатации и деградационный период [54]. Период приработки характеризуется появлением дефектов, связанных с некачественным изготовлением и монтажом оборудования, дефектов, которые не были обнаружены в период пусковых и приемо-сдаточных испытаний. Для исключения данного класса дефектов и повышения эксплуатационной эффективности функционирования оборудования следует производить обкатку или приработку вновь вводимого оборудования. Однако, для большинства установок рациональнее отнести приработку оборудования на период эксплуатации и выявленные скрытые дефекты и недоработки устранять в рамках гарантийного обслуживания. Необходимо подчеркнуть, что при этом срок гарантийного обслуживания должен быть принят исходя из подтвержденного результатами натурных испытаний и данных статистики наработки на отказ приработочного периода оборудования. Деградационный период эксплуатации оборудования характеризуется появлением отказов, связанных с физическим износом

деталей и узлов установки, усталостными разрушениями, коррозии и т.п. Данный период рассматривается на поздней стадии эксплуатации установки, в связи с этим «вероятность возникновения отказа во время планируемого полного или межремонтного срока службы достаточно мала. Это достигается за счет проведения качественных капитальных и текущих ремонтов оборудования и расчетом на долговечность с учетом выявленных случаев деградиционных нарушений эксплуатационной эффективности» [54].

Второй показатель эксплуатационной эффективности – среднее время безотказной работы ($T_{н.ср.}$) - величина, которая определяется по повреждаемости эксплуатируемого оборудования ежемесячно на протяжении группы лет [55];

$$T_{н.ср.} = \frac{720}{m/n} = 720 \frac{n}{m}. \quad (2.2)$$

Следующий показатель эксплуатационной эффективности - среднее время восстановления ($T_{в.ср.}$, (ч)) - среднее время нерегламентированного или вынужденного, простоя, которое затрачивается на выявление и ликвидацию отказа. Допустим, что на отыскание и устранение технологических нарушений в количестве m затрачено время от $t_1, t_2, t_3 \dots$ до t_m , тогда среднее время восстановления (ч) составит:

$$T_{в.ср.} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m t_i. \quad (2.3)$$

Число m выражается случайной величиной так как отказ в работе оборудования тоже является непрогнозируемым явлением. Поэтому для достоверности результатов целесообразно «оценить статическую точность фактической величины параметра потока отказов для ПЭД посредством доверительных границ» [51]. Для их вычисления задаются доверительной вероятностью (или коэффициентом доверия). Доверительные границы формировались для ряда значений доверительной вероятности ($\beta = 0,8; 0,9; 0,95; 0,99$).

Границы доверительного интервала рассчитываются по следующим формулам:

$$\text{нижняя граница: } \omega_H = \omega / r_1, \quad (2.4)$$

$$\text{верхняя граница: } \omega_B = \omega / r_2. \quad (2.5)$$

Коэффициенты r_1 и r_2 находятся по «соответствующим таблицам при соответствующей доверительной вероятности α » [55].

Для выполнения процесса анализа эксплуатационной эффективности объекта используются дополнительные показатели:

➤ K_{TH} – в п.6.28. ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения» [56] дано определение коэффициента технического использования: «отношение мат. ожидания суммы времени нахождения объекта в работоспособном состоянии за определенный период эксплуатации к мат. ожиданию суммы времени пребывания объекта в работоспособном состоянии и простоев, вызванных техническим обслуживанием и ремонтом за тот же период»;

$$K_{TH} = \frac{T_p}{T_p + T_{рем.} + T_{ТО}}, \quad (2.6)$$

где T_p - время, в течение которого объект работоспособен за рассматриваемый интервал (год, месяц); $T_{рем.}$ - время, в течение которого объект находится на плановом или неплановом ремонте; $T_{ТО}$ - время, в течение которого объект находится на плановом или неплановом техническом обслуживании;

➤ K_G - коэффициент готовности определяется как вероятность того что ЭПУ будет в работоспособном состоянии в каждый момент времени, за исключением периодов, для которых использование оборудования по назначению не предусматривается [51, 56];

$$K_{TH} = \frac{T_0}{T_0 + T_B} \approx 1 - \omega T_B, \quad (2.7)$$

где T_0 – это среднее значение наработки на отказ объекта, T_B – это среднее значение времени восстановления, ω – параметр потока отказов.

По аналогии следует определять коэффициент простоя ПЭД в резуль-

тате технологического нарушения ($K_{ПН}$):

$$K_{ПН} = \frac{T_B}{T_0 + T_B} \approx \omega T_B. \quad (2.8)$$

Так же коэффициент простоя ПЭД во время планового останова ($K_{ПП}$):

$$K_{ПП} = \frac{T_P}{T_0 + T_P} \approx \varphi T_P. \quad (2.9)$$

➤ T (в сутках) - наработка на отказ (англ. *Mean operating Time Between Failures (MTBF)*), это величина, которая определяется как «среднее время наработки или, другими словами, продолжительность работы элемента между отказами» [54].

$$T = \frac{\sum t_{omp}}{\sum n_{отк}}, \quad (2.10)$$

где $\sum t_{omp}$ – наработка объекта или сумма времени, отработанного всеми нефтяными скважинами, эксплуатация которых происходит одним из способов добычи, за рассматриваемый период - календарный год, $\sum n_{отк.}$ – число отказов за календарный год.

При рассмотрении наработки на отказ на ПН следует учесть некоторые особенности:

- наработку на отказ рассматривают на основании отчетных данных (данных рапортов) по скользящему году (последние 12 месяцев) ежемесячно для всего механизированного парка скважин и в частности для нефтяных скважин, эксплуатация которых происходит выбранным способом добычи [51, 57];

- в общее количество технологических нарушений включаются отказы, произошедшие за рассматриваемый календарный год для нефтяных скважин, эксплуатация которых происходит одним из способов добычи, которые привели к подземному капремонту с заменой подземного оборудования;

- в наработку ЭКПЭД и ПЭД нефтедобычи не входят отказы на скважинах с «наработкой менее 48 часов с начала пробного пуска и остановки скважины для выполнения геолого-технических мероприятий (ГТМ). Так же

в наработку на отказ ЭКПЭД и ПЭД не входят простои, связанные с повреждением или отказом технологически связанного с ней узла, например: неисправность лифта, устьевой арматуры и т.п» [58].

Помимо рассмотренных выше показателей эксплуатационной эффективности существуют и другие, но их следует отнести к категории показателей эксплуатационной эффективности, которые закладываются в изделия при его разработке и изготовлении, например: срок службы, ресурс и т.п.

2.2. Статистическая обработка данных по эксплуатации ПЭД

В данной диссертационной работе были использованы данные по технологическим нарушениям, произошедшим на погружном электрооборудовании на ПН Поволжья за 5-ти летний период с 2013 по 2017 года.

С целью структурирования обработанной статистики произведена выборка и объединение всего парка ПЭД, охваченных статистикой, в общие группы. Ключевым параметром при формировании групп служила мощность ПЭД. На рисунке 2.1 представлена диаграмма отказов парка ПЭД по типоразмерам на предприятиях Поволжского региона, а в таблице 2.1 представлено объединение ПЭД в группы в зависимости от их мощности. Из данных рисунка 2.1 видно, что на ПЭД-32 и ПЭД-45 приходится наибольшее количество отказов. Данные типы двигателей наиболее распространены в структуре нефтедобычи Поволжья, остальные типоразмеры ПЭД не рассматривались ввиду их незначительной выборки по данным статистики.

Обработка статистических данных производилась с использованием программных пакетов Microsoft Excel, MathCAD, Statistica 7.0 в несколько этапов [54-59].

С целью нахождения путей решения проблемы эксплуатационной эффективности ЭКПЭД и ПЭД выполнен вероятностно-статистический анализ технологических нарушений на оборудование ПН. В результате установлены вероятностные законы распределений для временных интервалов – от ввода оборудования в промышленную эксплуатацию до момента отказа.

Формирование групп ПЭД по «мощности»

Название группы	ПЭД, входящие в данную группу
«ПЭД-32»	ПЭД 32-103, ПЭДВКТ 32-103, ПЭДк 32-103, ПЭДКТ 32-103, ПЭДН 32-103, ПЭДТ 32-103, ПЭДНТ 32-103, ПЭДКТ 32-117, ПЭД 32-117, ПЭДН 32-117, ПЭДНТ 32-117.
«ПЭД-45»	ПЭД 45-103, ПЭДВКТ 45-103, ПЭДк 45-103, ПЭДКТ 45-103, ПЭДН 45-103, ПЭДТ 45-103, ПЭДНТ 45-103, ПЭДКТ 45-117, ПЭД 45-117, ПЭДН 45-117, ПЭДНТ 45-117.
«ПЭД-56»	ПЭД 50-103, ПЭД 50-117, ПЭД 56-103, ПЭДВКТ 56-103, ПЭД2КТ 56-103, ПЭД 56-117, ПЭДКТ 56-103, ПЭДН 56-103, ПЭДТ 56-103, ПЭДНТ 56-103, ПЭДЮТ 56-103, ПЭДКТ 56-117, ПЭД 56-117, ПЭДН 56-117, ПЭДНТ 56-117, ПЭДТ 56-117.
«ПЭД-63»	ПЭД 63-103, ПЭД 63-117, ПЭДС 63-103, ПЭД 70-103, ПЭД 70-117, ПЭД 50-103, ПЭД 50-117, ПЭД 63-103, ПЭДВКТ 63-103, ПЭД2КТ 63-103, ПЭД 63-117, ПЭДКТ 63-103, ПЭДН 63-103, ПЭДТ 63-103, ПЭДНТ 63-103, ПЭДЮТ 63-103, ПЭДКТ 63-117, ПЭД 63-117, ПЭДН 63-117, ПЭДНТ 63-117, ПЭДТ 63-117.

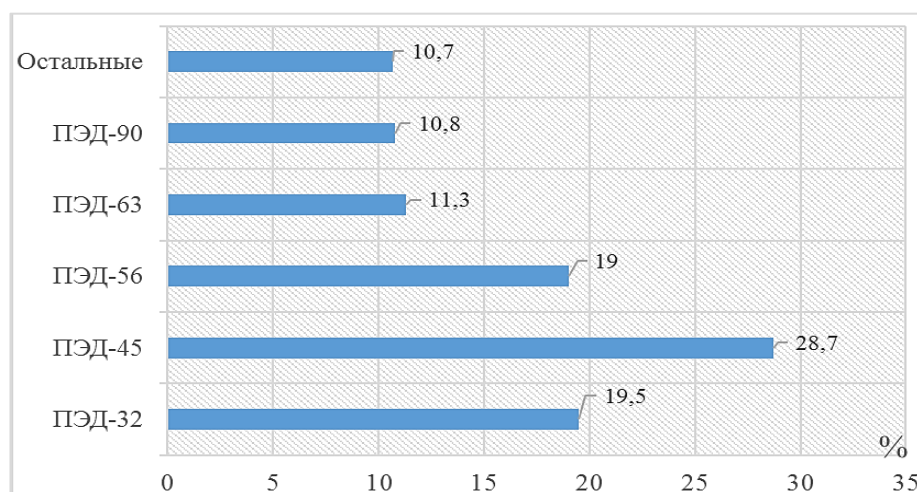


Рис. 2.1. Диаграмма отказов основных типоразмеров ПЭД (все значения в %).

1 этап. Первичная обработка данных.

1. Исходными данными о технологических нарушениях ПЭД нефтедобычи является статистика, составленная из базы данных «Актів расследования технологических нарушений», а также ведомостей дефектов отказавшего оборудования ПН Поволжья за период с 2013 по 2017 года.

2. Далее производится составление интервальных статистических рядов распределения частот или другими словами все сведения о наработке на отказ (t) делятся на интервалы одинаковой длины и производится «подсчитывание попадания значений случайной величины (t_i) в заданные интерва-

лы» [54]. По «формуле Старджесса (2.11) выполняется расчет оптимального количества разрядов эмпирического распределения (L_{onm})» [60]

$$L_{onm} = 1 + 3,2 \cdot \lg(n), \quad (2.11)$$

где n – это общее количество технологических нарушений (объем выборки), составляет от 69 до 291 отказов в зависимости от типоразмера и мощности ПЭД за период с 2013 по 2017 года (5 лет).

3. Рассчитанное значение оптимального количества разрядов эмпирического распределения (L_{onm}) необходимо округлить до ближайшего целого числа K .

4. Определяется ширина разрядов статистического ряда распределения (h):

$$h = \frac{T}{K} = \frac{t_{\max} - t_{\min}}{K}, \quad (2.12)$$

где T – размах выборки [61]; $t_{\min}$ – минимальная наработка на отказ в выборке объемом n , $t_{\max}$ – максимальная «наработка на отказ в выборке объемом n » [51].

5. По формуле (2.13) рассчитывается частота, которая будет соответствовать данному разряду.

$$p_i^* = \frac{m_i}{n}. \quad (2.13)$$

Начальной точкой в данном статистическом ряду будет являться частота с наименьшей наработкой на отказ. В итоге получается статистический ряд распределений частот в котором m_i – это «число точек, входящих в интервал из статистического ряда относительных частот (p_i^*)» [61] (табл. 2.2).

6. Строится статистический ряд, в котором приведены разряды в порядке их расположения вдоль оси абсцисс и соответствующие частоты [62].

7. По рассчитанным выше значениям выполняется построение гистограмм относительных частот ($f^*(t)$), по «оси абсцисс откладываются разряды и строится прямоугольник на месте расположения каждого из

разрядов» [51]. Площадь построенного прямоугольника равна частоте соответствующего разряда. Высоту прямоугольника вычисляют по формуле:

$$f_i^* = \frac{p_i^*}{h}. \quad (2.14)$$

Таблица 2.2

Данные статистического ряда распределения частот за 5 лет эксплуатации для группы «ПЭД-45»

№ интервала	Начало интервала	Конец интервала	Середина интервала	Кол-во точек в интервале	Относительная частота
1	101,83	0,00	203,67	97	0,00164
2	305,50	203,67	407,33	76	0,00128
3	509,17	407,33	611,00	46	0,00078
4	712,83	611,00	814,67	33	0,00063
5	916,50	814,67	1018,33	15	0,00025
6	1120,17	1018,33	1222,00	11	0,00019
7	1453,83	1222,00	1425,67	7	0,00012
8	1527,50	1425,67	1629,33	4	0,00007

Примечание. Минимальное и максимальное значения наработки на отказ в выборке n составляют: $t_{\min} = 0$ суток, $t_{\max} = 1833$ суток. Объем выборки $n = 291$ испытаний, $L_{ont} = 8,88$, а принятое значение $K = 9$. Длина интервала составляет $h = 229,13$ суток.

2 этап. Задачей данного этапа исследования является рассмотреть наиболее часто используемые законы распределения для нефтяной промышленности и определить по какому из них изменяется наработка на отказ сформированных групп ПЭД. Обзор изданной литературы [12, 21, 22, 38, 44, 51, 54] показал, что наработка на отказ ПЭД в основном подчиняется следующим законам распределения: Вейбулла, Рэлея, логнормального, нормального и экспоненциального [51, 53, 64]. Возможно использование и других законов, но в этом нет необходимости, поскольку полученные показатели сходимости теоретических законов распределения с эмпирическими подтверждают высокую значимость подобранных вероятностных законов [51, 54]. Выполнен расчет следующих величин: математическое ожидание - $M(t)$, дисперсия - $D(t)$, «среднее квадратичное отклонение (CKO) - $\sigma(t)$, коэффициент вариации - $V(t)$, коэффициент асимметрии - $A(t)$, эксцесс - $E(t)$ » [51]. Отметим, что теоретический материал и математический аппарата представлены только

для законов распределения, охватывающих обозначенные условные группы ПЭД по результатам моделирования.

1. Двухпараметрическое распределение Вейбулла. «В классической теории надежности является наиболее общим распределением времени безотказной работы элементов, времени работы до предельного состояния» [42, 52].

Плотность распределения Вейбулла представляется в виде выражения:

$$f(t) = \frac{c}{b} \cdot \left(\frac{t}{b}\right)^{c-1} \cdot e^{-\left(\frac{t}{b}\right)^c}, \quad t \geq 0, \quad (2.15)$$

где c – «параметр масштаба распределения закона Вейбулла, b – параметр формы распределения закона Вейбулла» [54].

Функция распределения закона Вейбулла в интегральном виде имеет вид:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{b}\right)^c}. \quad (2.16)$$

Дисперсия определяется выражением:

$$D(t) = \sigma^2(t). \quad (2.17)$$

По закону распределения Вейбулла распределена наработка на отказ группы «ПЭД-56». На рис. 2.2 в графическом виде представлена гистограмма с плотностями распределения вероятностей на отказ «ПЭД-56». Выборка выполнялась в период с 2013-2017 г. В указанный период зафиксировано 1553 (19% от общего количества отказов) случая отказа «ПЭД-56» на ПН Поволжья. На рис. 2.3 представлена функция распределения вероятностей на отказ «ПЭД-56».

Результаты расчетов наработки на отказ по закону Вейбулла: функция плотности равна $f(t) = \lambda \cdot \alpha \cdot t^{\alpha-1} \cdot e^{-(\lambda \cdot t^\alpha)} = 0,02117 \cdot t^{-0,3915} \cdot e^{-0,0348 t^{0,6085}}$, где $\lambda = 0,0348$ – параметр масштаба распределения, $\alpha = 0,6085$ – параметр формы распределения.

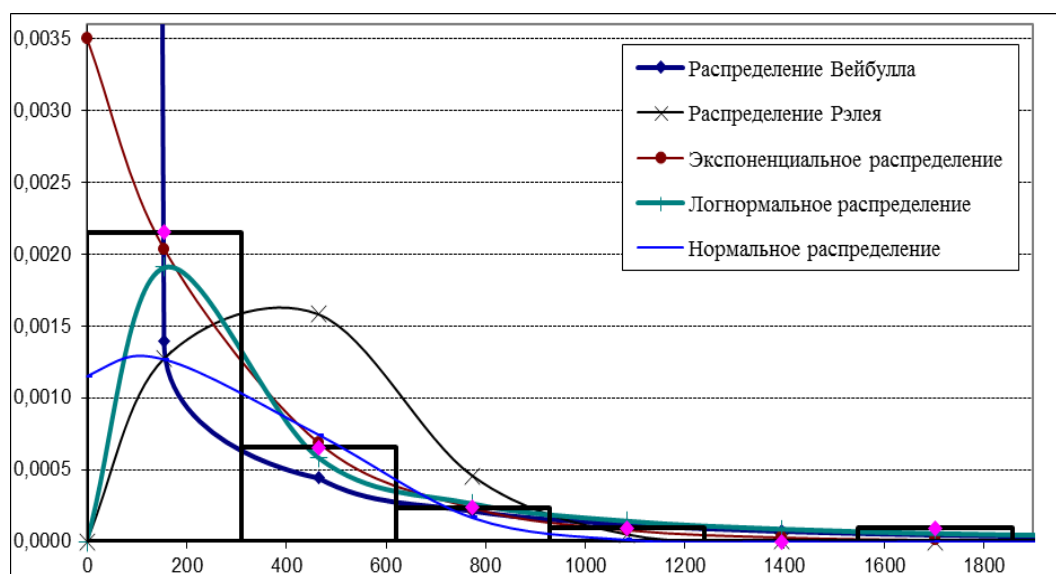


Рис. 2.2. Гистограмма с плотностями распределения вероятностей на отказ «ПЭД-56».

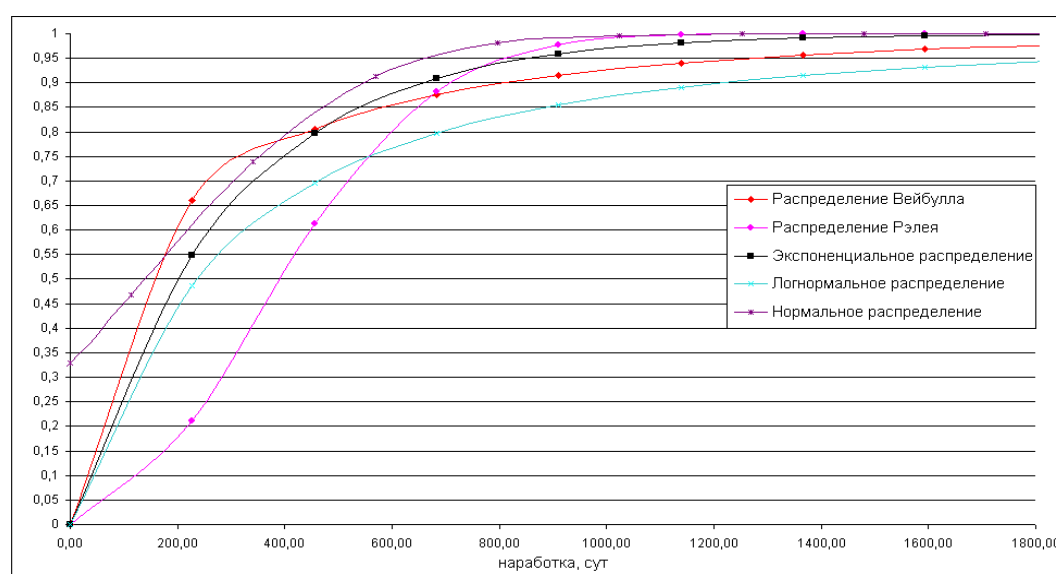


Рис. 2.3. Функция распределения вероятностей на отказ «ПЭД-56».

3. Экспоненциальное распределение (показательное распределение) – представляет абсолютно непрерывное «распределение времени между независимыми свершениями одного события, появляющимися с постоянной интенсивностью» [66]. В теории надежности используется для прогнозирования надежности системы в фазе нормальной эксплуатации, применяется для представления распределения возникновения внезапных отказов, имеющих постоянную интенсивность и возникающих вследствие стечения ряда неблагоприятных обстоятельств. Экспоненциальное распределение или показательное распределение безотказной работы связано с двухпараметрическим распределением Вейбулла и представляет его частный случай [51, 54, 65].

Для случайной величины t с экспоненциальным распределением параметра экспоненциальной функции $\lambda > 0$, плотность примет вид:

$$f(t) = \begin{cases} \lambda \cdot e^{-\lambda \cdot t}, & \text{при } t \geq 0 \\ 0, & \text{при } t < 0 \end{cases} \quad (2.18)$$

Если проинтегрировать плотность распределения, то получим функцию экспоненциального распределения [67]:

$$F(t) = \begin{cases} 1 - e^{-\lambda \cdot t}, & \text{при } t \geq 0 \\ 0, & \text{при } t < 0 \end{cases} \quad (2.19)$$

Математическое ожидание экспоненциального распределения [62]:

$$M(t) = \frac{1}{\lambda}. \quad (2.20)$$

Среднеквадратическое отклонение экспоненциального распределения:

$$\sigma(t) = M(t). \quad (2.21)$$

Коэффициент вариации экспоненциального распределения:

$$V(t) = 1. \quad (2.22)$$

Коэффициент асимметрии экспоненциального распределения:

$$A(t) \approx 2. \quad (2.23)$$

Эксцесс экспоненциального распределения:

$$E(t) \approx 6. \quad (2.24)$$

По экспоненциальному закону распределения распределена наработка на отказ группы «ПЭД-63». На рис. 2.4 в графическом виде представлена гистограмма с плотностями распределения вероятностей на отказ «ПЭД-63». Выборка выполнялась в период с 2013-2017 г. В указанный период зафиксировано 873 (11,3% от общего количества отказов) случая отказа погружных электродвигателей «ПЭД-63» на ПН Поволжья. На рис. 2.5 представлена функция распределения вероятностей на отказ «ПЭД-63».

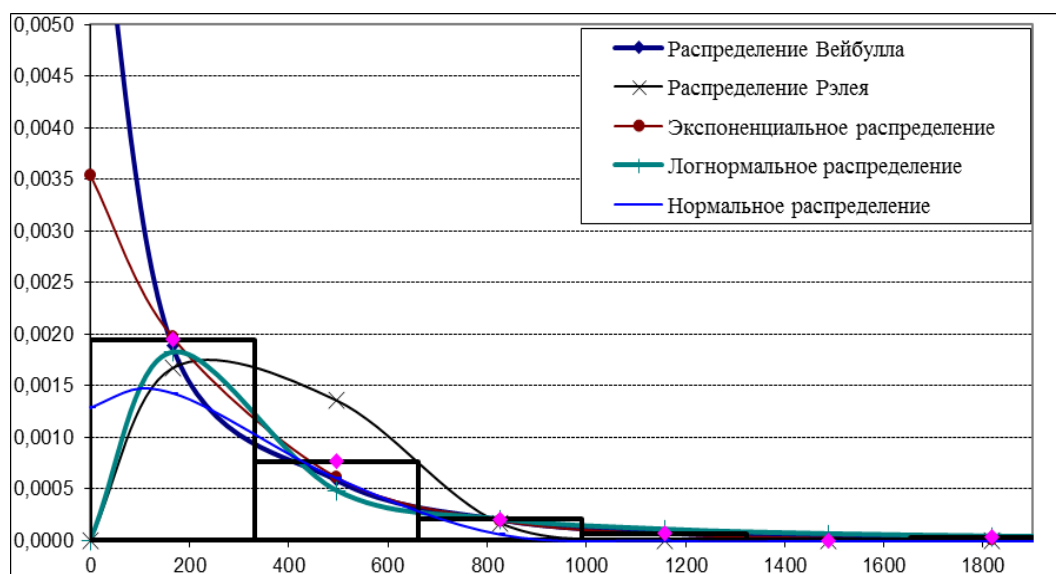


Рис. 2.4. Гистограмма с плотностями распределения вероятностей на отказ «ПЭД-63».

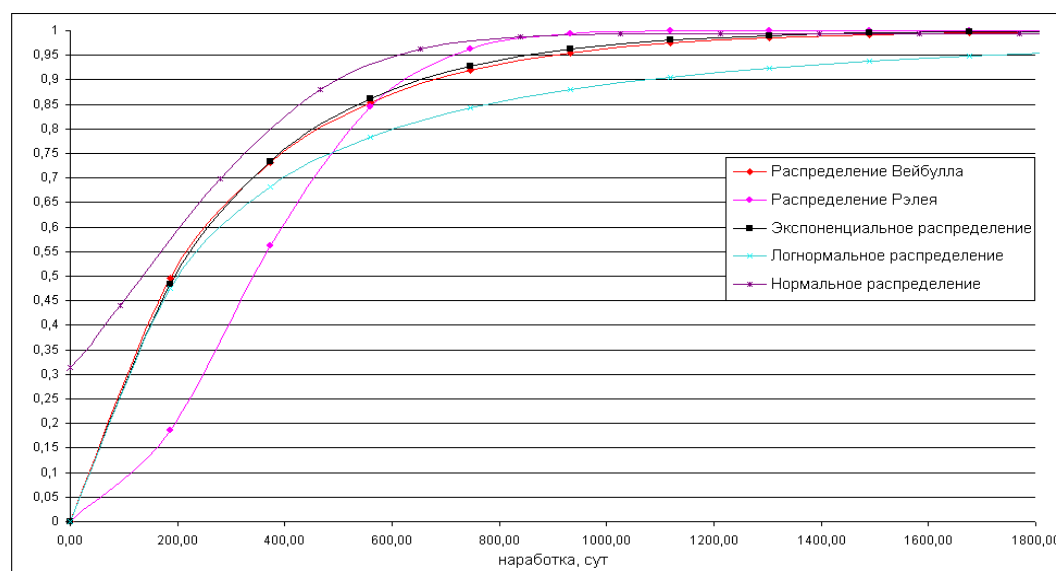


Рис. 2.5. Функция распределения вероятностей на отказ «ПЭД-63».

Результаты расчетов наработки на отказ по экспоненциальному закону распределения: функция плотности равна $f(t) = \lambda \cdot e^{-\lambda \cdot t} = 0,02877 \cdot e^{-0,002877t}$, где $\lambda = 0,02877$ - параметр экспоненциальной функции.

4. Логнормальное распределение – относится к двухпараметрическому семейству абсолютно непрерывных распределений и «служит для описания распределения случайной величины, логарифм которой распределен по нормальному закону» [54, 63, 67]. Логарифмически нормальное распределение нашло широкое применение для описания наработки на отказ объектов у которых отказ возникает по причине усталостных явлений (усталости), например: подшипники качения, электронные лампы и т.п.

Рассмотрим распределение случайной величины t для которой плотность вероятности имеет вид:

$$f(t) = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{2 \cdot \pi \cdot \sigma \cdot t}} \cdot e^{-\frac{(\ln(t)-\mu)^2}{2 \cdot \sigma^2}}, & \text{при } t \geq 0, \\ 0, & \text{при } t < 0 \end{cases}, \quad (2.25)$$

тогда можно сказать, что «величина t имеет логнормальное распределение с параметром масштаба μ и параметром формы распределения σ » [68].

Функция распределения логнормального распределения:

$$F(t) = \frac{1}{\sigma \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \int_0^t \frac{1}{t} \cdot \exp\left[-\frac{(\ln t - \mu)^2}{2 \cdot \sigma^2}\right] dt. \quad (2.26)$$

Математическое ожидание логнормального распределения:

$$M(t) = \exp\left(\mu + \frac{\sigma^2}{2}\right). \quad (2.27)$$

Среднеквадратическое отклонение логнормального распределения:

$$\sigma(t) = \exp\left(\mu + \frac{\sigma^2}{2}\right) \cdot \sqrt{\exp(\sigma^2) - 1}. \quad (2.35)$$

Дисперсия логнормального распределения:

$$D(t) = \exp(2\mu + \sigma^2) \cdot [\exp(\sigma^2) - 1]. \quad (2.28)$$

Коэффициент вариации логнормального распределения:

$$V(t) = \sqrt{\exp(\sigma^2) - 1}. \quad (2.29)$$

По логнормальному закону распределения распределена наработка на отказ групп «ПЭД-32» и «ПЭД-45». На рис. 2.6, 2.7 в графическом виде представлены гистограммы с плотностями распределения вероятностей на отказ для «ПЭД-32» и «ПЭД-45». Выборка выполнялась в период с 2013-2017 г. В указанный период зафиксировано 1859 (19,5% от общего количества отказов) случаев отказов погружных электродвигателей «ПЭД-32» и 2520 (28,7% от общего количества отказов) отказов «ПЭД-45» на ПН Поволжья. На рис. 2.8, 2.9 представлены функции распределения вероятностей на отказ «ПЭД-32» и «ПЭД-45».

Результаты расчетов наработки на отказ по логнормальному закону распределения: для «ПЭД-32» функция плотности равна $f(t) = 0,149 \cdot e^{-0,693k} \cdot t^{-1}$, где $k = (\ln(t) - 4,899)^2$, $\sigma = 0,8493$ - параметр масштаба, $\mu = 4,899$ параметр формы; для «ПЭД-45» функция плотности равна $f(t) = 0,2249 \cdot e^{-0,635k} \cdot t^{-1}$, где $k = (\ln(t) - 4,7716)^2$, $\sigma = 0,8868$ - параметр масштаба, $\mu = 4,7716$ параметр формы.

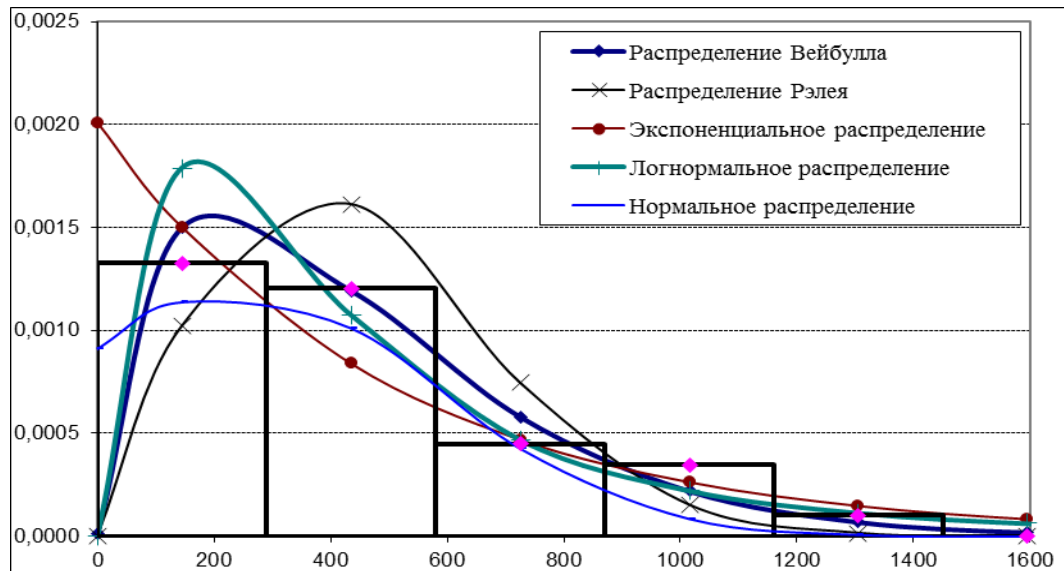


Рис. 2.6. Гистограмма с плотностями распределения вероятностей на отказ «ПЭД-32».

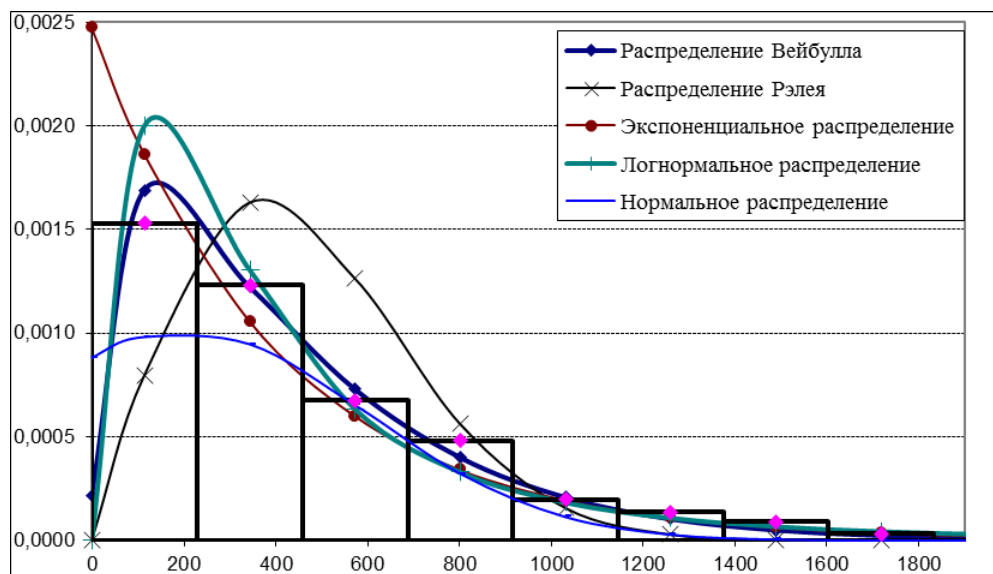


Рис. 2.7. Гистограмма с плотностями распределения вероятностей на отказ «ПЭД-45».

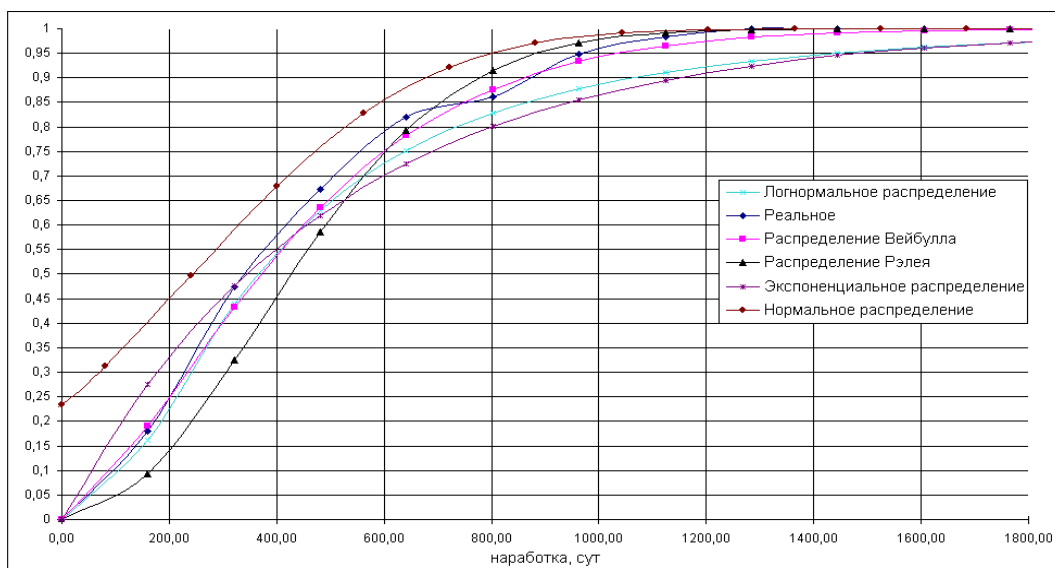


Рис. 2.8. Функция распределения вероятностей на отказ «ПЭД-32».

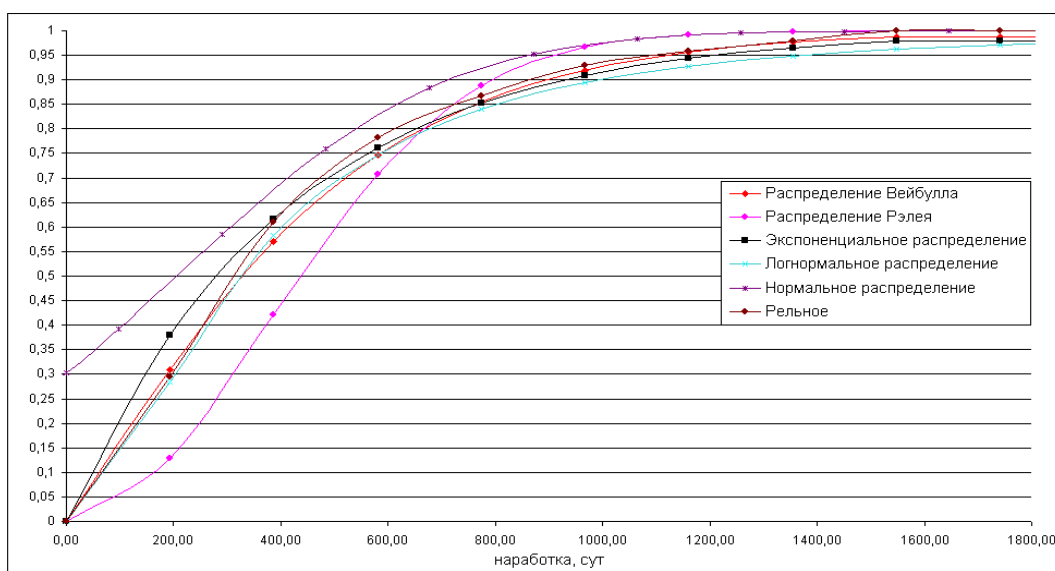


Рис. 2.9. Функция распределения вероятностей на отказ «ПЭД-45».

Таблица 2.3

Результаты расчетов логнормального закона распределения наработки на отказ

Параметр	«ПЭД-45»	«ПЭД-32»
Параметр масштаба (σ)	0,8868	0,8493
Параметр формы (μ)	4,7716	4,899
Математическое ожидание ($M(t)$, сут.)	175,007	192,41
Дисперсия ($D(t)$)	36615,66	39138,64
СКО ($\sigma(t)$, сут.)	191,352	197,83
Коэффициент вариации ($V(t)$)	1,093	1,028
Коэффициент асимметрии ($A(t)$)	4,587	4,289
Коэффициент эксцесса ($E(t)$)	52,862	42,014

Так как логнормальный закон распределения наработки на отказ имеет наибольшее распространение и охватывает самые многочисленные группы

ПЭД – «ПЭД-32» и «ПЭД-45», то целесообразно представить результаты выполненных расчетов (таблица 2.3).

3 этап. На данном этапе выполняется проверка теоретического и эмпирического распределений на предмет согласования.

Для законов распределения, описанных во 2 этапе, с применением ЭВМ выполняется подборка выравнивающей кривой. По критериям - λ - критерию Колмогорова-Смирнова [69] и χ^2 - критерию Карла Пирсона [70] производится проверка гипотезы о сходстве эмпирических и теоретических законов распределений [51, 63]. Результаты расчетов приведены в таблице 2.4.

Критерий Колмогорова-Смирнова предназначен для сравнения двух вероятностей распределения - теоретической и эмпирической [69].

$$\lambda = \frac{D}{\sqrt{n}}, \quad (2.30)$$

где D – модуль максимальной разности между эмпирическими и теоретическими кумулятивными частотами, n – число наблюдений.

χ^2 – это значимость расхождения наблюдаемых (эмпирических) и ожидаемых (теоретических) частот [70].

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^T \frac{(m_i - n \cdot p_i)^2}{n \cdot p_i}, \quad (2.31)$$

где p_i – теоретическая вероятность того, что случайная величина попадет в заданный интервал времени.

Таблица 2.4

Результаты расчетов выбранных законов распределения наработки на отказ ПЭД

Закон распределения	Группы ПЭД	Функция плотности $f(t)$	Значимость (p) по критериям	
			λ – критерий	χ^2 – критерий
Вейбулла	«ПЭД-56»	$f(t) = 0,02117 \cdot t^{-0,3915} \cdot e^{-0,0348t^{0,6085}}$	0,97	0,81
Экспоненциальный	«ПЭД-63»	$f(t) = 0,02877 \cdot e^{-0,02877t}$	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

Стоит отметить, что исследования по определению закона распределения для наработки на отказ погружных электродвигателей проводили авторы [34, 51, 54], в том числе из СамГТУ [51]. Уникальность выполненного исследования заключается в использование актуальной базы статистических данных по отказам ПЭД нефтедобычи в Поволжском регионе за период с 2013 по 2017 года. За указанный период зафиксировано 8760 случаев отказов, связанных с ПЭД. В работах, выполненных в СамГТУ рассматривалась статистика отказов ПЭД с 2000 по 2004 года с базой данных 198 отказов. Анализируя результаты исследования авторов из СамГТУ, в том числе Гирфанова А.А. [51] можно установить сходство полученных результатов – наработка на отказ ПЭД-32 и ПЭД-45 распределена по логнормальному закону распределения, данный факт является очевидным, даже при малой выборке в 198 отказов [51]. Результаты выполненной работы являются более корректными и позволяют составить актуальные и полные вероятностно-статистические зависимости вероятности возникновения отказа для выбранных категорий.

Анализ произведенных расчетов надежности ПЭД с использованием выбранных законов распределений отказов показывает, что «наработка на отказ для рассматриваемых групп ПЭД распределена по различным законам» [51], кроме того кривые плотности распределения отказов ПЭД наглядно указывают на факт совпадения нескольких законов распределений. В связи с вышеизложенным следует отметить, что к вопросу рассмотрения наработки на отказ следует подходить дифференцированно в каждом конкретном случае и использовать несколько законов распределения отказов. На данный момент в отрасли используется отраслевой стандарт ОСТ 160.800.735-80 в котором по умолчанию используется закон распределения Вейбулла–Гнеденко [71, 72].

2.3. Прогнозирование эксплуатационного ресурса и количественных показателей эффективности ПЭД

При рассмотрении путей повышения эксплуатационной эффективности

ЭКПЭД и ПЭД нефтедобычи особое внимание следует уделить понятию «ресурс оборудования». Данное понятие имеет множество трактовок, однако в диссертационной работе определено как остаточный эксплуатационный ресурс совокупности группы оборудования (условных группы ПЭД) - длительность эксплуатации, начиная от рассматриваемого момента времени до достижения оборудованием предельного состояния [73]. Прогнозирование остаточного ресурса оборудования занимает важную роль и служит одной из ключевых задач эксплуатации. Именно поэтому при формировании межремонтных периодов оборудования их необходимо определять индивидуально для каждой группы ПЭД в зависимости от технического состояния.

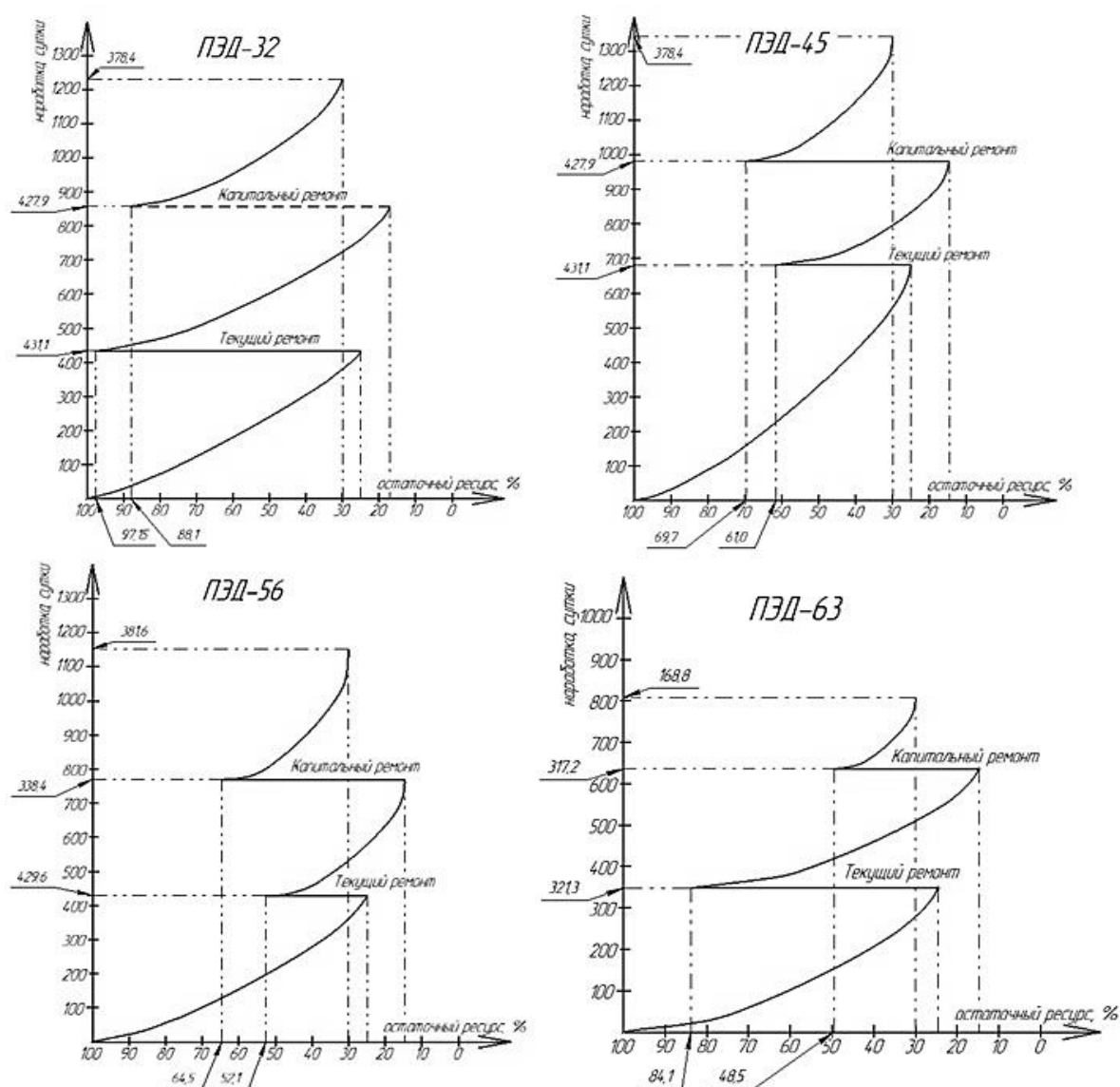


Рис. 2.10. Кривые оценки остаточного ресурса для условных групп ПЭД.

Для каждой из условных групп ПЭД индивидуальный остаточный ресурс определен до следующего ремонта (текущего или капитального). Результаты показаны на рисунке 2.10. По аналогии находятся индивидуальные сроки для других профилактических мероприятий. Кривые, построенные на рисунке 2.10 наглядно иллюстрируют зависимость остаточного ресурса условной группы ПЭД с течением времени эксплуатации. На практике представленные зависимости находят значительное применение, так как позволяют информативно определить качество эксплуатации ПЭД [74], эффективно подойти к вопросу организации текущих и капитальных ремонтов и связанных с ними организационно-хозяйственными процессов (поставка запасных частей, оборудования и т.п.).

Детерминистская схема решения задачи определения продолжительности жизненного цикла элемента ЭКПЭД (в данном случае ПЭД).

Основой для детерминистского подхода служит последующее изменение или модификация математической модели технической системы (в данном случае ЭКПЭД и ПЭД), используемой для нахождения интервала упреждения прогноза. В основу этой модели положены ретроспективные данные.

Можно утверждать, что изменение длительности жизненного цикла или наработки на отказ ЭКПЭД и ПЭД - ΔT будет пропорционально абсолютному периоду T приращению показателя, определяющего технический уровень ΔQ и некоторой функции $F(Q)$, которая зависит от изменения технического уровня во времени t . Таким образом, можно записать выражение:

$$\Delta T = TF(Q)\Delta Q. \quad (2.32)$$

Можно утверждать, что любой элемент системы в процессе своего развития и совершенствования достигает предела, поэтому несложно заключить, что при достаточно большом времени t , приближающемся к длительности жизненного цикла T , значение функции $F(Q)$ стремится к «0» или постоянной величине. Исходя из описанных рассуждений запишем:

$$\lim_{t \rightarrow T} F(Q) = 0. \quad (2.33)$$

Данному условию соответствует функция:

$$F(Q)=1-Q. \quad (2.34)$$

При значении $t \rightarrow T$ нормированное значение технического уровня будет стремиться к своему максимальному значению, равное 1.

Используя уравнение (2.32), выполнив в нем преобразование - перейдя от приращений к дифференциалам, применяя выражение, полученное в (2.34) получаем дифференциальное уравнение для определения продолжительности жизненного цикла элемента (в данном случае ПЭД) в зависимости от его технического уровня:

$$\frac{dT}{T} = (1-Q)dQ. \quad (2.35)$$

Решение уравнения (2.49) имеет вид:

$$\ln T = Q - \frac{1}{2}Q^2 + \ln C. \quad (2.36)$$

Если принять допущение, что новый элемент системы (в данном случае ПЭД) изготавливается на уровне прототипа, то его жизненный цикл будет схож с жизненным циклом элемента-прототипа. Постоянная C может быть найдена из условия $Q = Q_0$ при $T = T_0$, где Q_0 - показатель технического уровня прототипа, T_0 - показатель продолжительности жизненного цикла прототипа, в данном случае рассматривается среднее значение наработки на отказ для условных групп ПЭД за определенный период времени (2013-2017 года) по данным статистики технологических нарушений ПН Поволжья.

Можно записать:

$$\ln C = \ln T_0 - Q_0 + \frac{1}{2}Q_0^2; \quad (2.37)$$

$$T = T_0 \exp\left[Q - 0,5Q^2 + Q_0(0,5Q_0 - 1)\right]. \quad (2.38)$$

Если нормирование показателя технического уровня произвести по отношению к значению Q , то последнее выражение примет вид

$$T = T_0 \exp\left[0,5 + \frac{Q_0}{Q(0,5Q_0/Q - 1)}\right]. \quad (2.39)$$

Таким образом получено дифференциальное уравнение для определения продолжительности жизненного цикла ПЭД в зависимости от его технического уровня.

Используя выражение, полученное в (2.39) выполним расчет длительности жизненного цикла ПЭД или, другими словами, определим величину индивидуального ресурса для условных групп ПЭД:

- для группы «ПЭД-32» значение $t = 188$ суток;
- для группы «ПЭД-45» значение $t = 161$ суток;
- для группы «ПЭД-56» значение $t = 39$ суток;
- для группы «ПЭД-63» значение $t = 67$ суток.

Выполнено сравнение достигнутых результатов со значениями, полученными другими авторами (в том числе из СамГТУ - Гирфанов А.А.), предлагающие оценивать величину остаточного индивидуального ресурса ПЭД на основании граничной величины уровня ЭМС (для ПЭД-32: 181 сутки, ПЭД-45: 152 суток, ПЭД-63: 33 суток). Стоит отметить, что метод оценки величины индивидуального ресурса для ПЭД на основании граничной величины уровня ЭМС опирается на ГОСТ 13109-97 в котором представлена методика только для слаботочных сетей, именно поэтому возникла острая необходимость в разработке кардинально нового подхода по определению продолжительности жизненного цикла ПЭД в основу которого положены методы алгебры и математического анализа.

В директивных документах и регламентах нефтедобывающих компаний установлена предельно допустимая норма индивидуального ресурса для ПЭД, которая составляет 180 суток [76]. ПЭД, отработавшие менее 180 суток относят к категории оборудования с преждевременными отказами, то есть отказами, произошедшими на скважинах с наработкой с момента кнопочного пуска до 180 суток включительно. На основании произведенных расчетов не сложно заметить, что установленным требованиям надежности соответствует лишь группа ПЭД-32. Группы ПЭД-45, ПЭД-56, ПЭД-63 являются низко надёжными, причем норма индивидуального ресурса ПЭД-56 более чем 5 раз

ниже регламентированной (180 суток). В ходе анализа полученных данных выявлено, что для ПЭД-32 неэффективность ремонтов равна 23%, ПЭД-56 – 51%, для 12% ПЭД-56 характерны преждевременные отказы. Представленные факты свидетельствуют об существенном износе парка ПЭД и низкой эффективности восстановительных ремонтов.



Рис. 2.11. Основные причины преждевременных отказов в работе ЭКПЭД и ПЭД.

На рисунке 2.11 рассмотрены основные причины преждевременных отказов в работе ЭКПЭД и ПЭД. С целью повышения надежности ПЭД, как основного элемента ЭКПЭД, следует минимизировать, либо свести к нулю все факторы, снижающие эксплуатационную эффективность оборудования.

2.4. Выводы по второй главе

1. Выполнена обработка статистического материала по аварийности ПЭД, произведена выборка и сформированы условные группы ПЭД, ключевым фактором при формировании группы послужила мощность погружного электродвигателя. Принятое решение достаточно актуально при столь значительном объеме статистических данных и позволяет наглядно и информативно отразить состояние парка ПЭД и его структуру.

2. Построены уточненные вероятностно-статистические модели отказов ПЭД по данным эксплуатации ПН Поволжья за 5-ти летний период наблюдений с 2013 по 2017 г. Произведено объединение информации по всему парку ПЭД, охваченному статистикой, с дальнейшей выборкой в основные группы. Ключевым параметром при формировании групп служила мощность ПЭД. Установлено по какому закону распределения распределена наработка на отказ сформированных групп ПЭД: Вейбулла - «ПЭД-56» с функцией плотности $f(t) = 0,02117 \cdot t^{-0,3915} \cdot e^{-0,0348t^{0,6085}}$, экспоненциальный - «ПЭД-63» с функцией плотности $f(t) = 0,02877 \cdot e^{-0,02877t}$, логнормальный закон - «ПЭД-32» и «ПЭД-45» с функциями плотности $f(t) = 0,149 \cdot e^{-0,693k} \cdot t^{-1}$ и $f(t) = 0,2249 \cdot e^{-0,635k} \cdot t^{-1}$.

3. Для условных групп ПЭД составлены кривые оценки остаточного ресурса и составлено дифференциальное уравнение для определения продолжительности жизненного цикла ПЭД в зависимости от его технического уровня $T = T_0 \exp[Q - 0,5Q^2 + Q_0(0,5Q_0 - 1)]$. Установлены максимально допустимые величины нормы индивидуального ресурса, для группы «ПЭД-32» она равна 188 суток, «ПЭД-45» 161 суток, «ПЭД-56» 39 суток, «ПЭД-63» 67 суток. Данные значения свидетельствуют о низкой надежности ПЭД и относят их к категории оборудования с преждевременными отказами (наработка менее 180 суток). Так же результаты расчетов позволяют уточнить регламенты эксплуатации ПЭД, пересмотреть существующие подходы организации ТОиР и, как следствие, повысить эффективность функционирования оборудования скважины.

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЭД

3.1. Классификация элементов ПЭД как сложной технической системы

Погружные установки нефтедобычи, как сложный технический объект содержат элементы различные по составу и по физической природе (механические, электрические, гидравлические и т.д.). При проектировании таких объектов широко используется представление математических моделей в виде структурных схем, состоящих из типовых блоков, соединенных между собой направленными линиями связи. Каждый блок реализует определенную функциональную зависимость выходных переменных от входных переменных. Использование вложенных структур (макроблоков) позволяет в удобном и наглядном виде описывать сложные модели, содержащие сотни и даже тысячи элементарных блоков. Структурные схемы удобны и при решении задач анализа и синтеза систем автоматического управления [87].

На сегодняшний день широкое применение в технической отрасли нашли двухполюсные структурные схемы [88], применяемые для оценки эксплуатационной эффективности сложного объекта. Главная особенность их состоит в том, что при производстве расчетов учитываются только элементы, которые ключевым образом влияют на работоспособность всего объекта в целом. Действующие методы оценки эксплуатационной эффективности объекта (в том числе и ЭКПЭД, ПЭД) являются своего рода обобщенными или универсальными, они применимы к обширному кругу объектов с различными конструктивными и физическими свойствами, поэтому для одних объектов их применение оправдано, а для других, более сложных систем, их использование не допустимо, так как в результаты расчетов будет заложена некая погрешность, величина которой в каждом конкретном случае непостоянна и может влиять на точность расчетов [89]. К примеру, рассматриваемый метод допустим для моделирования простейших электротехнических устройств, где в основном преобладают электронные компоненты, однако

для моделирования надежности ПЭД, как сложного объекта, мало оправдан, так как не учитывает конструктивные свойства элементов. Резюмируя все выше изложенное можно заключить, что моделирование эксплуатационной эффективности ПЭД с использованием двухполюсных структурных схем предполагает наличие погрешности, величина которой может быть значительна.

Методы, основанные на использовании вероятностно-статистических характеристик объекта, так же не могут в полной мере гарантировать высокую точность и достоверность полученных результатов [90]. Среди основных недостатков можно выделить высокий уровень погрешности, вызванный низкой репрезентативностью статистических данных. Именно поэтому возникает острая необходимость в создании методов оценки эксплуатационной эффективности и технического состояния ПЭД с более точными результатами расчетов, в основу которых положен структурный анализ [54, 78].

Стоит отметить, что исследования по построению структурных схем элементов системы проводились в работах [76, 89, 91], в том числе и в СамГТУ [51, 54]. В своем исследовании автор рассматривает процесс построения структурно-функциональных схем ПЭД с повышенным напряжением, в отличие от работ, выполненных ранее [51, 54, 76, 91]. На следующем этапе выполнения работы на основе разработанной структурно-функциональной схемы ПЭД будут составлены математические модели узлов и обобщенная математическая модель эксплуатационной эффективности ПЭД, в которых приняты в расчет не только свойства, заложенные в описанных схемах, но и текущее состояние ПЭД, определяемое по разработанным во 2 главе кривым оценки индивидуального остаточного ресурса.

В построение структурных схем ПЭД можно выделить ряд особенностей: во-первых – построение структурных схем выполняется на основе конструктивных параметров, так как каждый элемент конструкции строго выполняет свое назначение и отведенный функционал, заложенный при проектировании объекта [92]. В этом случае структурные схемы выполняются в виде замкнутых или разомкнутых не ориентированных контуров. В класси-

ческом исполнении они имеют направленную структуру элементов. Во-вторых, «необходимо учитывать исходное и взаимное расположение деталей и узлов конструкции, определенных геометрическими параметрами» [93]. При их нарушении система теряет свою работоспособность, либо происходит нарушение, ограничение функциональных возможностей объекта. В-третьих, следует учесть, что ПЭД, как сложная система, состоит из множества деталей с различными физическими, тепловыми, химическими свойствами, соединенных между собой сварными, болтовыми, опрессовочными, паяльными, резьбовыми и пр. видами контактного соединения [88]. Эксплуатационная эффективность всей системы напрямую зависит от качества выполняемого сопряжения деталей.

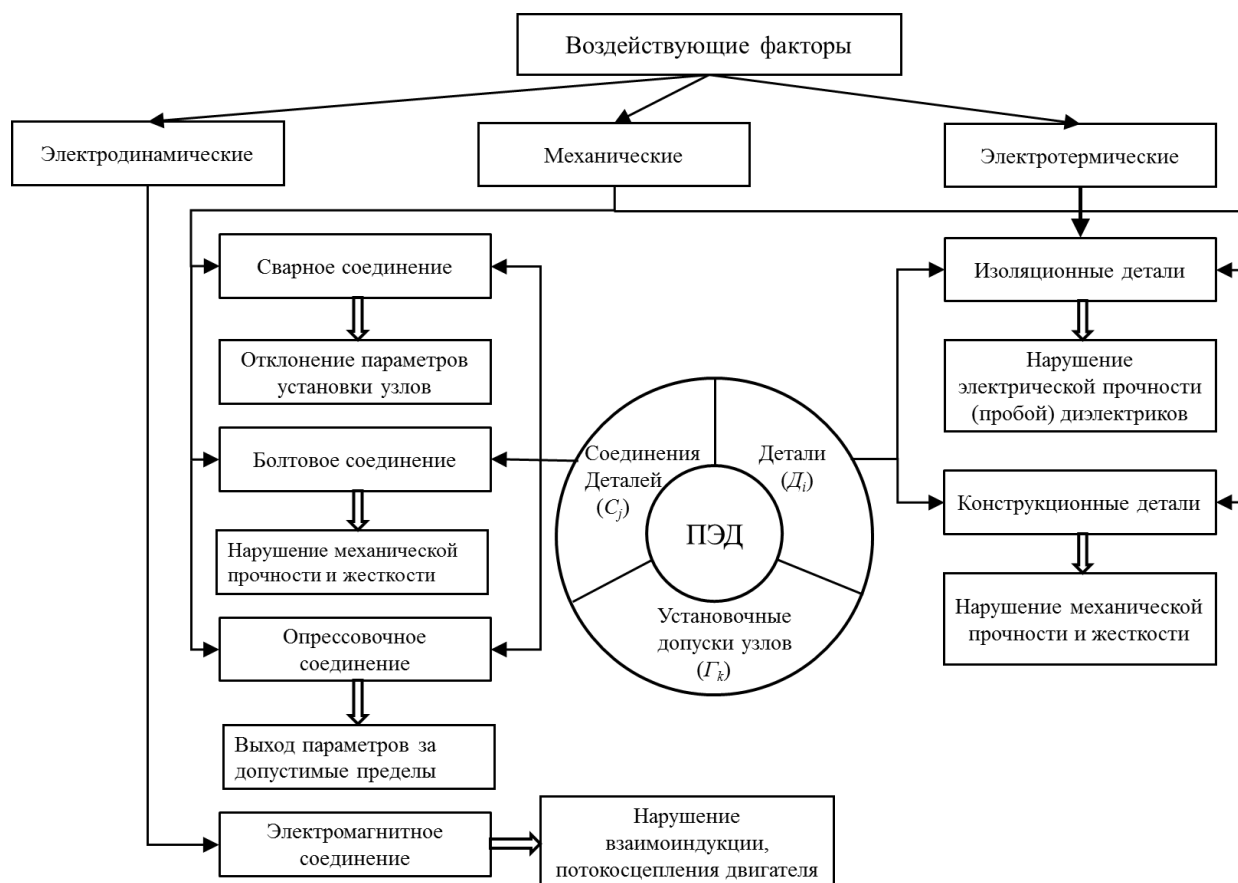


Рис. 3.1. Классификация элементов ПЭД и механизма отказов.

Анализ конструкции ПЭД позволяет выделить три основные группы элементов – детали, соединения различного вида и «установочные геометрические параметры, учитывающие взаимное соответствие узлов и деталей» [93]. На рисунке 3.1 представлена блок-схема, показывающая взаимосвязь между

элементами конструкции ПЭД, воздействующими на них во время эксплуатации факторами и возникающими при этом отказами. На данном рисунке четко просматривается взаимосвязь влияния различного рода возмущающих факторов на причины отказов ПЭД в зависимости от элемента конструкции.

Произведен анализ причинно-следственной взаимосвязи механизма отказов в работе погружного оборудования, который послужит основанием при построении актуальных структурных схем в основу которых положена, прежде всего, конструктивная база ПЭД [94]. По мере увеличения функциональных назначений элементов будет определена их значимость.

3.2. Формирование математической модели ПЭД в виде структурно-функциональной схемы

Для удобства построения структурной модели ПЭД примем условные обозначения на основании проведенного анализа и условного деления конструкции ПЭД на составные части – деталь электрической машины обозначим D_i , соединения обозначим C_j , установочные геометрические параметры обозначим как Γ_k [95].

Построение структуры ПЭД можно производить от элемента к системе, либо наоборот от системы к элементу [96], принципиальных отличий нет, однако, при любом из выбранных способов построения результат должен быть один и тот же (одинаковый). Применяя теорию графов [36, 48, 51] получим ряд элементов, соединенных между собой, при этом в вершине графа будут находиться элементы D_i , C_j , Γ_k (согласно принятой ранее терминологии: детали, соединения, геометрические установочные параметры), а ребрами будут обозначены конструктивные связи между элементами.

Если принять обозначение всех элементов конструкции ПЭД (а именно $D_i + C_j + \Gamma_k$) как V , тогда для его элементов можно записать - $V = \sum(V)$, систему можно представить в форме графа - $G = G(V)$ с вершинами, выра-

жающими группу всевозможных «сочетаний пар элементов вида $E = (D_i, C_j)$, указывающих какие вершины соединены между собой» [97]. Как отмечалось ранее, построение графа планируется выполнить на основании конструктивно-функциональной базы [54], следовательно, и ребра графа будут иметь не ориентированную форму построения, тогда для них можно записать выражение: $E = (D_i, C_j) = (C_j, D_i)$. В этом и состоит главное отличие от классической схемы построения графа (двухполюсная схема), построенного только на функциональной базе с ориентированными ребрами.

Построение и разработка структурно-функциональной схемы ПЭД следует выполнять поэтапно: на первом этапе выполняется построение обобщенной структурно-функциональной схемы ПЭД с использованием крупноузловых подсистем. К ним относятся: «узел нижнего основания, узел статора и ротора, узел токоввода и узел упорного подшипника» [51]. Укрупненное построение структурно-функциональной схемы ПЭД удобно для визуализации и представления основных узлов ПЭД и существующих связей между ними (например: магнитные, механические, все виды контактных соединений) [89, 99]. На следующем этапе, в результате разделения укрупненных узлов на элементы производится построение структурно-функциональной схемы ПЭД.

На сегодняшний день в рамках проведения политики повышения энергоэффективности на ПН, ведутся обширные дискуссии по поводу замены стандартных ПЭД на двигатели с повышенным напряжением (НПЭД) или вентильные (ВПЭД). Каждые из данного типа оборудования имеют свои особенности и применимы для существующих условий эксплуатации скважины (см. глава 1 § 1.1.2). Наиболее значительное преимущество НПЭД перед ВПЭД – стоимость двигателя, которая в 2,5 раза дешевле и позволяет обойтись без дополнительных инвестиций, либо требует незначительных начальных затрат, срок окупаемости которых 2-6 месяцев (против 5-7 лет у ВПЭД) [99]. Стоит отметить, что НПЭД и ВПЭД обладают схожими значениями наработок на отказ и показателями энергоэффективности, однако в существующих кризисных условиях ценовой вопрос является все же приоритет-

ным при принятии стратегического решения по техническому перевооружению оборудования скважины. Поэтому в диссертационной работе рассмотрен НПЭД, структурно-функциональная схема которого представлена на рис. 3.2. В ней приняты во внимание все описанные ранее составные части ПЭД – «детали, конструктивные и функциональные связи между ними и другими подсистемами» [100].

Описание принятых обозначений: $D_{1.1}$ – корпус НПЭД; $D_{1.2} - D_{1.3}$ – «основания корпуса НПЭД – верхнее и нижнее»; $D_{2.1}$ – «вал ротора»; $D_{2.2} - D_{2.4}$ – «пакеты ротора НПЭД»; $D_{2.5} - D_{2.10}$ – «стопорные кольца»; $D_{2.11} - D_{2.13}$ – «упорные кольца»; $D_{2.14} - D_{2.15}$ – «подшипники скольжения»; $D_{2.16} - D_{2.18}$ – «белечья клетка»; $D_{2.15}$ – «турбинка»; $D_{3.1} - D_{3.3}$ – «пакеты статорного железа НПЭД» [51]; $D_{3.4} - D_{3.5}$ – «немагнитный материал статорного железа НПЭД» [51]; $D_{3.6} - D_{3.8}$ – «верхние лобовые части обмотки статора НПЭД»; $D_{3.9} - D_{3.11}$ – «пазовые части обмоток статора НПЭД»; $D_{3.12} - D_{3.14}$ – «нижние лобовые части обмотки статора НПЭД»; $D_{4.1}$ – «крышка узла токоввода»; $D_{4.2}$ – «колодка»; $D_{4.3} - D_{4.5}$ – «гильзы»; $D_{4.6} - D_{4.8}$ – «силовой кабель»; $D_{5.1}$ – «крышка»; $D_{5.2}$ – «пятка основания»; $D_{5.3}$ – «узел подпятника»; $D_{5.4}$ – «резиновые изделия»; $D_{5.5}$ – «обратный клапан»; $D_{6.1}$ – «пробка»; $D_{6.2}$ – «пуско-предохранительный клапан»; $D_{6.3}$ – «обратный клапан»; $D_{6.4}$ – «масляный фильтр»; D_m – «муфта».

В построенной структурно-функциональной схеме НПЭД приняты во внимание параметры соединений между узлами конструкции, поскольку от качества и состояния выполненных контактных соединений напрямую зависит величина надежности всей установки в целом. Так же учтено наличие параметров, учитывающих геометрические связи, которые существенно влияют на надежность НПЭД.

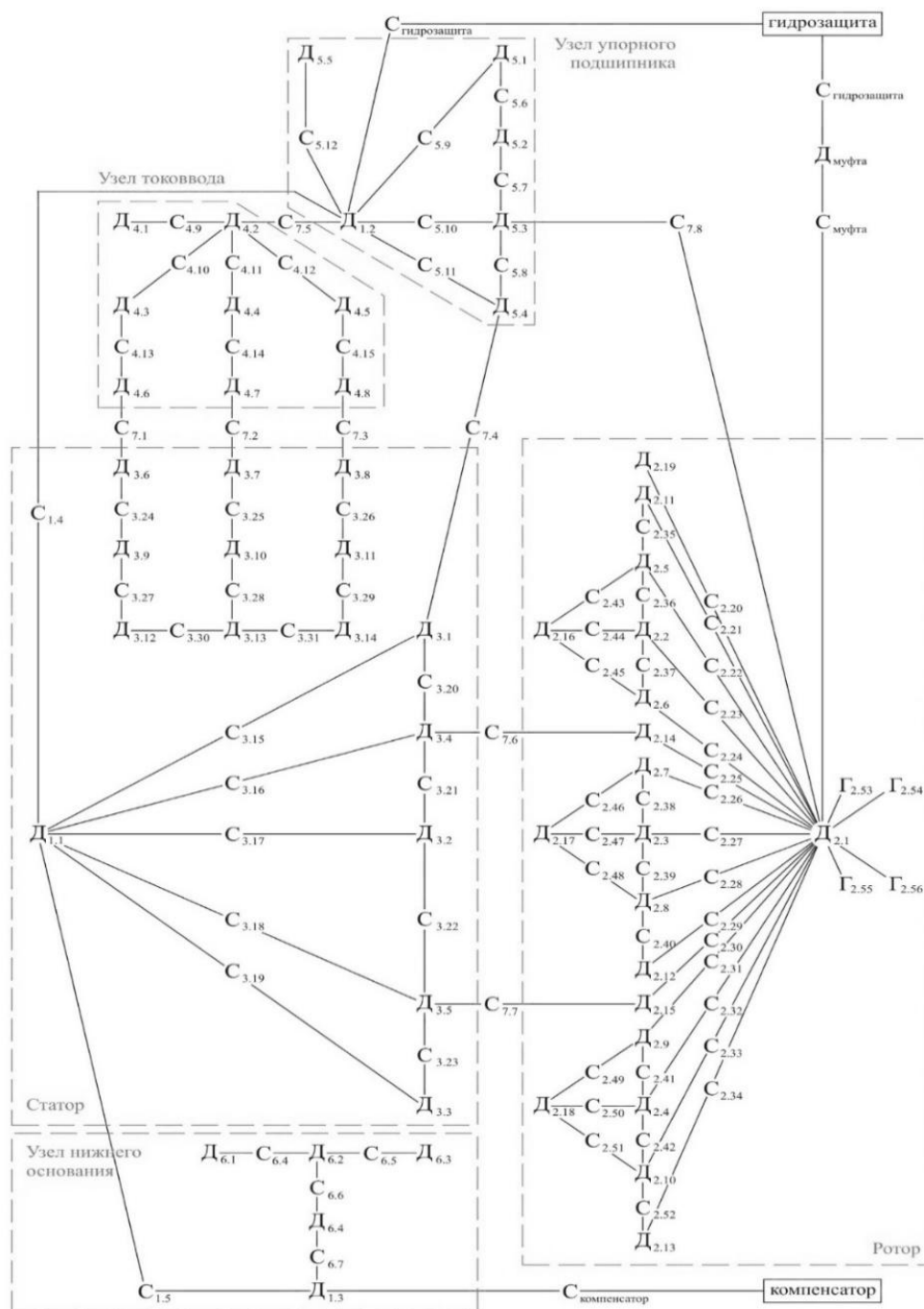


Рис. 3.2. Структурно-функциональная схема НПЭД.

На основе всего вышеизложенного выполнено построение математической модели вероятности возникновения отказа для каждого из узлов НПЭД [51, 54, 101]:

1. Математическая модель вероятности возникновения отказа для узла упорного подшипника. Составим аналитическое выражение вероятности возникновения отказа для контуров:

а) контур $A_5^1: D_{5.1} - C_{5.6} - D_{5.2} - C_{5.7} - D_{5.3} - C_{5.8} - D_{5.4}$

$$Q_{A_5^1}(T) = Q_{5.1} + (1 - Q_{5.1})Q_{5.6} + (1 - Q_{5.1})(1 - Q_{5.6})Q_{5.2} + \\ + (1 - Q_{5.1})(1 - Q_{5.6})(1 - Q_{5.2})Q_{5.7} + (1 - Q_{5.1})(1 - Q_{5.6})(1 - Q_{5.2})(1 - Q_{5.7})Q_{5.3} + \\ + (1 - Q_{5.1})(1 - Q_{5.6})(1 - Q_{5.2})(1 - Q_{5.7})(1 - Q_{5.3})Q_{5.8} + \\ + (1 - Q_{5.1})(1 - Q_{5.6})(1 - Q_{5.2})(1 - Q_{5.7})(1 - Q_{5.3})(1 - Q_{5.8})Q_{5.4}$$

б) контур $B_5^1: \mathcal{D}_{1.2} - C_{5.9} - \mathcal{D}_{5.1}$

$$Q_{B_5^1}(T) = Q_{1.2} + (1 - Q_{1.2})Q_{5.9} + (1 - Q_{1.2})(1 - Q_{5.9})Q_{5.1}$$

в) контур $C_5^1: \mathcal{D}_{1.2} - C_{5.10} - \mathcal{D}_{5.3}$

$$Q_{C_5^1}(T) = Q_{1.2} + (1 - Q_{1.2})Q_{5.10} + (1 - Q_{1.2})(1 - Q_{5.10})Q_{5.3}$$

г) контур $D_5^1: \mathcal{D}_{1.2} - C_{5.11} - \mathcal{D}_{5.4}$

$$Q_{D_5^1}(T) = Q_{1.2} + (1 - Q_{1.2})Q_{5.11} + (1 - Q_{1.2})(1 - Q_{5.11})Q_{5.4}$$

д) контур $E_5^1: \mathcal{D}_{1.2} - C_{5.12} - \mathcal{D}_{5.5}$

$$Q_{E_5^1}(T) = Q_{1.2} + (1 - Q_{1.2})Q_{5.12} + (1 - Q_{1.2})(1 - Q_{5.12})Q_{5.5}$$

Тогда уравнение звена упорного подшипника будет иметь вид:

$$A_5^\Sigma: A_5^1 - B_5^1 - C_5^1 - D_5^1 - E_5^1.$$

Математическая модель вероятности возникновения отказа для узла упорного подшипника определяется выражением:

$$Q_5^\Sigma(T) = Q_{A_5^1} + (1 - Q_{A_5^1})Q_{B_5^1} + (1 - Q_{A_5^1})(1 - Q_{B_5^1})Q_{C_5^1} + (1 - Q_{A_5^1})(1 - Q_{B_5^1}) \cdot \\ \cdot (1 - Q_{C_5^1})Q_{D_5^1} + (1 - Q_{A_5^1})(1 - Q_{B_5^1})(1 - Q_{C_5^1})(1 - Q_{D_5^1})Q_{E_5^1} \quad (3.1)$$

2. Математическая модель вероятности возникновения отказа для узла токоввода и обмотки статора электродвигателя. Составим аналитическое выражение вероятности возникновения отказа для контуров:

а) контур $A_4^1: \mathcal{D}_{4.2} - C_{4.10} - \mathcal{D}_{4.3} - C_{4.13} - \mathcal{D}_{4.6} - C_{7.1} - \mathcal{D}_{3.6} - C_{3.24} - \mathcal{D}_{3.9} - C_{3.27} - \mathcal{D}_{3.12}$

$$Q_{A_4^1}(T) = Q_{4.2} + (1 - Q_{4.2})Q_{4.10} + (1 - Q_{4.2})(1 - Q_{4.10})Q_{4.3} + (1 - Q_{4.2})(1 - Q_{4.10})(1 - Q_{4.3})Q_{4.13} + \\ + (1 - Q_{4.2})(1 - Q_{4.10})(1 - Q_{4.3})(1 - Q_{4.13})Q_{4.6} + (1 - Q_{4.2})(1 - Q_{4.10})(1 - Q_{4.3})(1 - Q_{4.13}) \cdot \\ \cdot (1 - Q_{4.6})Q_{7.1} + (1 - Q_{4.2})(1 - Q_{4.10})(1 - Q_{4.3})(1 - Q_{4.13})(1 - Q_{4.6})(1 - Q_{7.1})Q_{3.6} + \\ + (1 - Q_{4.2})(1 - Q_{4.10})(1 - Q_{4.3})(1 - Q_{4.13})(1 - Q_{4.6})(1 - Q_{7.1})(1 - Q_{3.6})Q_{3.24} + \\ + (1 - Q_{4.2})(1 - Q_{4.10})(1 - Q_{4.3})(1 - Q_{4.13})(1 - Q_{4.6})(1 - Q_{7.1})(1 - Q_{3.6})(1 - Q_{3.24})Q_{3.9} + \\ + (1 - Q_{4.2})(1 - Q_{4.10})(1 - Q_{4.3})(1 - Q_{4.13})(1 - Q_{4.6})(1 - Q_{7.1})(1 - Q_{3.6})(1 - Q_{3.24}) \cdot \\ \cdot (1 - Q_{3.9})Q_{3.27} + (1 - Q_{4.2})(1 - Q_{4.10})(1 - Q_{4.3})(1 - Q_{4.13})(1 - Q_{4.6})(1 - Q_{7.1})(1 - Q_{3.6}) \cdot \\ \cdot (1 - Q_{3.24})(1 - Q_{3.9})(1 - Q_{3.27})Q_{3.12}$$

б) контур $B_4^1: \mathcal{D}_{4,2} - C_{4,11} - \mathcal{D}_{4,4} - C_{4,14} - \mathcal{D}_{4,7} - C_{7,2} - \mathcal{D}_{3,7} - C_{3,25} - \mathcal{D}_{3,10} - C_{3,28} - \mathcal{D}_{3,13}$

$$\begin{aligned} Q_{B_4^1}(T) = & Q_{4,2} + (1 - Q_{4,2})Q_{4,11} + (1 - Q_{4,2})(1 - Q_{4,11})Q_{4,4} + (1 - Q_{4,2})(1 - Q_{4,11})(1 - Q_{4,4})Q_{4,14} + \\ & + (1 - Q_{4,2})(1 - Q_{4,11})(1 - Q_{4,4})(1 - Q_{4,14})Q_{4,7} + (1 - Q_{4,2})(1 - Q_{4,11})(1 - Q_{4,4})(1 - Q_{4,14}) \cdot \\ & \cdot (1 - Q_{4,7})Q_{7,2} + (1 - Q_{4,2})(1 - Q_{4,11})(1 - Q_{4,4})(1 - Q_{4,14})(1 - Q_{4,7})(1 - Q_{7,2}) \cdot Q_{3,7} + \\ & + (1 - Q_{4,2})(1 - Q_{4,11})(1 - Q_{4,4})(1 - Q_{4,14})(1 - Q_{4,7})(1 - Q_{7,2})(1 - Q_{3,7})Q_{3,25} + \\ & + (1 - Q_{4,2})(1 - Q_{4,11})(1 - Q_{4,4})(1 - Q_{4,14})(1 - Q_{4,7})(1 - Q_{7,2})(1 - Q_{3,7})(1 - Q_{3,25})Q_{3,10} + \\ & + (1 - Q_{4,2})(1 - Q_{4,11})(1 - Q_{4,4})(1 - Q_{4,14})(1 - Q_{4,7})(1 - Q_{7,2})(1 - Q_{3,7})(1 - Q_{3,25}) \cdot \\ & \cdot (1 - Q_{3,10})Q_{3,28} + (1 - Q_{4,2})(1 - Q_{4,11})(1 - Q_{4,4})(1 - Q_{4,14})(1 - Q_{4,7})(1 - Q_{7,2})(1 - Q_{3,7}) \cdot \\ & \cdot (1 - Q_{3,25})(1 - Q_{3,10})(1 - Q_{3,28})Q_{3,13} \end{aligned}$$

в) контур $C_4^1: \mathcal{D}_{4,2} - C_{4,12} - \mathcal{D}_{4,5} - C_{4,15} - \mathcal{D}_{4,8} - C_{7,3} - \mathcal{D}_{3,8} - C_{3,26} - \mathcal{D}_{3,11} - C_{3,29} - \mathcal{D}_{3,14}$

$$\begin{aligned} Q_{C_4^1}(T) = & Q_{4,2} + (1 - Q_{4,2})Q_{4,12} + (1 - Q_{4,2})(1 - Q_{4,12})Q_{4,5} + (1 - Q_{4,2})(1 - Q_{4,12})(1 - Q_{4,5})Q_{4,15} + \\ & + (1 - Q_{4,2})(1 - Q_{4,12})(1 - Q_{4,5})(1 - Q_{4,15})Q_{4,8} + (1 - Q_{4,2})(1 - Q_{4,12})(1 - Q_{4,5})(1 - Q_{4,15}) \cdot \\ & \cdot (1 - Q_{4,8})Q_{7,3} + (1 - Q_{4,2})(1 - Q_{4,12})(1 - Q_{4,5})(1 - Q_{4,15})(1 - Q_{4,8})(1 - Q_{7,3})Q_{3,8} + \\ & + (1 - Q_{4,2})(1 - Q_{4,12})(1 - Q_{4,5})(1 - Q_{4,15})(1 - Q_{4,8})(1 - Q_{7,3})(1 - Q_{3,8})Q_{3,26} + \\ & + (1 - Q_{4,2})(1 - Q_{4,12})(1 - Q_{4,5})(1 - Q_{4,15})(1 - Q_{4,8})(1 - Q_{7,3})(1 - Q_{3,8})(1 - Q_{3,26})Q_{3,11} + \\ & + (1 - Q_{4,2})(1 - Q_{4,12})(1 - Q_{4,5})(1 - Q_{4,15})(1 - Q_{4,8})(1 - Q_{7,3})(1 - Q_{3,8})(1 - Q_{3,26}) \cdot \\ & \cdot (1 - Q_{3,11})Q_{3,29} + (1 - Q_{4,2})(1 - Q_{4,12})(1 - Q_{4,5})(1 - Q_{4,15})(1 - Q_{4,8})(1 - Q_{7,3})(1 - Q_{3,8}) \cdot \\ & \cdot (1 - Q_{3,26})(1 - Q_{3,11})(1 - Q_{3,29})Q_{3,14} \end{aligned}$$

г) контур $D_4^1: \mathcal{D}_{3,12} - C_{3,30} - \mathcal{D}_{3,13} - C_{3,31} - \mathcal{D}_{3,14}$

$$\begin{aligned} Q_{D_4^1}(T) = & Q_{3,12} + (1 - Q_{3,12})Q_{3,30} + (1 - Q_{3,12})(1 - Q_{3,30})Q_{3,13} + (1 - Q_{3,12})(1 - Q_{3,30}) \cdot \\ & \cdot (1 - Q_{3,13})Q_{3,31} + (1 - Q_{3,12})(1 - Q_{3,30})(1 - Q_{3,13})(1 - Q_{3,31})Q_{3,14} \end{aligned}$$

д) контур $E_4^1: \mathcal{D}_{4,1} - C_{4,9} - \mathcal{D}_{4,2}$

$$Q_{E_4^1}(T) = Q_{4,1} + (1 - Q_{4,1})Q_{4,9} + (1 - Q_{4,1})(1 - Q_{4,9})Q_{4,2}$$

Тогда уравнение звена токоввода и обмотки статора будет иметь вид:

$$A_4^\Sigma: A_4^1 + B_4^1 + C_4^1 + D_4^1 + E_4^1$$

Математическая модель вероятности возникновения отказа для узла токоввода и обмотки статора определяется выражением:

$$\begin{aligned} Q_4^\Sigma(T) = & Q_{A_4^1} + (1 - Q_{A_4^1})Q_{B_4^1} + (1 - Q_{A_4^1})(1 - Q_{B_4^1})Q_{C_4^1} + (1 - Q_{A_4^1})(1 - Q_{B_4^1}) \cdot \\ & \cdot (1 - Q_{C_4^1})Q_{D_4^1} + (1 - Q_{A_4^1})(1 - Q_{B_4^1})(1 - Q_{C_4^1})(1 - Q_{D_4^1})Q_{E_4^1} \end{aligned} \quad (3.2)$$

3. Математическая модель вероятности возникновения отказа для узла ротора электродвигателя. Составим аналитическое выражение вероятности возникновения отказа для контуров:

$$\text{а) контур } A_2^1: \mathcal{D}_{2.11} - C_{2.35} - \mathcal{D}_{2.5} - C_{2.36} - \mathcal{D}_{2.2} - C_{2.37} - \mathcal{D}_{2.6}$$

$$Q_{A_2^1}(T) = Q_{2.11} + (1 - Q_{2.11})Q_{2.35} + (1 - Q_{2.11})(1 - Q_{2.35})Q_{2.5} + (1 - Q_{2.11})(1 - Q_{2.35}) \cdot \\ \cdot (1 - Q_{2.5})Q_{2.36} + (1 - Q_{2.11})(1 - Q_{2.35})(1 - Q_{2.5})(1 - Q_{2.36})Q_{2.2} + (1 - Q_{2.11}) \cdot \\ \cdot (1 - Q_{2.35})(1 - Q_{2.5})(1 - Q_{2.36})(1 - Q_{2.2})Q_{2.37} + (1 - Q_{2.11})(1 - Q_{2.35})(1 - Q_{2.5}) \cdot \\ \cdot (1 - Q_{2.36})(1 - Q_{2.2})(1 - Q_{2.37})Q_{2.6}$$

$$\text{б) контур } B_2^1: \mathcal{D}_{2.16} - C_{2.43} - \mathcal{D}_{2.5}$$

$$Q_{B_2^1}(T) = Q_{2.16} + (1 - Q_{2.16})Q_{2.43} + (1 - Q_{2.16})(1 - Q_{2.43})Q_{2.5}$$

$$\text{в) контур } C_2^1: \mathcal{D}_{2.16} - C_{2.44} - \mathcal{D}_{2.2}$$

$$Q_{C_2^1}(T) = Q_{2.16} + (1 - Q_{2.16})Q_{2.44} + (1 - Q_{2.16})(1 - Q_{2.44})Q_{2.2}$$

$$\text{г) контур } D_2^1: \mathcal{D}_{2.16} - C_{2.45} - \mathcal{D}_{2.6}$$

$$Q_{D_2^1}(T) = Q_{2.16} + (1 - Q_{2.16})Q_{2.45} + (1 - Q_{2.16})(1 - Q_{2.45})Q_{2.6}$$

$$\text{д) контур } E_2^1: \mathcal{D}_{2.7} - C_{2.38} - \mathcal{D}_{2.3} - C_{2.39} - \mathcal{D}_{2.8} - C_{2.40} - \mathcal{D}_{2.12}$$

$$Q_{E_2^1}(T) = Q_{2.7} + (1 - Q_{2.7})Q_{2.38} + (1 - Q_{2.7})(1 - Q_{2.38})Q_{2.3} + (1 - Q_{2.7})(1 - Q_{2.38}) \cdot \\ \cdot (1 - Q_{2.3})Q_{2.39} + (1 - Q_{2.7})(1 - Q_{2.38})(1 - Q_{2.3})(1 - Q_{2.39})Q_{2.8} + \\ + (1 - Q_{2.7})(1 - Q_{2.38})(1 - Q_{2.3})(1 - Q_{2.39})(1 - Q_{2.8})Q_{2.40} + (1 - Q_{2.7})(1 - Q_{2.38}) \cdot \\ \cdot (1 - Q_{2.3})(1 - Q_{2.39})(1 - Q_{2.8})(1 - Q_{2.40})Q_{2.12}$$

$$\text{е) контур } F_2^1: \mathcal{D}_{2.17} - C_{2.46} - \mathcal{D}_{2.7}$$

$$Q_{F_2^1}(T) = Q_{2.17} + (1 - Q_{2.17})Q_{2.46} + (1 - Q_{2.17})(1 - Q_{2.46})Q_{2.7}$$

$$\text{ж) контур } G_2^1: \mathcal{D}_{2.17} - C_{2.47} - \mathcal{D}_{2.3}$$

$$Q_{G_2^1}(T) = Q_{2.17} + (1 - Q_{2.17})Q_{2.47} + (1 - Q_{2.17})(1 - Q_{2.47})Q_{2.3}$$

$$\text{з) контур } H_2^1: \mathcal{D}_{2.17} - C_{2.48} - \mathcal{D}_{2.8}$$

$$Q_{H_2^1}(T) = Q_{2.17} + (1 - Q_{2.17})Q_{2.48} + (1 - Q_{2.17})(1 - Q_{2.48})Q_{2.8}$$

$$\text{и) контур } I_2^1: \mathcal{D}_{2.9} - C_{2.41} - \mathcal{D}_{2.4} - C_{2.42} - \mathcal{D}_{2.10} - C_{2.52} - \mathcal{D}_{2.13}$$

$$Q_{I_2^1}(T) = Q_{2.9} + (1 - Q_{2.9})Q_{2.41} + (1 - Q_{2.9})(1 - Q_{2.41})Q_{2.4} + (1 - Q_{2.9})(1 - Q_{2.41}) \cdot \\ \cdot (1 - Q_{2.4})Q_{2.42} + (1 - Q_{2.9})(1 - Q_{2.41})(1 - Q_{2.4})(1 - Q_{2.42})Q_{2.10} + (1 - Q_{2.9}) \cdot \\ \cdot (1 - Q_{2.41})(1 - Q_{2.4})(1 - Q_{2.42})(1 - Q_{2.10})Q_{2.52} + (1 - Q_{2.9})(1 - Q_{2.41})(1 - Q_{2.4}) \cdot \\ \cdot (1 - Q_{2.42})(1 - Q_{2.10})(1 - Q_{2.52})Q_{2.13}$$

$$\kappa) \text{ контур } J_2^1: \mathcal{D}_{2.18} - C_{2.49} - \mathcal{D}_{2.9}$$

$$Q_{J_2^1}(T) = Q_{2.18} + (1 - Q_{2.18})Q_{2.49} + (1 - Q_{2.18})(1 - Q_{2.49})Q_{2.9}$$

$$\lambda) \text{ контур } K_2^1: \mathcal{D}_{2.18} - C_{2.50} - \mathcal{D}_{2.4}$$

$$Q_{K_2^1}(T) = Q_{2.18} + (1 - Q_{2.18})Q_{2.50} + (1 - Q_{2.18})(1 - Q_{2.50})Q_{2.4}$$

$$\mu) \text{ контур } L_2^1: \mathcal{D}_{2.18} - C_{2.51} - \mathcal{D}_{2.10}$$

$$Q_{L_2^1}(T) = Q_{2.18} + (1 - Q_{2.18})Q_{2.51} + (1 - Q_{2.18})(1 - Q_{2.51})Q_{2.10}$$

$$\eta) \text{ контур } M_2^1: \mathcal{D}_{2.1} - C_{2.20} - \mathcal{D}_{2.19}$$

$$Q_{M_2^1}(T) = Q_{2.1} + (1 - Q_{2.1})Q_{2.20} + (1 - Q_{2.1})(1 - Q_{2.20})Q_{2.19}$$

$$\theta) \text{ контур } N_2^1: \mathcal{D}_{2.1} - C_{2.21} - \mathcal{D}_{2.11}$$

$$Q_{N_2^1}(T) = Q_{2.1} + (1 - Q_{2.1})Q_{2.21} + (1 - Q_{2.1})(1 - Q_{2.21})Q_{2.11}$$

$$\pi) \text{ контур } O_2^1: \mathcal{D}_{2.1} - C_{2.22} - \mathcal{D}_{2.5}$$

$$Q_{O_2^1}(T) = Q_{2.1} + (1 - Q_{2.1})Q_{2.22} + (1 - Q_{2.1})(1 - Q_{2.22})Q_{2.5}$$

$$\rho) \text{ контур } P_2^1: \mathcal{D}_{2.1} - C_{2.23} - \mathcal{D}_{2.2}$$

$$Q_{P_2^1}(T) = Q_{2.1} + (1 - Q_{2.1})Q_{2.23} + (1 - Q_{2.1})(1 - Q_{2.23})Q_{2.2}$$

$$\varsigma) \text{ контур } Q_2^1: \mathcal{D}_{2.1} - C_{2.24} - \mathcal{D}_{2.6}$$

$$Q_{Q_2^1}(T) = Q_{2.1} + (1 - Q_{2.1})Q_{2.24} + (1 - Q_{2.1})(1 - Q_{2.24})Q_{2.6}$$

$$\tau) \text{ контур } R_2^1: \mathcal{D}_{2.1} - C_{2.25} - \mathcal{D}_{2.14}$$

$$Q_{R_2^1}(T) = Q_{2.1} + (1 - Q_{2.1})Q_{2.25} + (1 - Q_{2.1})(1 - Q_{2.25})Q_{2.14}$$

$$\upsilon) \text{ контур } S_2^1: \mathcal{D}_{2.1} - C_{2.26} - \mathcal{D}_{2.7}$$

$$Q_{S_2^1}(T) = Q_{2.1} + (1 - Q_{2.1})Q_{2.26} + (1 - Q_{2.1})(1 - Q_{2.26})Q_{2.7}$$

$$\phi) \text{ контур } T_2^1: \mathcal{D}_{2.1} - C_{2.27} - \mathcal{D}_{2.3}$$

$$Q_{T_2^1}(T) = Q_{2.1} + (1 - Q_{2.1})Q_{2.27} + (1 - Q_{2.1})(1 - Q_{2.27})Q_{2.3}$$

$$\chi) \text{ контур } U_2^1: \mathcal{D}_{2.1} - C_{2.28} - \mathcal{D}_{2.8}$$

$$Q_{U_2^1}(T) = Q_{2.1} + (1 - Q_{2.1})Q_{2.28} + (1 - Q_{2.1})(1 - Q_{2.28})Q_{2.8}$$

$$\psi) \text{ контур } V_2^1: \mathcal{D}_{2.1} - C_{2.29} - \mathcal{D}_{2.12}$$

$$Q_{V_2^1}(T) = Q_{2.1} + (1 - Q_{2.1})Q_{2.29} + (1 - Q_{2.1})(1 - Q_{2.29})Q_{2.12}$$

$$\text{ч) контур } W_2^1 : D_{2.1} - C_{2.30} - D_{2.15}$$

$$Q_{W_2^1}(T) = Q_{2.1} + (1 - Q_{2.1})Q_{2.30} + (1 - Q_{2.1})(1 - Q_{2.30})Q_{2.15}$$

$$\text{ш) контур } X_2^1 : D_{2.1} - C_{2.31} - D_{2.9}$$

$$Q_{X_2^1}(T) = Q_{2.1} + (1 - Q_{2.1})Q_{2.31} + (1 - Q_{2.1})(1 - Q_{2.31})Q_{2.9}$$

$$\text{щ) контур } Y_2^1 : D_{2.1} - C_{2.32} - D_{2.4}$$

$$Q_{Y_2^1}(T) = Q_{2.1} + (1 - Q_{2.1})Q_{2.32} + (1 - Q_{2.1})(1 - Q_{2.32})Q_{2.4}$$

$$\text{ы) контур } Z_2^1 : D_{2.1} - C_{2.33} - D_{2.10}$$

$$Q_{Z_2^1}(T) = Q_{2.1} + (1 - Q_{2.1})Q_{2.33} + (1 - Q_{2.1})(1 - Q_{2.33})Q_{2.10}$$

$$\text{э) контур } \alpha_2^1 : D_{2.1} - C_{2.34} - D_{2.13}$$

$$Q_{\alpha_2^1}(T) = Q_{2.1} + (1 - Q_{2.1})Q_{2.34} + (1 - Q_{2.1})(1 - Q_{2.34})Q_{2.13}$$

$$\text{ю) контур } \beta_2^1 : D_{2.1} - \Gamma_{2.52}$$

$$Q_{\beta_2^1}(T) = Q_{2.1} + (1 - Q_{2.1})Q_{2.52}$$

$$\text{я) контур } \gamma_2^1 : D_{2.1} - \Gamma_{2.53}$$

$$Q_{\gamma_2^1}(T) = Q_{2.1} + (1 - Q_{2.1})Q_{2.53}$$

$$\text{аа) контур } \delta_2^1 : D_{2.1} - \Gamma_{2.54}$$

$$Q_{\delta_2^1}(T) = Q_{2.1} + (1 - Q_{2.1})Q_{2.54}$$

$$\text{бб) контур } \varepsilon_2^1 : D_{2.1} - \Gamma_{2.55}$$

$$Q_{\varepsilon_2^1}(T) = Q_{2.1} + (1 - Q_{2.1})Q_{2.55}$$

Тогда уравнение звена ротора будет иметь вид:

$$A_2^\Sigma : A_2^1 - B_2^1 - C_2^1 - D_2^1 - E_2^1 - F_2^1 - G_2^1 - H_2^1 - I_2^1 - J_2^1 - K_2^1 - L_2^1 - M_2^1 - N_2^1 - O_2^1 - \\ - P_2^1 - Q_2^1 - R_2^1 - S_2^1 - T_2^1 - U_2^1 - V_2^1 - W_2^1 - X_2^1 - Y_2^1 - Z_2^1 - \alpha_2^1 - \beta_2^1 - \gamma_2^1 - \delta_2^1 - \varepsilon_2^1$$

Математическая модель вероятности возникновения отказа для узла ротора ПЭД определяется выражением:

$$\begin{aligned}
Q_2^\Sigma(T) = & Q_{A_2^1} + (1 - Q_{A_2^1})Q_{B_2^1} + (1 - Q_{A_2^1})(1 - Q_{B_2^1})Q_{C_2^1} + (1 - Q_{A_2^1})(1 - Q_{B_2^1}) \cdot \\
& \cdot (1 - Q_{C_2^1})Q_{D_2^1} + \dots + (1 - Q_{A_2^1})(1 - Q_{B_2^1})(1 - Q_{C_2^1})(1 - Q_{D_2^1})(1 - Q_{E_2^1})(1 - Q_{F_2^1}) \cdot \\
& \cdot (1 - Q_{G_2^1})(1 - Q_{H_2^1})(1 - Q_{I_2^1})(1 - Q_{J_2^1})(1 - Q_{K_2^1})(1 - Q_{L_2^1})(1 - Q_{M_2^1})(1 - Q_{N_2^1}) \cdot \\
& \cdot (1 - Q_{O_2^1})(1 - Q_{P_2^1})(1 - Q_{Q_2^1})(1 - Q_{R_2^1})(1 - Q_{S_2^1})(1 - Q_{T_2^1})(1 - Q_{U_2^1})(1 - Q_{V_2^1}) \cdot \\
& \cdot (1 - Q_{W_2^1})(1 - Q_{X_2^1})(1 - Q_{Y_2^1})(1 - Q_{Z_2^1})(1 - Q_{\alpha_2^1})(1 - Q_{\beta_2^1})(1 - Q_{\gamma_2^1})(1 - Q_{\delta_2^1})Q_{\epsilon_2^1}
\end{aligned} \quad (3.3)$$

4. Математическая модель вероятности возникновения отказа для узла магнитопровода статора электродвигателя. Составим аналитическое выражение вероятности возникновения отказа для контуров:

а) контур $A_3^1: \mathcal{D}_{3,1} - C_{3,20} - \mathcal{D}_{3,4} - C_{3,21} - \mathcal{D}_{3,2} - C_{3,22} - \mathcal{D}_{3,5} - C_{3,23} - \mathcal{D}_{3,3}$

$$\begin{aligned}
Q_{A_3^1}(T) = & Q_{3,1} + (1 - Q_{3,1})Q_{3,20} + (1 - Q_{3,1})(1 - Q_{3,20})Q_{3,4} + (1 - Q_{3,1})(1 - Q_{3,20}) \cdot \\
& \cdot (1 - Q_{3,4})Q_{3,21} + (1 - Q_{3,1})(1 - Q_{3,20})(1 - Q_{3,4})(1 - Q_{3,21})Q_{3,2} + (1 - Q_{3,1})(1 - Q_{3,20}) \cdot \\
& \cdot (1 - Q_{3,4})(1 - Q_{3,21})(1 - Q_{3,2})Q_{3,22} + (1 - Q_{3,1})(1 - Q_{3,20})(1 - Q_{3,4})(1 - Q_{3,21}) \cdot \\
& \cdot (1 - Q_{3,2})(1 - Q_{3,22})Q_{3,5} + (1 - Q_{3,1})(1 - Q_{3,20})(1 - Q_{3,4})(1 - Q_{3,21})(1 - Q_{3,2}) \cdot \\
& \cdot (1 - Q_{3,22})(1 - Q_{3,5})Q_{3,23} + (1 - Q_{3,1})(1 - Q_{3,20})(1 - Q_{3,4})(1 - Q_{3,21})(1 - Q_{3,2}) \cdot \\
& \cdot (1 - Q_{3,22})(1 - Q_{3,5})(1 - Q_{3,23})Q_{3,3}
\end{aligned}$$

б) контур $B_3^1: \mathcal{D}_{1,1} - C_{3,15} - \mathcal{D}_{3,1}$

$$Q_{B_3^1}(T) = Q_{1,1} + (1 - Q_{1,1})Q_{3,15} + (1 - Q_{1,1})(1 - Q_{3,15})Q_{3,1}$$

в) контур $C_3^1: \mathcal{D}_{1,1} - C_{3,16} - \mathcal{D}_{3,4}$

$$Q_{C_3^1}(T) = Q_{1,1} + (1 - Q_{1,1})Q_{3,16} + (1 - Q_{1,1})(1 - Q_{3,16})Q_{3,4}$$

г) контур $D_3^1: \mathcal{D}_{1,1} - C_{3,17} - \mathcal{D}_{3,2}$

$$Q_{D_3^1}(T) = Q_{1,1} + (1 - Q_{1,1})Q_{3,17} + (1 - Q_{1,1})(1 - Q_{3,17})Q_{3,2}$$

д) контур $E_3^1: \mathcal{D}_{1,1} - C_{3,18} - \mathcal{D}_{3,5}$

$$Q_{E_3^1}(T) = Q_{1,1} + (1 - Q_{1,1})Q_{3,18} + (1 - Q_{1,1})(1 - Q_{3,18})Q_{3,5}$$

е) контур $F_3^1: \mathcal{D}_{1,1} - C_{3,19} - \mathcal{D}_{3,3}$

$$Q_{F_3^1}(T) = Q_{1,1} + (1 - Q_{1,1})Q_{3,19} + (1 - Q_{1,1})(1 - Q_{3,19})Q_{3,3}$$

Тогда уравнение звена магнитопровода статора будет иметь вид:

$$A_3^\Sigma = A_3^1 + B_3^1 + C_3^1 + D_3^1 + E_3^1 + F_3^1$$

Математическая модель вероятности возникновения отказа для узла магнитопровода статора НПЭД определяется выражением:

$$Q_3^{\Sigma}(T) = Q_{A_3^1} + (1 - Q_{A_3^1})Q_{B_3^1} + (1 - Q_{A_3^1})(1 - Q_{B_3^1})Q_{C_3^1} + (1 - Q_{A_3^1})(1 - Q_{B_3^1}) \cdot \\ \cdot (1 - Q_{C_3^1})Q_{D_3^1} + (1 - Q_{A_3^1})(1 - Q_{B_3^1})(1 - Q_{C_3^1})(1 - Q_{D_3^1})Q_{E_3^1} + \\ + (1 - Q_{C_3^1})Q_{D_3^1} + (1 - Q_{A_3^1})(1 - Q_{B_3^1})(1 - Q_{C_3^1})(1 - Q_{D_3^1})(1 - Q_{E_3^1})Q_{F_3^1} \quad (3.4)$$

5. Математическая модель вероятности возникновения отказа для узла нижнего основания НПЭД. Составим аналитическое выражение вероятности возникновения отказа для контуров:

а) контур $A_6^1 : D_{1.3} - C_{6.7} - D_{6.4} - C_{6.6} - D_{6.2}$

$$Q_{A_6^1}(T) = Q_{1.3} + (1 - Q_{1.3})Q_{6.7} + (1 - Q_{1.3})(1 - Q_{6.7})Q_{6.4} + \\ + (1 - Q_{1.3})(1 - Q_{6.7})(1 - Q_{6.4})Q_{6.6} + (1 - Q_{1.3})(1 - Q_{6.7})(1 - Q_{6.4})(1 - Q_{6.6})Q_{6.2}$$

б) контур $B_6^1 : D_{6.1} - C_{6.4} - D_{6.2}$

$$Q_{B_6^1}(T) = Q_{6.1} + (1 - Q_{6.1})Q_{6.4} + (1 - Q_{6.1})(1 - Q_{6.4})Q_{6.2}$$

в) контур $C_6^1 : D_{6.2} - C_{6.5} - D_{6.3}$

$$Q_{C_6^1}(T) = Q_{6.2} + (1 - Q_{6.2})Q_{6.5} + (1 - Q_{6.2})(1 - Q_{6.5})Q_{6.3}$$

Тогда уравнение звена нижнего основания будет иметь вид:

$$A_6^{\Sigma} : A_6^1 - B_6^1 - C_6^1.$$

Математическая модель вероятности возникновения отказа для узла нижнего основания НПЭД определяется выражением:

$$Q_6^{\Sigma}(T) = Q_{A_6^1} + (1 - Q_{A_6^1})Q_{B_6^1} + (1 - Q_{A_6^1})(1 - Q_{B_6^1})Q_{C_6^1}. \quad (3.5)$$

Для получения вероятности безотказной работы НПЭД в функции от времени, выраженное в количественном эквиваленте необходимо в полученные математические модели вероятности возникновения отказа для рассмотренных узлов (3.1-3.5) подставить рассчитанные вероятности возникновения отказа для узлов НПЭД [102]. Составленная математическая модель позволяет оценить вероятность возникновения отказа в работе НПЭД с учетом его структурных и функциональных связей, а также конструктивных особенностей.

В результате комплекса преобразований математических моделей уз-

лов НПЭД получено выражение для вероятности возникновения отказа погружного электродвигателя в общей форме:

$$Q(E) = K \cdot Q \left\{ E_1(T) + \sum_{i=2}^5 \prod_{j=1}^{n_i} [1 - Q_{i,j-1} \{E_j(T)\}] \cdot Q_{i,j} [E_j(T)] \right\}, \quad (3.6)$$

где слагаемое $Q[E_j(T)]$ представляет собой вероятность возникновения отказа для j -го узла, K - коэффициент, определяемый по кривым оценки остаточного ресурса ПЭД, разработанным и составленным во главе 2 диссертации. Они отражают зависимость остаточного ресурса ПЭД от времени эксплуатации.

Предложенная методика [33, 79, 103] дает возможность производить оценку эксплуатационной эффективности как ПЭД, так и элементов его конструкции с учетом их остаточного ресурса в процессе эксплуатации. Кроме того, данная методика позволяет оценивать эксплуатационную эффективность всей системы ЭКПЭД, так и отдельных ее звеньев, что в корне меняет существующие подходы и делает возможным обнаружить «слабые» элементы конструкции ЭКПЭД и внести соответствующие коррективы на всех этапах жизненного цикла системы.

Для сложных технических систем (к которым относятся ЭКПЭД и, в частности, ПЭД) по технологическому процессу, имеющих неоднократные преобразования энергии анализ показателей [104], характеризующих функциональные свойства системы по ряду ключевых признаков (конструктивному, электрическому, магнитному и т.п.) является необходимым и существенно влияет на величину погрешности, сводя ее значение к минимуму [54, 105].

3.3. Оценка параметров постулируемых законов распределения постепенных отказов деталей в процессе эксплуатации

В результате интеллектуального анализа и обработки статистических гипотез [58, 106] установлено, что функция плотности распределения наработок на отказ конструктивных элементов ЭКПЭД подчиняется нормальному закону распределения $N\{t; m; D\}$. Установлено, что рассматриваемые гипо-

тезы не могут быть использованы в качестве универсальных для всех элементов системы, так как в ряде случаев дают неадекватные оценки эмпирических функций в результате значительной величины погрешности (в некоторых случаях $\geq 20\%$), возникающей от воздействия непрогнозируемых и нерегулируемых факторов и существенно влияют на результат оценки эксплуатационной эффективности [107, 108]. В процессе исследования вероятностно-статистических характеристик функций распределений вероятности на отказ конструктивных элементов ПЭД установлено, что отказы, возникающие в результате износа узлов и деталей, могут быть описаны с помощью асимметричного распределения. В этом случае необходимо использовать усеченно-нормальную функцию распределения $N\{t; c; m; D\}$, позволяющую свести к минимуму величину погрешности (ошибки) и как следствие обоснованно использовать описанные модели [59]. Описание использования усеченно-нормальной функции распределения по известным значениям параметров математического ожидания и дисперсии заключается в следующем:

Плотность распределения вероятности на отказ находится по выражению:

$$p(t) = \begin{cases} 0, & t \leq 0 \\ \exp\left[-\frac{(t-a)^2}{2D^2}\right], & t > 0 \end{cases} \quad (3.7)$$

В данном выражении слагаемое $\phi_0(U) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^U e^{-\frac{t^2}{2}} dt$ определяет нормальное распределение с параметром 0,1.

Функция распределения вероятности на отказ определяется:

$$F(t) = 1 - \frac{\phi_0\left(\frac{d-t}{\sigma}\right)}{\phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right)}. \quad (3.8)$$

Для дальнейших расчетов необходимо составить систему из уравнений:

$$\begin{aligned} M\xi(d, \sigma) &= S_i^j \\ M\xi^2(d, \sigma) &= S(\sigma_i^j + S_i^j) \end{aligned} \quad (3.9)$$

где слагаемые системы уравнений обозначены как: $\xi(d, \sigma)$ – произ-

вольная величина, определяющая длительность до рассматриваемого отказа;
 S_i – среднее расстояние до 1^{го} отказа; σ_i^2 – дисперсия для 1^{го} отказа; i – элемент i -ой подсистемы; M_ξ – соответствующее среднее усеченно-нормального распределения; $M_\xi(d, \sigma)$ – дисперсия для усеченно-нормального распределения;

Решением системы уравнений служит величина вероятности возникновения отказа элемента при известных уровнях отказа T_i^j , определяемая по выражению:

$$p_i = \frac{\phi_0\left(\frac{d - T_i^j}{\sigma}\right)}{\phi\left(\frac{d}{\sigma}\right)}, \quad (3.10)$$

в котором d, σ – решения уравнений в зависимости от S .

Согласно [60] установлено, что для нахождения решения системы нелинейных уравнений целесообразно использовать итерационный метод Ньютона. Коротко рассмотрим общую процедуру этого метода. Далее параметрам d, σ соответствуют обозначения x, y .

На следующем этапе расчета составим систему уравнений
$$\begin{cases} f_1(x, y) = 0 \\ f_2(x, y) = 0 \end{cases}$$

И рассмотрим матрицу Якоби:
$$W(x, y) = \begin{vmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x} & \frac{\partial f_1}{\partial y} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x} & \frac{\partial f_2}{\partial y} \end{vmatrix}$$

Создадим итерационную процедуру расчета:

$$\begin{vmatrix} x_{p+1} \\ y_{p+1} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} x_p \\ y_p \end{vmatrix} - W^{-1}(x_p, y_p) \begin{vmatrix} f_1 \\ f_2 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} x_p \\ y_p \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} \frac{\partial f_2}{\partial y} & -\frac{\partial f_1}{\partial y} \\ \frac{\partial f_2}{\partial x} & -\frac{\partial f_1}{\partial x} \end{vmatrix} \frac{f_1}{f_2} \begin{vmatrix} x_p \\ y_p \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} f_1 \frac{\partial f_2}{\partial y} - f_2 \frac{\partial f_1}{\partial y} \\ -f_1 \frac{\partial f_2}{\partial x} - f_2 \frac{\partial f_1}{\partial x} \end{vmatrix} W^{-1}(x_p, y_p)$$

в которой: $|W(x_p, y_p)|^{-1} = \frac{1}{|W(x_p, y_p)|}$, $|W(x_p, y_p)|$ – детерминант матрицы $W(x_p, y_p)$.

Представим величину текущих координат:

$$x_{p+1} = x_p - \frac{f_1(x_p, y_p) \frac{\partial f_2(x_p, y_p)}{\partial y} - f_2(x_p, y_p) \frac{\partial f_1(x_p, y_p)}{\partial y}}{|W(x_p, y_p)|}$$

$$y_{p+1} = y_p - \frac{f_2(x_p, y_p) \frac{\partial f_1(x_p, y_p)}{\partial x} - f_1(x_p, y_p) \frac{\partial f_2(x_p, y_p)}{\partial x}}{|W(x_p, y_p)|}$$

Для величины первоначального состояния (другими словами нулевого приближения) x_0, y_0 можно установить значение искомого корня [108]. Выражение для основных моментов будет выражаться зависимостью:

$$M_\xi^{\xi}(d, \sigma) = \int_0^{\infty} x \frac{\exp E - \frac{(x-a)^2}{2\sigma^2}}{\sigma \sqrt{2\pi} \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right)} = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi} \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right)} \int_0^{\infty} x e^{-\frac{(x-d)^2}{2\sigma^2}} dx$$

Если обозначить $\frac{x-d}{\sigma} = -t$, то можно записать:

$$M_\xi^{\xi}(d, \sigma) = \int_{-\frac{d}{\sigma}}^{\infty} \frac{\sigma}{\sigma \sqrt{2\pi} \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right)} (d - \sigma t) e^{-\frac{t^2}{2}} dt =$$

$$= \frac{1}{\sqrt{2\pi} \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right)} \int_{-\infty}^{\frac{d}{\sigma}} (d - \sigma t) e^{-\frac{t^2}{2}} dt = \frac{d}{\sqrt{2\pi} \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right)} \int_{-\infty}^{\frac{d}{\sigma}} e^{-\frac{t^2}{2}} dt -$$

$$- \frac{\sigma}{\sigma \sqrt{2\pi} \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right)} \int_{-\infty}^{\frac{d}{\sigma}} t e^{-\frac{t^2}{2}} dt = d + \frac{\sigma e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}}}{\sqrt{2\pi} \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right)} \quad (3.11)$$

Далее вычислим значение $2^{\text{го}}$ момента:

$$M_\xi^{\xi^2}(d, \sigma) = \int_{-\infty}^{\infty} x^2 p(x) dx \int_0^{\infty} x^2 \frac{\exp\left[-\frac{(x-a)^2}{2\sigma^2}\right]}{\sigma \sqrt{2\pi} \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right)} dx \quad (3.12)$$

С учетом обозначений, принятых ранее имеем:

$$\begin{aligned}
M_{\xi}(d, \sigma) &= -\frac{\sigma}{\sigma \sqrt{2\pi} \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right)} \int_{\frac{d}{\sigma}}^{-\infty} (d - \sigma t)^2 e^{-\frac{t^2}{2}} dt = \\
&= \frac{d^2}{\sqrt{2\pi} \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right)} \int_{-\infty}^{\frac{d}{\sigma}} e^{-\frac{t^2}{2}} dt - \frac{2d\sigma}{\sqrt{2\pi} \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right)} \int_{-\infty}^{\frac{d}{\sigma}} t^2 e^{-\frac{t^2}{2}} dt = \\
&= \frac{2d\sigma e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}}}{\sqrt{2\pi} \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right)} + \frac{\sigma^2}{\sqrt{2\pi} \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right)} \int_{-\infty}^{\frac{d}{\sigma}} t^2 e^{-\frac{t^2}{2}} dt
\end{aligned} \tag{3.13}$$

Найдем значение интеграла:

$$\begin{aligned}
\int_{-\infty}^{\frac{d}{\sigma}} t^2 e^{-\frac{t^2}{2}} dt &= -t e^{-\frac{t^2}{2}} \Big|_{-\infty}^{\frac{d}{\sigma}} + \int_{-\infty}^{\frac{d}{\sigma}} e^{-\frac{t^2}{2}} dt = \frac{d}{\sigma} e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}} + \sqrt{2\pi} \phi_0 \frac{d}{\sigma}, \\
U &= t, dU = dt, \\
dV &= t e^{-\frac{t^2}{2}} dt, V = -e^{-\frac{t^2}{2}}
\end{aligned}$$

Решением интеграла служит выражение:

$$M_{\xi^2}(d, \sigma) = d^2 + \frac{d\sigma e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}}}{\sqrt{2\pi} \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right)} + \sigma^2 \tag{3.14}$$

На основании полученного выражения (3.14) составим систему уравнений, решив которые получим значения параметров усеченно-нормального распределения:

$$\begin{aligned}
d + \frac{d\sigma e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}}}{\sqrt{2\pi} \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right)} - S\lambda_i^j &= 0 \\
d^2 + \frac{d\sigma e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}}}{\sqrt{2\pi} \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right)} + \sigma^2 - S^2(\lambda_i^{j^2} + \sigma_i^{j^2}) &= 0
\end{aligned} \tag{3.15}$$

Введем обозначения:

$$F_1(d, \sigma) = a \frac{\sigma e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}}}{\sqrt{2\pi} \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right)} - S\lambda_i^j \quad (3.16)$$

$$F_2(d, \sigma) = a^2 + \frac{d\sigma e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}}}{\sqrt{2\pi} \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right)} + \sigma^2 - S(\lambda_i^{j^2} + \sigma_i^{j^2})$$

Для решения полученных уравнений в (3.16) необходимо найти значения четырех частных производных $\frac{\partial F_1}{\partial d}, \frac{\partial F_1}{\partial \sigma}, \frac{\partial F_2}{\partial d}, \frac{\partial F_2}{\partial \sigma}$.

Составим выражение для вычисления 1-ой частной производной:

$$\begin{aligned} \frac{\partial F_1(d, \sigma)}{\partial a} &= 1 + \frac{-\sigma e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}} \left(\frac{d^2}{\sigma^2}\right) \phi_0\left(\frac{a}{\sigma}\right) - \sigma e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}} \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}}}{\sqrt{2\pi} \phi_0^2\left(\frac{d}{\sigma}\right)} = \\ &= 1 - \frac{\frac{d}{\sigma} e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}} \left(\frac{d}{\sigma}\right) \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right) + \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}}}{\sqrt{2\pi} \phi_0^2\left(\frac{d}{\sigma}\right)} \end{aligned} \quad (3.17)$$

Составим выражение для вычисления 2-ой частной производной:

$$\begin{aligned} \frac{\partial F_1(d, \sigma)}{\partial F} &= \frac{\left(e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}} + \sigma e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}} \frac{d^2}{\sigma^3} \right) \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right) + \sigma e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}} \left(\frac{d^2}{\sigma^2}\right) \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}}}{\sqrt{2\pi} \phi_0^2\left(\frac{d}{\sigma}\right)} = \\ &= \frac{e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}} \left(1 + \frac{d^2}{\sigma^2} \right) \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right) + \frac{d}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}}}{\sqrt{2\pi} \phi_0^2\left(\frac{d}{\sigma}\right)} \end{aligned} \quad (3.18)$$

Составим выражение для вычисления 3-ей частной производной:

$$\begin{aligned} \frac{\partial F_2(d, \sigma)}{\partial d} &= 2a + \frac{\left(\sigma e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}} - d\sigma e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}} \frac{d^2}{\sigma^2} \right) - d\sigma e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}} \frac{1}{x\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}}}{\sqrt{2\pi} \phi_0^2\left(\frac{d}{\sigma}\right)} = \\ &= 2a + \frac{e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}} \left(\sigma - \frac{d^2}{\sigma} \right) \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right) - \frac{d}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}}}{\sqrt{2\pi} \phi_0^2\left(\frac{d}{\sigma}\right)} \end{aligned} \quad (3.19)$$

Составим выражение для вычисления 4-ой частной производной:

$$\begin{aligned} \frac{\partial F_2(d, \sigma)}{\partial \sigma} = & \frac{\left(de^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}} + d\sigma e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}} \frac{d^2}{\sigma^2} \right) \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right) + \frac{d^2}{\sigma^2} \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}} \partial \sigma e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}}}{\sqrt{2\pi} \phi_0^2\left(\frac{d}{\sigma}\right)} + \\ & + 2\sigma = \frac{e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}} \left(d + \frac{d^2}{\sigma^2} \right) \phi_0\left(\frac{d}{\sigma}\right) + \frac{d^2}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{d^2}{2\sigma^2}}}{\sqrt{2\pi} \phi_0^2\left(\frac{d}{\sigma}\right)} + 2\sigma. \end{aligned} \quad (3.20)$$

Далее, подставив рассчитанные значения производных $\partial F_1, \partial F_2, \partial F_3, \partial F_4$ в матрицу и используя итерационный процесс модифицированного метода Ньютона [109] можно выполнить соответствующий расчет усеченно-нормального распределения.

Результатом проведенного интеллектуального исследования, математических вычислений и анализа полученных результатов послужило составление композиционной модели оценки эксплуатационной эффективности элементов конструкции ЭКПЭД и, в частности, ПЭД. Она позволит вносить коррективы в существующие гипотезы и достигать адекватных оценок параметров надежности в процессе эксплуатации оборудования ЭКПЭД и, как следствие, модифицировать существующие параметры и подходы ТОиР.

3.4. Определение уточненных уровней эксплуатационной эффективности элементов ПЭД при различных законах распределения отказов

Экспоненциальное распределение (показательное распределение) эксплуатационной эффективности внезапных отказов элементов ПЭД.

Конструкционные детали и узлы ПЭД подвержены влиянию разнородных внешних и внутренних факторов. Поэтому их ресурс в значительной мере зависит от интенсивности воздействия на них ЭФВ, этим и объясняется отличие элементов друг от друга в наработке до восстановления (замены) и количеству отказов за рассматриваемый промежуток времени [110]. Очевидно, что детали ПЭД с наибольшим ресурсом и наименьшим количеством от-

казов будут зависеть от закона распределения [111]. Если принять, что установлены – закон распределения отказов с параметрами $N \{t; T; \sigma\}$, известна наработка на очередной ремонт или ТО для элемента, тогда можно определить вероятность наработки детали выше установленного значения:

$$P\{\xi > t\} = \int_t^{t+\infty} f(t)dt, \quad (3.21)$$

где t – наработка, а $f(t)$ – функция плотности;

Происходит уменьшение количества отказов в диапазоне $0-t$ при больших значениях вероятности отказа $Q(t)$. Для определенных значений поток отказов в диапазоне $0-t$ соответствует условиям Пуассоновского потока [112] и является стационарным. Для составления модели вероятности отказа ПЭД в диапазоне $0-t$ следует в зависимость $f(t)$ подставить выражение, полученное в (3.21). Выполнив интегрирование обеих частей уравнения получим зависимость:

$$P\{\xi > t\} = \begin{cases} 1 - e^{-\lambda t}, & t > 0 \\ 0, & t = 0 \end{cases} \quad (3.22)$$

Проанализировав полученную зависимость становится очевидно, что в данном выражение не учитывается численный состав элементов установки. Поэтому необходимо использовать методику, в которой исследуется вероятность наработки детали выше установленного значения с использованием в расчетах значения количества эксплуатируемых элементов системы, удовлетворяющих требованию, что жизненный цикл установки имеет конечное (предельное) значение. [78, 93].

Для данной методики примем, что за время T_{cp} произошло m отказов для N одинаковых элементов системы, находящихся в работе. Тогда можно записать выражение:

$$\frac{m}{N} = 1 - e^{-\lambda T_{cp}}. \quad (3.23)$$

В полученном равенстве слагаемое $\frac{m}{N}$ получено эмпирическим путем.

Произведя логарифмирование, получаем:

$$\ln\left(1 - \frac{m}{N_0}\right) = -\lambda T_{cp}. \quad (3.24)$$

Из выражения (3.24) можно выразить величину интенсивности отказов:

$$\lambda = \frac{1}{T_{cp}} \ln\left(1 - \frac{m}{N}\right). \quad (3.25)$$

Подставив выражение (3.25) в равенство (3.22), получим:

$$Q\{\xi < t\} = 1 - \exp\left[\frac{1}{T_{cp}} \ln\left(1 - \frac{m}{N_0}\right)t\right]. \quad (3.26)$$

Если за текущее время t произошло m отказов для N одинаковых элементов системы, находящихся в работе. Тогда можно записать выражение:

$$\frac{m}{N} = 1 - \exp\left[\frac{1}{T_{cp}} \ln\left(1 - \frac{m}{N}\right)t\right]. \quad (3.27)$$

Преобразовав выражение (3.27), получим:

$$m = N \left\{ 1 - \exp\left[\frac{1}{T_{cp}} \ln\left(1 - \frac{m}{N}\right)t\right] \right\}. \quad (3.28)$$

Получена модель, в которой полно отражен процесс возникновения отказа элемента и конструктивно учитывается взаимосвязь количества отказов с надежностью и количеством находящихся в работе одинаковых элементов.

Нормальное распределение постепенных отказов элементов ПЭД.

Рассмотрим основные условия формирования параметрических отказов. Под воздействием температурно-силовых факторов и внешних воздействий могут появляться и развиваться во времени процессы деформации, износа, разрушения элементов технической системы, которые приводят к ее повреждению. Параметрический отказ возникает в том случае, если повреждения приведут к изменениям какого-либо выходного параметра, а значение этого параметра выйдет за установленные пределы [16, 113]. Таким образом параметрический закон распределения применяется для описания износа

деталей, узлов и их соединений, а изменение его параметров описывается Гауссовским случайным процессом [114], то есть представляет собой контролируемый случайный процесс $S(t)$ с параметрами – СКО $\sigma(t)$ и матожиданием $d(t)$. Для описываемого процесса $S(t)$ установим двухсторонние границы, выход из которых приведет к релоксационному отказу. То есть выход из интервала A, B ($A > 0, B > 0; A < B$) приведет к отказу элемента системы. Примем допущение, что СКО и среднее значение величины меняются во времени линейно до времени $T_{cp.}$, то есть $d(t) = dt; \sigma(t) = \sigma t$, где $d, \sigma = const, t \in (0, T_{cp.})$. Тогда можно записать равенство:

$$Q\{S(t) \in (A, B)\} = 1 + \phi\left(\frac{A - d(t)}{\sigma(t)}\right) - \phi\left(\frac{B - d(t)}{\sigma(t)}\right). \quad (3.29)$$

При условии, что $S(T_{cp.}) \in (A, B)$, то для m элементов $S(T_{cp.}) < A$, а для m_1 элементов - $S(T_{cp.}) > B$. Тогда получим систему уравнений:

$$\begin{aligned} \phi\left(\frac{B - dT_{cp.}}{\sigma T_{cp.}}\right) - \phi\left(\frac{A - dT_{cp.}}{\sigma T_{cp.}}\right) &= \frac{m}{N_0}, \\ 1 - \phi\left(\frac{B - dT_{cp.}}{\sigma T_{cp.}}\right) &= \frac{m_1}{N_0} \end{aligned} \quad (3.30)$$

где слагаемые $\frac{m}{N_0}, \frac{m_1}{N_0}$ – выражают значения оценок, полученных из

опытных данных.

Далее, используя метод последовательных приближений необходимо вычислить σ и d из выражения (3.30).

Преобразуя одно из уравнений системы (3.30) получим:

$$\phi\left(\frac{B - dT_{cp.}}{\sigma T_{cp.}}\right) = 1 - \frac{m_1}{N_0}. \quad (3.31)$$

В результате дальнейших преобразований:

$$\left(\frac{B - dT_{cp.}}{\sigma T_{cp.}}\right) = \phi^{-1}\left(1 - \frac{m_1}{N_0}\right), \quad (3.32)$$

здесь $\phi^{-1}(U)$ – функция, обратная табулированной функции Лапаласа $\phi(t)$.

Выполнив преобразование (3.30) и (3.31), получаем:

$$1 - \frac{m_1}{N_0} - \phi\left(\frac{A - dT_{cp}}{\sigma T_{cp}}\right). \quad (3.33)$$

В явном виде уравнение примет вид:

$$\phi\left(\frac{A - dT_{cp}}{\sigma T_{cp}}\right) = 1 - \frac{m_0 + m_1}{N_0}. \quad (3.34)$$

Преобразуем уравнение, полученное в (3.34):

$$\left(\frac{A - dT_{cp}}{\sigma T_{cp}}\right) = \phi^{-1}\left(1 - \frac{m_0 + m_1}{N_0}\right). \quad (3.35)$$

В результате получаем систему из уравнений:

$$\begin{aligned} \left(\frac{B - dT_{cp}}{\sigma T_{cp}}\right) &= \phi^{-1}\left(1 - \frac{m_1}{N_0}\right) \\ \left(\frac{A - dT_{cp}}{\sigma T_{cp}}\right) &= \phi^{-1}\left(1 - \frac{m_0 + m_1}{N_0}\right) \end{aligned} \quad (3.36)$$

Из полученной системы уравнений можно определить СКО и матожидание путем их совместного решения. Если выполнить деление левой и правой части 1-го уравнения на 2-ое, то получим равенство вида:

$$\frac{B - dT_{cp}}{A - dT_{cp}} = \frac{\phi^{-1}\left(1 - \frac{m_1}{N_0}\right)}{\phi^{-1}\left(1 - \frac{m_0 + m_1}{N_0}\right)}. \quad (3.37)$$

Видоизменив получившееся в (3.37) равенство, новое равенство примет вид:

$$(B - dT_{cp})\phi^{-1}\left(1 - \frac{m_0 + m_1}{N_0}\right) = (A - dT_{cp})\phi^{-1}\left(1 - \frac{m_1}{N_0}\right). \quad (3.38)$$

В явном виде уравнение примет вид:

$$\begin{aligned}
& B\phi^{-1}\left(1 - \frac{m_0 + m_1}{N_0}\right) - dT_{cp}\phi^{-1}\left(1 - \frac{m_0 + m_1}{N_0}\right) = \\
& = A\phi^{-1}\left(1 - \frac{m_1}{N_0}\right) - dT_{cp}\phi^{-1}\left(1 - \frac{m_1}{N_0}\right)
\end{aligned} \quad (3.39)$$

В результате получаем выражение для нахождения мат. ожидания износа деталей ПЭД:

$$d_{tcp} = \frac{B\phi^{-1}\left(1 - \frac{m_0 + m_1}{N_0}\right) - A\phi^{-1}\left(1 - \frac{m_1}{N_0}\right)}{\left[\phi^{-1}\left(1 - \frac{m_0 + m_1}{N_0}\right) - \phi^{-1}\left(1 - \frac{m_1}{N_0}\right)\right]T_{cp}}. \quad (3.40)$$

На основе произведенных математических вычислений выведем формулу для нахождения СКО деталей:

$$\sigma_t = \frac{\frac{B\phi^{-1}\left(1 - \frac{m_0 + m_1}{N_0}\right) - A\phi^{-1}\left(1 - \frac{m_1}{N_0}\right)}{\phi^{-1}\left(1 - \frac{m_0 + m_1}{N_0}\right) - \phi^{-1}\left(1 - \frac{m_1}{N_0}\right)}}{\phi^{-1}\left(1 - \frac{m_1}{N_0}\right)T_{cp}}. \quad (3.41)$$

Соответственно, выражение для текущего времени t примет вид:

$$\begin{aligned}
& \phi\left(\frac{A - d(A, B, T_{cp}, m, N_0)t}{t\sigma(A, B, T_{cp}, m_0, N_0)}\right) = \frac{n_1}{N}, \\
& 1 - \left(\frac{B - d(A, B, T_{cp}, m_0, N_0)}{t\sigma(A, B, T_{cp}, m_0, N_0)}\right) = \frac{n_2}{N}
\end{aligned} \quad (3.42)$$

здесь приняты значения: n_1 – количество элементов, для которых зазор уменьшился $< A$ за время t ; n_2 – количество элементов, для которых зазор уменьшился $> B$ за время t .

На основе произведенных математических вычислений получаем уравнение, которое связывает количество отказов с параметрами распределения:

$$n = N \left[1 + \phi\left(\frac{A - d(A, B, T_{cp}, m, N_0)t}{t\sigma(A, B, T_{cp}, m_0, N_0)}\right) - \phi\left(\frac{B - d(A, B, T_{cp}, m_0, N_0)t}{t\sigma(A, B, T_{cp}, m_0, N_0)}\right) \right]. \quad (3.43)$$

Выражение для текущего времени t примет вид:

$$n = N \left[1 + \phi \left(\frac{A - dt}{t\sigma} \right) - \phi \left(\frac{B - dt}{t\sigma} \right) \right] \quad (3.44)$$

По факту выполненных преобразований получаем окончательное выражение для нахождения общего количества отказов:

$$n = N \left[1 + \phi \left\{ \frac{\frac{B[\phi^{-1}(\alpha) - A\phi^{-1}(\beta)]}{T_{cp}[\phi^{-1}(\alpha) - \phi^{-1}(\beta)]}}{\frac{B[\phi^{-1}(\alpha) - A\phi^{-1}(\beta)]}{T_{cp}\phi^{-1}(\beta) - [\phi^{-1}(\beta) - \phi^{-1}(\alpha)]}} \right\} - \left\{ \frac{\frac{B[\phi^{-1}(\alpha) - A\phi^{-1}(\beta)]}{T_{cp}[\phi^{-1}(\alpha) - \phi^{-1}(\beta)]}}{\frac{B[\phi^{-1}(\alpha) - A\phi^{-1}(\beta)]}{T_{cp}[\phi^{-1}(\alpha) - \phi^{-1}(\beta)]}} \right\} \right] \quad (3.45)$$

В результате произведенных математических преобразований выведена математическая модель, которая отражает численную взаимосвязь между величиной релаксационных отказов деталей и износом ПЭД, определяемых с использованием табулированных функций Лапаласа [115, 116].

Усеченное нормальное распределение отказов элементов ПЭД.

Ввиду влияния разнообразных функциональных воздействий на элементы конструкции и некоторые детали ПЭД [117] закон их износа N описывается усеченно-нормальным распределением, которое имеет вид [78]:

$$\phi(x, d, \sigma) = \int_0^x p(U, d, \sigma) dU,$$

здесь функция под интегралом описывается выражением:

$$p(x, dt, \sigma) = \begin{cases} \exp \left[-\frac{(x-a)^2}{2\sigma^2 t^2} \right], & \text{если } x \geq 0 \\ \sigma t \sqrt{2\pi} \phi \left(\frac{d}{\sigma} \right), & \text{если } x < 0 \end{cases}. \quad (3.46)$$

На основании поставленной задачи исследования и особенностей элементов системы [118] считаем, что при условии $S(t) > B$ отказ наступит за время t . Так же следует найти значения параметров d и σ .

Для рассматриваемого распределения за время T_{cp} произошло n_0 отказов из общего количества N_0 элементов. Тогда для n_1 элементов получим

$S(T_{cp.}) < B$, где $A < B$ - некоторое число, которое подбирается. Тогда можно записать:

$$\begin{aligned} \int_0^A P(U; dT_{cp}; \sigma T_{cp}) dU &= \frac{n_1}{N_0} \\ \int_B^\infty P(U; dT_{cp}; \sigma T_{cp}) dU &= \frac{n_0}{N_0} \end{aligned} \quad (3.47)$$

В системе уравнений (3,47) выполним замену слагаемых в функции под интегралом на выражение:

$$\frac{U - dT_{cp}}{\sigma T_{cp}} \quad (3.48)$$

В интегралах системы уравнений (3.47) запишем:

$$\frac{A - dT_{cp}}{\sigma T_{cp}}, \quad \frac{1}{\sqrt{2\pi}\phi\left(\frac{d}{\sigma}\right)} \int e^{-\frac{z^2}{2}} dz = \frac{m_1}{N_0}$$

В результате проведенных преобразований можно записать:

$$\frac{\phi\left(\frac{A - dT_{cp}}{\sigma T_{cp}}\right) - \phi\left(-\frac{d}{\sigma}\right)}{\phi\left(-\frac{d}{\sigma}\right)} = \frac{m_1}{N_0}, \quad \frac{1 - \phi\left(\frac{B - dT_{cp}}{\sigma T_{cp}}\right)}{\phi\left(-\frac{d}{\sigma}\right)} = \frac{m_0}{N_0}. \quad (3.49)$$

Составлены математические модели, позволяющие произвести оценку параметров различных законов распределения отказов элементов ПЭД и представить в численном виде характеристики внезапных и релаксационных отказов.

3.5. Выводы по третьей главе.

1. Предложена методика оценки эффективности эксплуатации сложных систем на примере ПЭД, основанная на использование структурно-функциональных схем, позволяющая оценивать эксплуатационную эффективность как всей системы, так и отдельных ее звеньев. В данном подходе учтены все недостатки, присущие «традиционным» двухполюсным схемам,

что позволило принять в расчет все разнообразие многофункциональных свойств системы и свести к минимуму погрешность в оценке характеристик надежности объекта.

2. В процессе построения структурно-функциональных схем составлены критерии и выполнена систематизация элементов ПЭД с учетом взаимного влияния конструктивных элементов, геометрических параметров и структурно-функциональных связей между ними, что позволило составить математические модели вероятности возникновения отказа для узлов ПЭД.

3. Составлены математические модели вероятности возникновения отказа для основных узлов ПЭД, а именно: упорного подшипника, токоввода и обмотки статора, ротора, магнитопровода статора, нижнего основания ПЭД, учитывающие влияние магнитных, электрических, механических, конструктивных факторов и связей на эксплуатационную эффективность ПЭД.

4. В результате комплекса преобразований математических моделей узлов ПЭД получено выражение для вероятности возникновения отказа погружного электродвигателя в общей форме.

5. Составлена композиционная модель оценки эффективности эксплуатации элементов конструкции ЭКПЭД. Она позволит вносить коррективы в существующие гипотезы и достигать адекватных оценок параметров надежности в процессе эксплуатации оборудования ЭКПЭД и, как следствие, модифицировать существующие параметры и подходы ТОиР.

6. По результатам интеллектуального исследования, математических вычислений и анализа полученных данных получена математическая модель, в которой полно отражен процесс возникновения отказа элемента и конструктивно учитывается взаимосвязь количества отказов с эффективностью эксплуатации и количеством находящихся в работе однотипных элементов.

7. Составлены математические модели, позволяющие произвести оценку параметров различных законов распределения отказов элементов ПЭД и представить в численном виде характеристики внезапных и релаксационных отказов.

ГЛАВА 4. АНАЛИЗ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПАРКА ЭКПЭД И ПУТИ ЕЕ ПОВЫШЕНИЯ

4.1. Критический анализ существующей организации системы проведения ремонтов парка ЭКПЭД

Проведенный критический анализ организации эксплуатации в части проведения ремонтов и обслуживания погружного оборудования скважин показал, что эти технологические процессы не отвечают повышенным требованиям современной нефтедобычи. Не претендуя на исчерпывающую полноту, можно выделить основные из них: проведение ремонтов по регламенту сроков, а не по техническому состоянию и данным диагностики, что приводит к недоиспользованию или выработке индивидуального ресурса отдельно взятых узлов ЭКПЭД; низкое качество проведения ремонтов (3-8% от общего числа отказов), неэффективное использование времени и ресурсов во время ремонта (нужна оптимизация процесса) и т.д. Можно констатировать, что моральный и физический износ оборудования ЭКПЭД в нефтедобывающей отрасли России приводит к стремительному росту оборудования, отработавшего свой нормативный ресурс. В среднем эти показатели составляют $\approx 2-5\%$ в год от общего числа ПЭД в ЭКПЭД. В практике эксплуатации отчетливо видны тенденции экономии средств на модернизацию и замену устаревшего оборудования.

При этом в большом числе случаев без полностью достоверного корректного обоснования считается, что существующие методы и способы проведения ремонта позволяют увеличить ресурс части оборудования.

Однако, по аналитическим оценкам [5, 8, 14, 15, 117, 118] прогнозов к 2023 году более 20% мощностей ЭКПЭД ПН достигнет критического состояния, и их эксплуатация станет невозможна и экономически не оправдана. Дальнейшее использование морально и физически изношенного оборудования, исчерпавшего свой ресурс и заложенные запасы стойкости, приведет к увеличению стоимости $ToиР$ ЭКПЭД и ПЭД ПН в 1,2 раза к 2022 году по

сравнению с 2017, в 1,3 раза к 2027 и в 1,4 раза к 2032 году и составят примерно 31,8 млрд. рублей в год. При этом для наиболее изношенного оборудования затраты на проведение ТОиР превысят стоимость новой установки.

В настоящее время в нефтяной отрасли для поддержания технического состояния оборудования применяют систему ТОиР, которая реализуется двумя основными подходами [117, 118]:

- по регламентам сроков и состава работ, установленным директивными документами [15] для известных стандартных групп ЭО и отдельных ее составляющих (например, ПЭД 32-103, ПЭД 45-117, ПЭД 63-117 и пр.);
- по текущему техническому состоянию, которое определяется сравнением данных систематического контроля, мониторинга и технической диагностики с установленными граничными данными диагностических параметров.

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 планово-предупредительных работ ТОиР 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 и, кроме того, при простоях из-за лишних продолжительных спуско-подъемных операций [10, 119].

При этом характерны недобор нефти, значительное сокращение межремонтного периода (МРП) и, как следствие увеличение убытков. Можно

констатировать, что ТОиР по наработке в целом определяется типом ПЭД и не учитывает индивидуальные особенности 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 [120].

Эффективность эксплуатации ЭКПЭД 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 всего комплекса ЭКПЭД, 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 ЭКПЭД 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. Существующие на данный момент стратегии обслуживания ПЭД, а именно: обслуживание по необходимости, планово-профилактическое обслуживание и планово-диагностическое обслуживание не могут в полной мере обеспечить полномасштабный контроль текущего состояния и своевременную диагностику развития повреждений и износа элементов ПЭД. Актуальной задачей является применение функционального диагностирования, основанного на использовании математических моделей системы. Оно базируется на стратегии раннего предупреждения процессов износа элементов ПЭД, позволяет постоянно вести контроль за параметрами, характеризующие техническое состояние электрической машины, своевременно выдавать сигналы обслуживающему персоналу о выходе параметров

за допустимые пределы для дальнейшего полного диагностирования во время технологической паузы [121]. 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 установки, поскольку это позволяет получить необходимую информацию о динамике развития дефектов с целью их оперативной диагностики, локализации, прогнозирования и, как следствие, уменьшения аварийного ущерба [122].

Поэтому на основе анализа эксплуатации парка ЭКПЭД в условиях Поволжского региона (АО «Самаранефтегаз») для оптимизации расходов и повышения эффективности работы ПЭД 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 ЭКПЭД, 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 [14].

Помимо совершенствования подходов реализации ремонтов на предприятиях нефтяного кластера отдельный интерес представляет совершенствование самого механизма проведения ремонта в пределах одной скважины. Одно из перспективных направлений энергосбережения и повышения энергоэффективности работы ПН – это применение инструментов и технологий бережливого производства (*lean production, lean manufacturing*) [123, 124].

Традиционно принято считать, что *lean*-менеджмент более применим к отраслям с высокой надбавленной стоимостью продукции, однако это всего лишь стереотип. Установлено, что наиболее «узкое» место для ПН, связанное

с наибольшими рисками и затратами, – это выход из строя оборудования, технологические отказы. Именно поэтому вопрос оптимизации ремонтов оборудования на основе названной технологии является актуальным. При детальном изучении процесса ремонта становится очевидно, что главный путь оптимизации заключается в снижении потерь, в данном случае это длительное время выполнения ремонтов, прежде всего, по смене УЭЦН. И как следствие, снижение объемов добычи нефти за отчетный период.

Экспертами в области экономического менеджмента установлено, что использование инструментов и методов бережливого производства позволяет внести существенную экономию времени и средств в процесс ремонтов [125]. К таким инструментам следует отнести: картирование потоков, применение инструментов решения проблем, стандартизированную работу, применение системы организации высокопроизводительных рабочих мест, использование стандартных операционных карт, изменения в режиме работы бригад и т.д. [126]. На рис. 4.1 представлен график сравнения фактического и целевого времени ремонта УЭЦН. Здесь приняты следующие условные обозначения и сокращения, требующие расшифровки: ФАС – фонтанная арматура скважины; АФК – шифр фонтанной арматуры, имеющий расшифровку: А – арматура, Ф – фонтанная, К – по способу подвешивания скважинного трубопровода: в переводнике к трубной головке; ГКШ – гидравлический ключ штанговый.

В ходе анализа выявлено, что наибольшие потери заключаются в неоптимальных операциях по выполнению процесса замешивания раствора глушения (7%), в ожиданиях на стыках этапов/операций с разными исполнителями (4%). Общий потенциальный эффект от устранения потерь составил 22%.

Особое внимание следует уделить выстраиванию взаимодействия занятых на производстве людей – необходимо улучшить коммуникацию между службами, связав ее с нацеленностью на сокращение ремонта, усилению контроля за процессом ремонта, обучение сотрудников новой эффективной бизнес-модели работы и т.п.

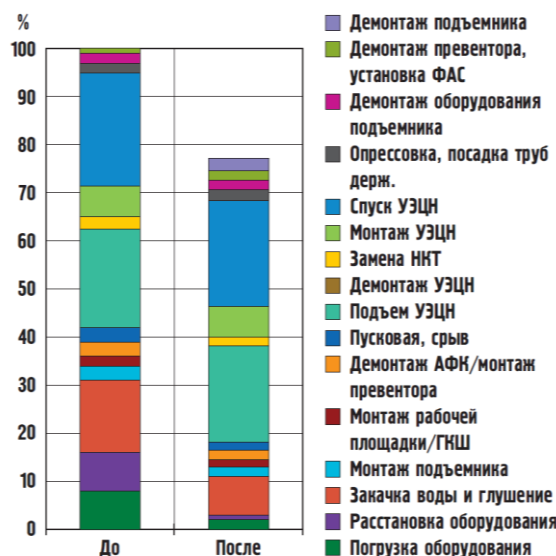


Рис. 4.1. Сравнение фактического и целевого времени ремонта УЗЦН.

По оценкам экспертов, на основании данных специализированной организации ГК «Оргпром» [127] потенциальный эффект от внедрения предложенных мероприятий при среднем количестве ремонтов оборудования скважины с заменой УЗЦН и ПЭД равное 250 в год составит более 60 млн рублей.

4.2. Причинно-следственная оценка производственных рисков эксплуатации парка ЭКПЭД ПН

Обработка результатов статистического анализа производственных данных эксплуатации ЭКПЭД ПН говорят об острой необходимости комплексной оценки их деятельности, в которой должны быть объединены технические и экономические механизмы повышения эффективности эксплуатации. Теоретической основой технических методов повышения эффективности эксплуатации ЭКПЭД являются статистический анализ, математическое моделирование и исследования структурно-функциональных свойств конструкций ЭКПЭД и конкретно ПЭД [128], которые подробно рассмотрены в предыдущих главах работы. Можно констатировать, что значительные возможности для повышения эффективности эксплуатации технической системы (ЭКПЭД и ПЭД) имеет подход, опирающийся на применение инженерных методик и инструментов системы менеджмента качества, таких как диаграмма К. Исикавы [41], известная так же как диаграмма «рыбьей кости»

(Fishbone Diagram) или «причинно-следственная» диаграмма (Cause and Effect Diagram), составленная в 1 главе диссертации; метод анализа видов и последствий потенциальных отказов или FMEA анализ [130] (Failure Mode and Effects Analysis); диаграмма В. Парето [131].

Для повышения качества функционирования и эксплуатационной эффективности ЭКПЭД и ПЭД разработана и описана методика, включающая в себя перечисленные инженерные инструменты системы менеджмента качества [129-134].

На первом этапе исследования для конкретного технического объекта (в данном случае это ЭКПЭД) и (или) производственного процесса с его конкретной функцией на основании опыта эксплуатации, предаварийной истории и технологических нарушениях, используя статистический материал по отказам ЭКПЭД и ПЭД, в 1 главе диссертации выполнено построение диаграммы причинно-следственной связи (диаграмма К.Исикавы) для оценки составляющих эффективности эксплуатации ЭКПЭД и ПЭД. Диаграмму причинно-следственных связей еще условно называют диаграммой «рыбьей кости» [129]. На данной диаграмме в графической форме устанавливается причинно-следственная связь между всевозможными отказами (дефектами, приведшими к отказам) в работе погружного оборудования и какое влияние они оказывают на эффективность эксплуатации комплекса. Условно принято разделение причин отказов на электрическую ($R=0$) и технологическую (нет подачи).

Подробное содержание выделенных параметров представлено ниже.

1. Электрическая причина возникновения отказа элементов ЭКПЭД, как правило, связана с нарушением целостности цепи, электромагнитной совместимости, либо с низким качеством сборки и монтажа основных электромеханических и электромагнитных устройств в составе ЭКПЭД [135]. При рассмотрении данной категории отказов следует акцентировать внимание на следующих ее составляющих.

а) Снижение изоляции между жилами и землей. Данный дефект может возникать из-за:

- пробоя обмотки статора, который является следствием старением изоляции погружного электродвигателя, заводского брака изготовления самого ПЭД, перегрева двигателя (как правило возникает по причине малого притока, срыва подачи, негерметичности НКТ, высокой температуры перекачиваемой жидкости и т.д.), повышенной вибрации, являющейся одним из немаловажных факторов отказа, в результате которой происходят пропуски пластовой жидкости через торцевое уплотнение с последующим пробоем изоляции самого двигателя [136];

- перегрева, течи и плавления удлинителя. Возникает из-за некачественной эксплуатации УЭЦН (частые отключения защиты от турбинного вращения, некачественный подбор УЭЦН (недостаточный приток), частые отключения от защиты срыва подачи (ЗСП) (в насосе газ, отсутствие подачи), частые отключения от ЗП (повышенное содержание КВЧ, интенсивное солеотложение, подклинивание вследствие износа рабочих органов, некачественное электроснабжение) [137], некачественного вывода в ремонт УЭЦН (несоблюдение регламента по выводу УЭЦН, брак подбора УЭЦН);

- повреждения изоляции при СПО обусловлено нарушением скорости спуска, наличием посторонних предметов и перекрутом удлинителя кабеля;

б) К.З. обмотки ПЭД. Исключение возникновения подобного отказа во многом зависит от герметичности торцевых уплотнений, герметичности токовода, применения качественного масла, отсутствия попадания атмосферных осадков в ПЭД при монтаже [138];

в) отсутствие «звезды» (нарушение целостности цепи). Это один из самых сложных комплексных параметров эксплуатационной эффективности ЭКПЭД, основными вызывающими его факторами являются: некачественный ремонт ПЭД, повреждение сростка кабеля при СПО, некачественный монтаж («кабель»-«ПЭД»), замкнут датчик на УЭЦН [139].

2. Технологическая причина отказа (нет подачи) как правило заключается в нарушение условий функционирования составных элементов УЭЦН вследствие ухудшения или изменения условий эксплуатации, низкого каче-

ства оборудования и его монтажа [140]. Рассмотрим более подробно преобладающие отказы в работе по технологическим причинам:

а) в результате возникновения сопротивления вращению вала УЭЦН происходит его закручивание или слом. Главными определяющими факторами данного отказа являются некачественная сборка насоса, кривизна в зоне подвески УЭЦН [141], солеотложения, механические примеси;

б) полет (расчленение узла). При рассмотрении отказов в механической части ЭКПЭД расчленение узла разделяют на расчленение по НКТ и расчленение по ЭЦН; в первом случае отказ возникает по причинам: старения НКТ, некачественной затяжки НКТ, неудовлетворительного качества резьбы, вибрации [142]; во втором случае из-за брака сборки ЭЦН, старения оборудования, некачественной затяжки резьбовых соединений, динамических ударов [143];

в) заклинивание насоса является частным случаем технологического отказа и возникает из-за брака изготовления самого УЭЦН [144].

После проведенного анализа и установления причинно-следственной связи между отказом в работе ЭКПЭД, ПЭД и основными дефектами, приводящими к отказу, предлагается проводить мониторинг, посредством которого выявляются все недостатки эксплуатации оборудования скважины, их причины и разрабатываются процедуры в виде корректирующих действий с целью повышения надежности всей системы в целом. Содержание предложенной схемы мониторинга представлено на рисунке 4.2.

Приведенная схема мониторинга на рис. 4.2 устанавливает взаимосвязь между явлениями возникновения отказов в работе ЭКПЭД, причинами их возникновения, последствиями и предложенными действиями по их исключению в процессе дальнейшей эксплуатации. На данной схеме описаны основные составляющие диаграммы К. Исикавы, а именно: для электрической причины возникновения отказа элементов ЭКПЭД - снижение изоляции между жилами и землей, К.3. обмотки ПЭД, отсутствие «звезды» (нарушение целостности цепи); для технологической причины отказа (нет подачи) - полет (расчленение узла), слом вала, клин. Остальные виды технологических нару-

шений являются более частными случаями, либо следствием рассмотренных отказов и устраняется по разработанным алгоритмам. Выполненная схема мониторинга с подробным описанием причинно-следственной связи процесса возникновения технологических нарушений ЭКПЭД и ПЭД послужит базой для выполнения дальнейшего исследования по методу FMEA анализа.

Характер отклонений	Причины	Последствия	Действия
Слом вала (штицевой муфты)	1. Заводской брак 2. Скрытый дефект вала 3. Брак комплектации 4. Несоответствие максимально передаваемой мощности вала мощности ПЭД 5. Слом вала при расклинивании УЭЦН (превышение допустимых нагрузок на вал) 6. Выработка ресурса вала ввиду длительной эксплуатации	1. Значительное снижение токовых нагрузок и загрузки ПЭД относительно нормальных рабочих значений 2. Отсутствии или снижении производительности УЭЦН 3. Недобор нефти, убытки компании	1. Комплектация узлов и деталей ЭЦН согласно утвержденной технической документации 2. Недопущение длительного воздействия критических нагрузок на УЭЦН при эксплуатации и работах по расклиниванию
Клин	1. Засорение рабочих органов ЭЦН 2. Нарушение технологии эксплуатации УЭЦН 3. Некачественное освоение скважины 4. Работа УЭЦН в зоне недопустимого значения кривизны ствола скважины 5. Повышенный уровень вибрации УЭЦН	1. Заклинивание и выход из строя оборудования скважины, останов скважины 2. Недобор нефти, убытки компании	1. Соблюдение технологии проведения ГРП и освоения скважины после ГРП 2. Недопущение создания высоких депрессий на ПЗП 3. Проведение промывки рабочих органов УЭЦН 4. Профилактика и предупреждение солеотложений
Полет (расчленение узла)	1. Скрытые дефекты 2. Механические повреждения при монтаже 3. Износ в результате выноса пропантa после ГРП 4. Высокое содержания КВЧ 5. Коррозия в связи с длительной эксплуатацией 6. Нарушение технологии проведения СПО 7. Усталостное разрушение металла	1. Полет на забой скважины, останов оборудования 2. Недобор нефти, убытки компании 3. Несоблюдение сроков проведения ТОиР, непредвиденные расходы	1. Использование качественных деталей при изготовлении / ремонте 2. Проведение входного контроля 3. Действия персонала при подтверждении отказа в соответствии с требованиями ЛНД 4. Применение различных методов борьбы с коррозией.
Отсутствие «звезды»	1. Пробой изоляции 2. Брак изготовления 3. Механическое повреждение кабеля нарушение изоляции (токопроводящей жилы). 4. Нарушение технологии проведения (СПО) 5. Негерметичность системы	1. Авария по причине КЗ 2. Аварийный останов скважины, недобор нефти, убытки компании 3. Несоблюдение сроков проведения ТОиР, непредвиденные расходы	1. Недопущение теплового воздействия и нагрузок на электрочасть выше допустимых 2. Проведение входного контроля 3. Проведение стендовых испытаний в полном объеме и в соответствии с требованиями директивных документов
К.З. обмотки ПЭД	1. Пробой изоляции 2. Брак изготовления 3. Брак монтажа 4. Низкое качество масла 5. Негерметичность системы 6. Превышение нагрузок сверх допустимых 7. Заклинивание оборудования механической части ЭПУ	1. Аварийный останов ПЭД, возможен пожар 2. Аварийный останов скважины, недобор нефти, убытки компании 3. Несоблюдение сроков проведения ТОиР, непредвиденные расходы	1. Недопущение теплового воздействия и нагрузок на электрочасть выше допустимых 2. Проведение входного контроля 3. Проведение стендовых испытаний в полном объеме и в соответствии с требованиями директивных документов
Снижение изоляции между жилами и землей	1. Пробой изоляции кабеля 2. Брак изготовления 3. Брак монтажа 4. Скрытый заводской дефект кабеля нарушение технологии ремонта кабеля 5. Нарушение технологии проведения (СПО) 6. Повреждение кабельной линии при изготовлении, транспортировке или монтаже	1. Аварийный останов ПЭД, возможен пожар 2. Аварийный останов скважины, недобор нефти, убытки компании 3. Несоблюдение сроков проведения ТОиР, вывод в ремонт оборудования скважины, непредвиденные расходы	1. Недопущение нагрузок выше допустимых 2. Проведение входного контроля 3. Проведение стендовых испытаний в полном объеме 4. Проведение всех операций с кабельной линией в соответствии с требованиями действующей НТД и ЛНД

Рис. 4.2. - Схема мониторинга причин и следствий, связанных с технологическим отказом в работе ЭКПЭД.

4.3 Методология использования FMEA анализа для оценки вероятности возникновения производственных рисков отказов парка ЭКПЭД ПН

Метод анализа видов и последствий потенциальных отказов или FMEA – является эффективным механизмом обеспечения качества действующих и разрабатываемых сложных технических систем, применяемый для обнаружения и устранения технологических нарушений и сопряженных с ними дефектов, либо снижение негативных последствий от них. Реализация возможна за счет разработки комплекса мероприятий по прогнозированию дефектов (отказов), их анализу на различных жизненных циклах системы (объекта) или отдельно взятого элемента [145].

Метод FMEA позволяет произвести анализ технологических нарушений на ПН, спрогнозировать потенциально возможные отказы (дефекты), установить причины и последствия их возникновения, произвести оценку возникающих рисков, в частности по выявлению или невыявлению дефектов (скрытые дефекты) и предпринять меры для устранения, уменьшения вероятности возникновения, профилактики и снижения ущерба от их появления. На сегодняшний день данный метод представляет собой безотказную методику по повышению эффективности эксплуатации, прошедшую апробацию на промышленных предприятиях автомобилестроения в течение десятков лет и доказавшем свою эффективность.

Для полного понимания процессов выполнения FMEA анализа и терминологии, используемой в данной работе необходимо определить основные термины и сокращения.

- Дефект – невыполнение требования, связанного с предполагаемым или установленным использованием. Определение установлено ГОСТ Р 51901.12-2007 (МЭК 60812:2006). Менеджмент риска. Метод анализа видов и последствий отказов [147].

- Отказ – отклонение от нормального функционирования технической системы (элемента системы), приводящее к сбоям в эксплуатации, либо полной потерей работоспособности.

- Значимость потенциального дефекта – параметр, характеризующий вероятный ущерб от возникновения рассматриваемого дефекта, выраженный в количественном эквиваленте.

- Балл значимости (S) – оценка значимости потенциального дефекта, определенная экспертно в зависимости от тяжести последствий от его возникновения [147].

- Вероятность возникновения дефекта – параметр, характеризующий количественную оценку состояния технической системы (элемента системы) с дефектом данного вида.

- Балл возникновения (O) – оценка, определяемая экспертно в зависимости от вероятности возникновения рассматриваемого дефекта [147].

- Вероятность обнаружения дефекта – параметр, характеризующий количественную оценку состояния технической системы (элемента системы) с потенциальным дефектом данного типа, для которой существующие системы диагностики позволят обнаружить данный дефект или причину его вызвавшую.

- Балл обнаружения (D) – оценка, определяемая экспертно и определяющая вероятность обнаружения дефекта [147].

- Комплексный риск дефекта – величина, характеризующая комплексную оценку потенциального дефекта с позиций его значимости, вероятности возникновения и обнаружения.

- Приоритетное число риска ($ПЧР$) – выражение величины комплексного риска дефекта в количественной форме, равное произведению трех величин - балла значимости, балла возникновения и балла обнаружения применительно для рассматриваемого дефекта [148].

В рамках данной работы метод FMEA анализа стратегически направлен на решение следующих задач:

- формирование перечня всех возможных дефектов с выборкой по отказам, имеющим наибольшую плотность возникновения и наивысший класс опасности для оборудования на основании данных статистики о технологических нарушениях на ЭКПЭД ПН. При этом учитывается опыт изготовле-

ния (заводские дефекты) и испытаний оборудования, а также опыт реальных действий и вероятных ошибок эксплуатирующего персонала в процессе производства, эксплуатации, ТОиР;

- определение в зависимости от вида предполагаемого отказа (дефекта) возможных отрицательных вариантов его возникновения и анализ тяжести сопутствующих последствий с дальнейшей количественной и качественной оценкой их значимости;

- определение с оценкой частоты причины возникновения для каждого возможного дефекта и каждой причины на основании свойств и особенностей конструкции, технологического процесса, условий эксплуатации, ТОиР и т.д.;

- определение на основе анализа технологического процесса корректности и достаточности предлагаемых и принятых мер по предупреждению дефектов в эксплуатации, их обнаружению и устранению во время проведения ТОиР с количественной оценкой возможности исключения возникновения дефектов путем фиксации причин их происхождения на этапах эксплуатации и изготовления элементов ЭКПЭД;

- оценка в виде численных значений обобщенного балла критичности каждого отказа, дефекта (с его причиной) по так называемому приоритетному числу риска (ПЧР). При высоких значениях ПЧР следует произвести усовершенствование технологического процесса или оборудования, а также выполнить доработку системы мониторинга и диагностики, проведения ТОиР, пересмотреть требования правил эксплуатации с целью снижения данного показателя.

Проведение FMEA анализа достаточно сложная процедура, в основе которой лежит работа группы экспертов по техническим направлениям изготовления, эксплуатации и испытания погружного оборудования скважины. На рис. 4.3 представлен алгоритм применения метода FMEA анализа для оценки производственных рисков в эксплуатации парка ЭКПЭД ПН. В соответствие с представленным алгоритмом процесс FMEA анализа условно разделяют на этапы. На первом этапе выполнена выборка дефектов имеющих

наибольшую частоту возникновения и сформирована диаграмма К. Исикава, предложена схема мониторинга причин и следствий, связанных с технологическим отказом в работе ЭКПЭД. На следующем этапе выполняется оценка комплексного риска дефекта по критериям, установленным ГОСТ Р 51901.12-2007 (МЭК 60812:2006). Менеджмент риска. Метод анализа видов и последствий отказов [147].

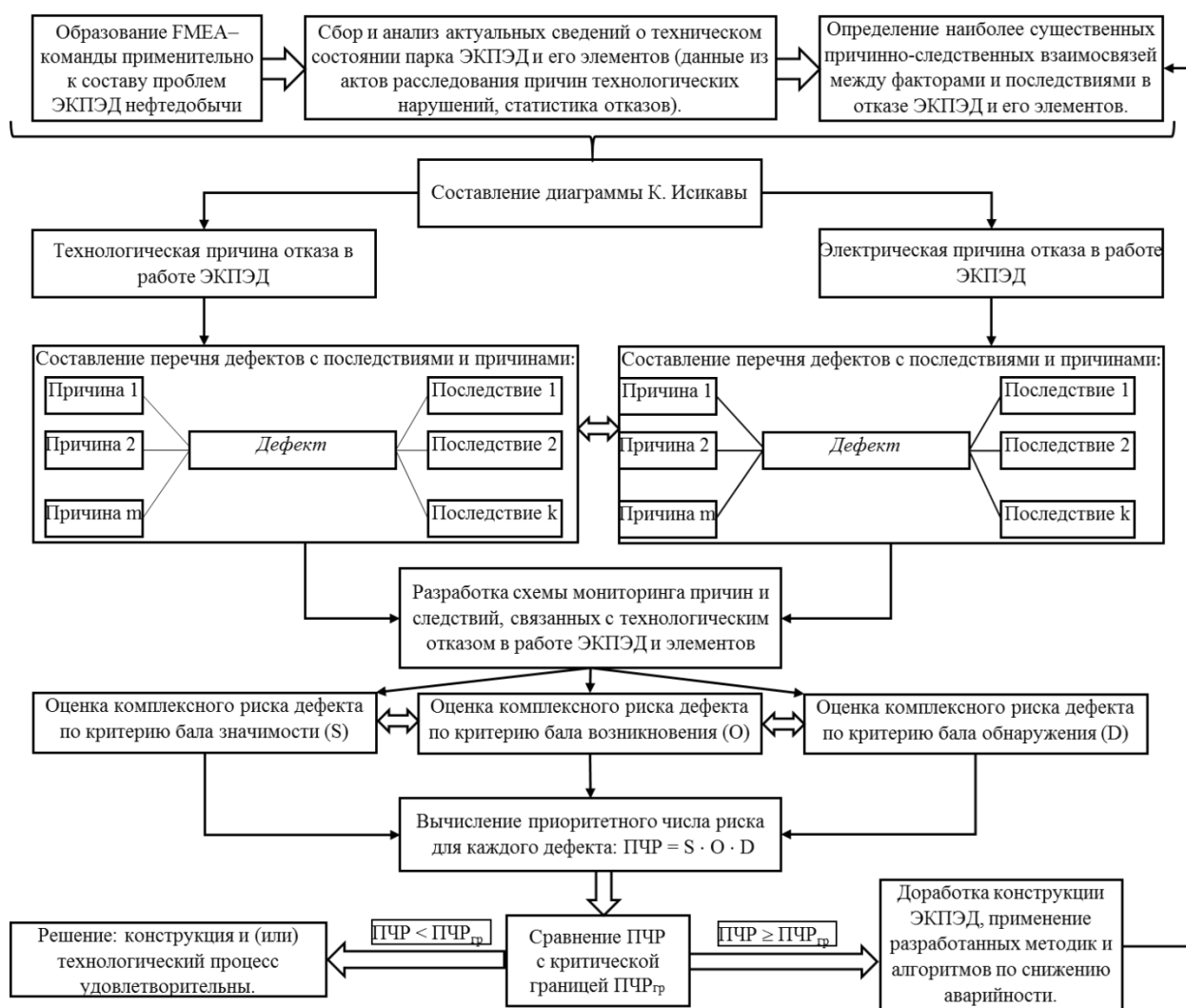


Рис. 4.3. Алгоритм применения метода FMEA анализа для оценки производственных рисков в эксплуатации парка ЭКПЭД ПН.

Для каждого рассмотренного дефекта следует определить его балл значимости «S» [147] используя типовые таблицы баллов значимости для предприятий нефтяной отрасли, которые представлены в таблицах 4.1 и 4.2. Стоит отметить, что представленные типовые таблицы баллов значимости, возникновения и обнаружения регламентированы ГОСТ Р 51901.12-2007 (МЭК 60812:2006) «Менеджмент риска. Метод анализа видов и последствий отка-

зов» [147]. Значение «S» измеряется в баллах и изменяется от 1 до 10 в зависимости от значимости по величине ущерба рассматриваемого дефекта. При расчете приоритетного числа риска (ПЧР) необходимо использовать максимальное значение «S» из всех последствий данного дефекта.

Таблица 4.1

Шкала баллов значимости «S» для FMEA конструкции применительно к ЭКПЭД ПН

Последствие	Критерий значимости последствия	Балл «S»
Опасное без предупреждения	Очень высокий ранг значимости, когда вид потенциального дефекта ухудшает безопасность работы ЭКПЭД, вызывает несоответствие обязательным требованиям безопасности и экологии без предупреждения.	10
Опасное с предупреждением	Весьма высокий ранг значимости, когда вид потенциального дефекта ухудшает безопасность работы ЭКПЭД или вызывает несоответствие обязательным требованиям безопасности и экологии с предупреждением. (пример для ЭКПЭД: К.З. обмотки ПЭД).	9
Очень важное	ЭКПЭД/элементы ЭКПЭД неработоспособны с потерей основных функций. (пример для ЭКПЭД: снижение изоляции между жилами и землей).	8
Важное	ЭКПЭД /элементы ЭКПЭД работоспособны, но снижен уровень эффективности. (пример для ЭКПЭД: клин, слом вала (шлицевой муфты)).	7
Умеренное	ЭКПЭД /элементы ЭКПЭД работоспособны, но нарушена функциональная связь со смежными элементами. (пример для ЭКПЭД: отсутствие «звезды»).	6
Слабое	ЭКПЭД /элемент ЭКПЭД работоспособно, но вспомогательные системы работают малоэффективно. (пример для ЭКПЭД: полет (расчленение узла)).	5
Очень слабое	Отклонение параметров добычи от нормы незначительны.	4
Незначительное	Отклонение параметров добычи от нормы едва уловимы, Дефект может обнаружить оператор со средней квалификацией.	3
Очень незначительное	Отклонение параметров добычи от нормы едва уловимы, Дефект может обнаружить оператор с высокой квалификацией.	2
Отсутствует	Нет последствия.	1

Таблица 4.2

Шкала баллов значимости «S» для FMEA производственного процесса применительно к ЭКПЭД ПН

Последствие	Критерий значимости последствия	Балл «S»
Опасное без предупреждения	Аварийный останов процесса добычи, возможно возгорание, существует опасность для персонала. Очень высокий ранг значимости, когда вид потенциального дефекта ухудшает безопасность работы ЭКПЭД и (или) вызывает несоответствие обязательным требованиям безопасности и экологии	10

	без предупреждения	
Опасное с предупреждением	Аварийный останов процесса добычи, возможно возгорание, существует опасность для персонала. Очень высокий ранг значимости, когда вид потенциального дефекта ухудшает безопасность работы ЭКПЭД и (или) вызывает несоответствие обязательным требованиям безопасности и экологии с предупреждением	9
Очень важное	Большое нарушение производственного процесса. Может отсутствовать подача. ЭКПЭД /узел ЭКПЭД неработоспособны с потерей главной функции.	8
Важное	Небольшое нарушение производственного процесса. Может потребоваться работа выездной бригады, измерения испытания оборудования. ЭКПЭД работоспособно, но с пониженной эффективностью.	7
Умеренное	Небольшое нарушение производственного процесса. Снижение дебита сырья. ЭКПЭД /элемент ЭКПЭД работоспособны, но нарушена функциональная связь со смежными элементами.	6
Слабое	Небольшое нарушение производственного процесса. ЭКПЭД /элемент ЭКПЭД работоспособно, но некоторые вспомогательные системы работают пониженной эффективностью.	5
Очень слабое	Небольшое нарушение производственного процесса. Отклонение параметров добычи от нормы незначительны.	4
Незначительное	Небольшое нарушение производственного процесса. Может потребоваться осмотр отдельного участка. Дефект может обнаружить персонал со средней квалификацией.	3
Очень незначительное	Небольшое нарушение производственного процесса. Дефект может обнаружить персонал с высокой квалификацией.	2
Отсутствует	Нет последствия	1

При последующем исследовании по методу FMEA анализа необходимо установить балл возникновения дефекта, для которого используется в соответствии с [147] обозначение «*O*». Типовые таблицы баллов возникновения для ПН, представленные в таблицах 4.3 и 4.4. Для конкретного технологического процесса определяется частота причины возникновения рассматриваемого дефекта. Величина «*O*» измеряется в баллах и изменяется от 1 до 10 в зависимости от частоты возникновения дефекта.

Таблица 4.3

Шкала для выставления балла возникновения «*O*» для FMEA конструкции применительно к ЭКПЭД ПН

Вероятность отказа	Возможные частоты отказа	Балл « <i>O</i> »
Очень высокая: отказ почти неизбежен (снижение изоляции между жилами и землей)	Более 1 из 2	10
	>> 1 из 3	9

Высокая: повторяющиеся отказы (К.З. обмотки ПЭД)	Более 1 из 8	8
	>> 1 из 20	7
Умеренная: случайные отказы (расчленение узла, клин, слом вала, отсутствие «звезды»)	Более 1 из 80	6
	>> 1 из 400	5
	>> 1 из 2000	4
Низкая: относительно мало отказов	Более 1 из 15000	3
	>> 1 из 150000	2
Малая: отказ маловероятен	Менее 1 из 1 500 000	1

Таблица 4.4

Шкала баллов возникновения «*O*» для FMEA конструкции применительно к ЭКПЭД ПН

Вероятность дефекта	Возможные частоты дефекта	Индекс C_{pk}	Балл « <i>O</i> »
Очень высокая: дефект почти неизбежен	Более 1 из 2	Менее 0,33	10
	>> 1 из 3	>> 0,33	9
Высокая: ассоциируется с аналогичными процессами, которые часто отказывают	Более 1 из 8	Менее 0,51	8
	>> 1 из 20	>> 0,67	7
Умеренная: в общем ассоциируется с предыдущими процессами, у которых наблюдались случайные дефекты, но не в большой пропорции	Более 1 из 80	Менее 0,83	6
	>> 1 из 400	>> 1,00	5
	>> 1 из 2000	>> 1,17	4
Низкая: отдельные дефекты, связанные с подобными процессами	Более 1 из 15000	Менее 1,33	3
Очень низкая: отдельные дефекта, связанные с почти идентичными процессами	Более 1 из 150000	Менее 1,50	2
Малая: дефект маловероятен. Отказы никогда не связаны с такими же идентичными процессами	Менее 1 из 1500000	Более 1,67	1

На следующем этапе исследования определяется балл обнаружен «*D*» рассматриваемого дефекта [147] в процессе эксплуатации ЭКПЭД. Величина «*D*» измеряется в баллах и изменяется от 1 до 10 в зависимости от достоверности обнаружения данного дефекта. Типовые значения балла обнаружения для ПН приведены в таблицах 4.5 и 4.6.

Таблица 4.5

Шкала баллов обнаружения «*D*» FMEA конструкции для ЭКПЭД ПН

Категории	Критерии обнаружения « <i>D</i> » при используемой системе контроля	Балл « <i>D</i> »
Абсолютная неопределенность	Существующая система контроля не обнаружит или не может обнаружить потенциальные причины/механизм и последующий вид дефекта	10
Очень плохое	Очень плохие шансы обнаружения потенциальных причин/механизма и последующего вида дефекта при существующей системе контроля	9
Плохое	Плохие шансы обнаружения потенциальных причин	8

	ны/механизма и последующего вида дефекта при существующей системе контроля	
Очень слабое	Очень ограниченные шансы обнаружения потенциальных причины/механизма и последующего вида дефекта при существующей системе контроля	7
Слабое	Ограниченные шансы обнаружения потенциальных причины/механизма и последующего вида дефекта при существующей системе контроля	6
Умеренное	Умеренные шансы обнаружения потенциальных причины/механизма и последующего вида дефекта при существующей системе контроля	5
Умеренно хорошее	Умеренно высокие шансы обнаружения потенциальных причины/механизма и последующего вида дефекта при существующей системе контроля	4
Хорошее	Высокие шансы	3
Очень хорошее	Очень высокие шансы	2
Почти наверняка	Существующая система контроля почти всегда обнаруживает потенциальную причину дефекта	1

Таблица 4.6

Шкала баллов обнаружения «*D*» FMEA процесса применительно к ЭКПЭД ПН

Категории	Критерии: вероятность обнаружения дефекта при контроле процесса	Балл « <i>D</i> »
Почти невозможно	Нет известного контроля для обнаружения вида дефекта в производственном процессе (по практическим данным для ЭКПЭД отсутствует)	10
Очень плохое	Очень низкая вероятность обнаружения вида дефекта действующими системами контроля	9
Плохое	Низкая вероятность обнаружения вида дефекта действующими системами контроля (расчленение узла, клин, К.З. обмотки ПЭД)	8
Очень слабое	Очень низкая вероятность обнаружения вида дефекта действующими системами контроля	7
Слабое	Низкая вероятность обнаружения вида дефекта действующими системами контроля	6
Умеренное	Умеренная вероятность обнаружения вида дефекта действующими системами контроля	5
Умеренно хорошее	Умеренно высокая вероятность обнаружения вида дефекта действующими системами контроля (слом вала (шлицевой муфты), отсутствие «звезды»)	4
Хорошее	Высокая вероятность обнаружения вида дефекта действующими системами контроля	3
Очень хорошее	Очень высокая вероятность обнаружения вида дефекта действующими системами контроля	2
Почти наверняка	Действующие системы контроля почти наверняка обнаружат вид дефекта. Для подобных процессов известны надежные методы контроля.	1

После получения экспертных оценок *S*, *O*, *D* вычисляют приоритетное число риска (*ПЧР*) [147]:

$$ПЧР = S \cdot O \cdot D \quad (4.2)$$

Для дефектов, имеющих несколько причин, определяют соответственно несколько ПЧР. Каждый ПЧР может иметь значения от 1 до 1000.

Таблица 4.7

Основные причины, влияющие на технологический отказ в работе ЭКПЭД с вычислением приоритетного значения риска

Причины	Баллы			
	S	O	D	ПЧР
Полет (расчленение узла)	5	4	8	160
Клин	7	6	8	336
Слом вала (шлицевой муфты)	7	5	4	140
Отсутствие «звезды»	6	5	4	130
Снижение изоляции между жилами и землей	8	9	9	648
К.З. обмотки ПЭД	9	8	8	576

Согласно алгоритму работы по методу FMEA анализа, приведенном на рис. 4.3 для «обобщенного балла критичности» должна быть установлена величина критического значения приоритетного числа риска, так называемая критическая граница ($ПЧР_{кр}$), которая находится в пределах значений $ПЧР$ 100-125. Для дефектов с $ПЧР > 100$, в некоторых случаях > 125 следует вести доработку конструкции ЭКПЭД и ПЭД, либо изменение, совершенствование производственного процесса [149]. Анализируя данные, полученные в процессе исследования и представленные в таблице 4.7 можно установить, что все рассмотренные технологические нарушения имеют $ПЧР$ от 111 до 648 и следовательно высокий риск возникновения. Данное обстоятельство еще раз свидетельствует об актуальности темы исследования и необходимости внедрения в производственный процесс добычи углеводородов результатов, полученных в предыдущих главах диссертации.

На основании выполненных анализа и проведенных расчетов по методу FMEA анализа выполняется построение «диаграммы Парето». Она используется при выявлении наиболее значимых и существенных факторов, влияющих на возникновение несоответствий или брака. Это дает возможность установить приоритет действиям, необходимым для решения проблемы. На графике, представленном на рис. 4.6 отражены основные причины ранжированные по значимости влияния на отказ в работе ЭКПЭД.



Рис. 4.6. – Диаграмма Парето основных причин, влияющих на отказ в работе ЭКПЭД ПН.

Используя принцип Парето 80/20 [131] установлено, что основной причиной, на которую в первую очередь следует обратить внимание менеджменту и техническим руководителям предприятий нефтяной отрасли для снижения количества технологических нарушений и повышения эффективности эксплуатации ЭКПЭД, является исключение, либо снижение количества дефектов на оборудование скважины по причине снижения изоляции между токопроводящими жилами и земель. На втором месте по значимости и степени влияния на безотказность и надежность эксплуатации находятся дефекты, связанные с коротким замыканием в обмотке ПЭД. Третье место принадлежит технологическим отказам, связанным с заклиниванием УЭЦН. Как показали исследования, в том числе, проведенные в предыдущих главах, эффективность эксплуатации достигается за счет снижения количества аварийных отказов в работе оборудования ЭКПЭД, особое внимание следует уделять надежности функционирования узлов «кабель–ПЭД» и УЭЦН как наиболее ответственных и наименее надежных узлов системы. Практика эксплуатации ЭКПЭД, и в особенности ПЭД, является информативным показателем испытания оборудования на надежность, именно поэтому необходим тщательный анализ возникающих в процессе эксплуатации дефектов, который позволит дать оценку степени влияния факторов на проблему эффективности эксплуатации ЭКПЭД, анализируя три основных показателя: значимость причины, частоту ее возникновения и вероятность обнаружения. Последующий расчет и экономический анализ рисков возникновения отказов,

расчет рентабельности, оптимизация производственного процесса и описанных проблем позволят достигнуть главной цели – стабильный экономический рост и эффективная эксплуатация ЭКПЭД ПН и его элементов.

4.5. Анализ рентабельности и экономической эффективности эксплуатации парка ЭКПЭД после применения результатов FMEA анализа в ПН АО «Самаранефтегаз»

Примененные инструменты менеджмента качества стратегически направлены на идентификацию узких мест в эксплуатации ЭКПЭД и ПЭД ПН и принятию мер по их оперативному устранению. На основе технических механизмов повышения эффективности эксплуатации ПН, представленных в предыдущих главах, далее предлагаются оптимальные методики и алгоритмы, позволяющие обеспечить снижение аварийности ЭКПЭД и ПЭД.

Экономический расчет эффективности внедрения предложенных методик и алгоритмов, производится с использованием известных открытых технико-экономических показателей деятельности конкретного предприятия - АО «Самаранефтегаз», в частности, данных по неплановым простоям ЭКПЭД. На сегодняшний день 95% добычи нефти в АО «Самаранефтегаз» производится с помощью ЭКПЭД, приводом которых служат ПЭД. Поэтому представленные показатели деятельности АО «Самаранефтегаз» полностью отражают динамику изменения состояния парка ЭКПЭД и ПЭД за рассмотренный интервал времени с 2015 по 2017 года.

Прежде чем приступить к расчёту параметров, характеризующих экономическую эффективность работы предприятия и экономического эффекта от разработанных мероприятий по устранению аварийности ПЭД, необходимо дать его краткую характеристику.

В таблице 4.8 представлены основные технико-экономические показатели деятельности АО «Самаранефтегаз» в период 2015 - 2017 г.

Таблица 4.8

Основные технико-экономические показатели деятельности предприятия

Показатели	2015	2016	2017	Отклонение, +/-		Отклонение, %	
				2016/2015	2017/2016	2016/2015	2017/2016
Выручка от реализации, млн. руб.	5877	5071	4887	-806	-184	-13,71	-3,6
Затраты на производство и реализацию, млн.руб.	5390	4442	4333	-948	-109	-17,58	-2,45
Чистая прибыль, млн.руб.	176	288	285	112	-3	63,63	-1,1
Оперативная прибыль, млн. руб.	478	629	554	151	-75	31,58	-11,92
Прочие расходы, млн. руб.	302	341	269	39	-72	12,91	-21,11
Рентабельность, %	2,9	5,6	5	-	-	-	-

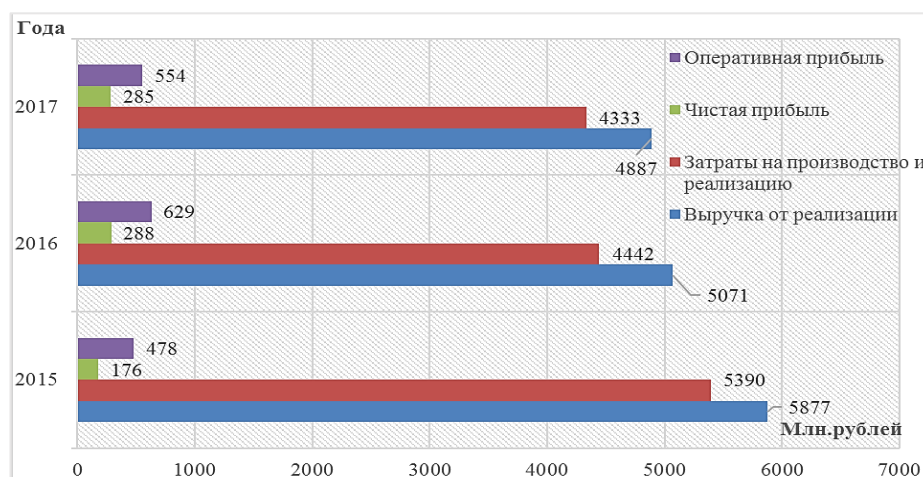


Рис. 4.7. – Диаграмма основных технико-экономических показателей деятельности АО «Самаранефтегаз» за 2015-2017 года.

По данным таблицы 4.8 и рис. 4.7 видно, что выручка от реализации нефтепродуктов с каждым годом сокращается. Так в 2016 году, по сравнению с 2015 годом, спад составил 13,71%, а в 2017 году по отношению к 2016 году на 3,6%. Такая тенденция, вызвана в первую очередь низкой эффективностью эксплуатации используемых ЭКПЭД и в особенности ПЭД, несовершенством системы ТОиР и рядом описанных выше обстоятельств, что в итоге приводит к технологическим нарушениям, низкой эффективности эксплуатации и увеличение величины внеплановых простоев оборудования ЭКПЭД. Но, стоит отметить, что затраты на добычу и реализацию нефтепродуктов также снижаются на 17,58 и 2,45 соответственно. Сложившаяся ситуация повлияла

также на снижение чистой прибыли и рентабельности. Однако, несмотря на то, что выручка от реализации снизилась, чистая прибыль в 2016 году по сравнению с 2015 годом выросла на 63,63%. Это связано с тем, что динамика сокращения себестоимости за этот же период превысила динамику сокращения выручки на 4%. Таким образом, следует сделать вывод, что предприятие отработало эффективно.

В таблице 4.9 представлены показатели объема производства нефти компанией АО «Самаранефтегаз» за трехлетний период (2015-2017 года). Из данной таблицы видно, что с каждым годом объёмы добычи нефти снижаются.

Таблица 4.9

Объем добычи нефти АО «Самаранефтегаз» 2015-2017 г.

Показатели / г.г.	2015	2016	2017
Нефть, тонн/год	1916250	1587750	1368750

Для полного и детального анализа деятельности АО «Самаранефтегаз» и отражения текущего технического состояния парка ЭКПЭД, целесообразно представить расчет коэффициентов, характеризующих степень полезного использования и эксплуатационную готовность парка ЭКПЭД:

1. Коэффициенты использования комплекса ЭКПЭД.

- использования наличного оборудования парка ЭКПЭД:

$$k_n = \frac{N_{исп.}}{N_{налич.}} = \frac{107}{107} = 1, \quad (4.3)$$

где $N_{исп.}$ - кол-во действующего оборудования, $N_{налич.}$ - кол-во наличного оборудования.

- использования установленного оборудования парка ЭКПЭД:

$$k_y = \frac{N_{исп.}}{N_{уст.}} = \frac{107}{107} = 1, \quad (4.4)$$

где $N_{уст.}$ - кол-во установленного оборудования.

- использования оборудования парка ЭКПЭД, которое сдано в эксплуатацию:

$$k_3 = \frac{N_{уст.}}{N_{налич.}} = \frac{107}{107} = 1 \quad (4.5)$$

Анализируя полученные значения коэффициентов использования парка ЭКПЭД в АО «Самаранефтегаз» можно сделать вывод, что оборудование ЭКПЭД используется с максимальной степенью загрузки и выполняет полную производственную мощность объекта.

Для отображения степени использования оборудования ЭКПЭД произведен расчет экстенсивных показателей использования или показателей фонда времени, представленный в таблице 4.10

Таблица 4.10

Данные расчётов показателей, характеризующих фонд времени использования ЭКПЭД в АО «Самаранефтегаз» за 2017 год.

Показатель фонда времени	Выражение для расчета	Примечание
Календарный фонд, часы	$T_k = T_{к.д.} \cdot 24 = 8760$	$T_{к.д.}$ - число календарных дней за анализируемый период, дни.
Номинальный (режимный) фонд, часы	$T_n = T_{р.см.} \cdot t_{см} = 8760$	$T_{р.см.}$ - число рабочих смен за анализируемый период ($T_{р.см.} = 730$); $t_{см}$ – продолжительность рабочей смены, час ($t_{см} = 12$).
Эффективный (реальный) фонд, часы	$T_{эф} = T_n - T_{пл.} = 8664$	$T_{пл.}$ - время планового ремонта, часы.
Полезный (фактический) фонд, часы	$T_{ф} = T_{эф.} - T_{нр.} = 6252$	$T_{нр.}$ - время внеплановых простоев, часы.

На основании рассчитанных показателей фонта времени, произведем расчёт коэффициентов фонда времени использования оборудования ЭКПЭД:

- для календарного фонда времени:

$$k_{кф} = \frac{T_{ф}}{T_{к}} = 0,73 \quad (4.6)$$

- для режимного фонда времени:

$$k_{рф} = \frac{T_{ф}}{T_{н}} = 0,73 \quad (4.7)$$

- для планового фонда времени:

$$k_{нф} = \frac{T_{ф}}{T_{н}} = 0,73 \quad (4.8)$$

- коэффициент интенсивной работы оборудования:

$$k_{ин} = \frac{\text{Средняя часовая выработка ЭПУ фактическая}}{\text{Средняя часовая выработка ЭПУ плановая}} = \frac{1368750}{1471680} = 0,93 \quad (4.9)$$

Полученные значения позволяет охарактеризовать экстенсивность загрузки оборудования ЭКПЭД в АО «Самаранефтегаз» на основании анализа фонда времени. Стоит отметить, что полученное значение коэффициента интенсивной работы ($k_{ин} = 0,93$) близко к 100% загрузке оборудования. Однако, величина внеплановых простоев ЭКПЭД так же значительна и составляет, по данным предприятия, от 14-30% фактического времени работы (эффективный фонд времени). В таблице 4.11 приведены данные по величине внеплановых простоев оборудования ЭКПЭД в АО «Самаранефтегаз» за 2017 год. По представленным данным видно, что за 2017 года оборудование ЭКПЭД внепланово простаивало 2412 часов, что составляет 100 суток. Данная статистика подтверждает факт высокой аварийности, связанной с ЭКПЭД и прежде всего с ПЭД.

Таблица 4.11

Данные внепланового простоя ЭКПЭД в АО «Самаранефтегаз» за 2017 год (все значения в часах)

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
148,8	141,2	178,6	172,8	193,4	194,4	208,3	215,7	216	238,1	244,8	260,4

На основе статистических данных работы компании АО «Самаранефтегаз» с использованием метода экспертных оценок, экономического анализа и рекомендаций [128, 132, 145, 148], а также опыта применения FMEA анализа в мировой практике [134, 150] можно утверждать, что в среднем, после реализации мероприятий, предложенных в работе, может быть достигнуто снижение величины внеплановых простоев ЭКПЭД на 10-14%, что приведет к росту добычи нефти на 8-10%.

В составе названных мероприятий:

- разработка системы проведения ремонтов на ПН, основанной на объединение стратегий ТОиР по наработке и техническому состоянию; повыше-

ние эффективности проведения ТОиР с использованием технологий lean-менеджмента;

- разработка процедур корректирующих действий по результатам анализа причинно-следственной связи технологических нарушений с подробным описанием всех отказов;
- разработка схемы мониторинга, посредством которого выявлены все недостатки эксплуатации оборудования скважины и их причины;
- построение статистических моделей отказов ПЭД, позволяющих произвести оценку их технологического ресурса;
- разработка математической модели вероятности возникновения отказа для основных узлов ПЭД и др.

Кроме того, используя накопленный опыт эксплуатации, статистический материал по отказам ЭКПЭД в Поволжском регионе, произведенный обзор литературных источников (глава 1 диссертации) можно выделить основные тенденции по повышению эффективности эксплуатации ЭКПЭД и, в частности, ПЭД:

- разработка деталей и узлов ЭКПЭД, ПЭД и их элементов с равномерным (оптимальным) распределением нагрузок (тепловой, механической и электрической), применение композитных материалов, обладающих повышенной прочностью с улучшенными свойствами;
- для деталей, образующих пары трения (особенно направляющий и упорный подшипник) применение материалов с повышенной твердостью трущихся поверхностей и сниженной прочностью адгезионных связей, в частности использование защитных свойств оксидных пленок [82], подбор материалов пары трения, разделение поверхностей трения пленками полимеров. Немаловажным фактором является так же доступность изготовления при существующих местных условиях;
- защита от коррозии. Применение коррозионностойких материалов, антикоррозийных покрытий в элементах конструкции ЭКПЭД, использование ингибиторов коррозии [83] и материалов с низкой электропроводностью;

- для ПЭД, как для электрических машин, насущной задачей является разработка изоляции для обмоточных проводов с улучшенными свойствами, способными выдерживать повышенные значения температур в совокупности с допустимыми перегрузками оборудования и компактными размерами [83]. Кардинально инновационными изменениями в данном направлении считаю применение эффекта высокотемпературной сверхпроводимости [50], что позволит получить совершенно новые свойства оборудования в комплексе с компактными размерами;

- особо актуальной является задача борьбы с солеотложениями во всех элементах конструкции ЭЦН. Исходя из вышеизложенного материала (в том числе и в предыдущей главе) можно сформулировать требования к конструкции ЭЦН с низким солеотложением:

✓ к рабочим ступеням: 1) высокая чистота и низкая адгезия проточных каналов, а также других поверхностей РК и НА не более 2,5 мкм по Ra, что обеспечивает уменьшение коэффициента трения рабочих органов о пластовую жидкость и, соответственно, уменьшение повышения температуры, а также налипания солей [84]; 2) низкая электропроводность поверхностей РК, что обеспечивает отсутствие эффекта образования гальванопар; 3) высокая коррозионная устойчивость к щелочным и кислотным средам, что обеспечивает отсутствие образования солей третьей группы и, соответственно, уменьшение налипания солей первой и второй группы [82]; 4) перетоки жидкости по каналам РК-НА, НА-РК должны быть радиусными, что уменьшает влияние застойных зон на налипание солей второй группы; 5) сечения проточных каналов РК и НА за счет изменения толщины лопаток должны обеспечивать уменьшение возможности срыва потока с рабочих поверхностей лопаток, что обеспечивает уменьшение развития кавитационных процессов; 6) РК должны иметь диспергирующие свойства, например, за счет импеллеров, что обеспечивает уменьшение эффекта разгазирования, а также влияние выброса свободного газа [85]; 7) пары трения: шайбы РК - буртик НА, втулка защитная вала или ступица РК - опорная поверхность НА, должны обеспечи-

вать низкий коэффициент трения в обводненных пластовых жидкостях, что уменьшает повышение температуры перетекаемой жидкости.

✓ к входному модулю и другим узлам: все всасывающие поверхности входного модуля, а также головки и основания должны иметь такие же свойства, как в пунктах 1-5.

✓ к ЭЦН: 1) для уменьшения вибраций, возникающих из-за эксцентриситета масс при неравномерном налипании солей на РК, необходимо в секциях устанавливать промежуточные подшипники; 2) если в РК нет импеллеров или при повышенном газовом факторе (свыше 25%) необходимо применять диспергирующие ступени.

- инновационные изменения конструкции ПЭД: использование вентильного привода, повышение частоты вращения 3000-6000 об/мин и номинального напряжения, схемные и параметрические изменения конструкций и др. Все они стратегически направлены на повышение энергоэффективности, энергосбережения и увеличения межремонтных промежутков. Однако, при очевидной общей положительной оценке этих крайне необходимых инноваций можно констатировать многочисленные противоречия в обсуждениях обновления и модернизации ПЭД на научных и производственных конференциях и в публикациях [50, 57, 60].

Кроме того, выполнен расчет основных технико-экономических показателей деятельности компании в перспективе на 2018 год. Отметим, снижение внеплановых простоев ЭКПЭД до значения 2094 часа или 87 суток. Более значительного снижения внеплановых простоев ЭКПЭД за первый год после оптимизации производства и повышения эффективности эксплуатации затруднительно, так как данный процесс требует времени, однако экономический эффект очевиден.

В таблице 4.12 представлены показатели изменения объема добычи сырья после реализации внедрения предложенных мероприятий и соответствующего снижения внеплановых простоев оборудования ЭКПЭД.

Таблица 4.12

Объем добычи нефти после разработанных мероприятий

Показатели	2017	2018	Отклонение
Нефть, тонн/год	1368750	1505625	136875

Результаты расчётов показывают возможность увеличения в 2018 году добычи нефти на 136875 тонн.

Таблица 4.13

Изменение основных технико-экономических показателей деятельности предприятия после предложенных мероприятий

Показатели	2017	2018	Отклонение, +/-	Отклонение, %
Выручка от реализации, млн. руб.	4887	5338	451	9,2
Затраты на добычу и реализацию, млн.руб.	4333	4697	364	8,4
Чистая прибыль, млн.руб.	285	391	106	37,1
Оперативная прибыль, млн. руб.	554	641	87	15,7
Прочие расходы, млн. руб.	269	250	-19	-7,06
Рентабельность, %	5	7,3	-	-

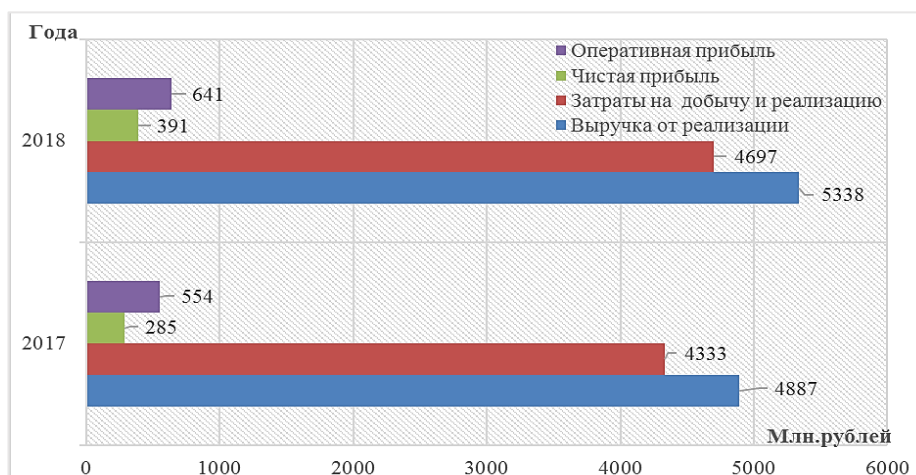


Рис. 4.8. – Диаграмма основных технико-экономических показателей деятельности АО «Самаранефтегаз» на 2017-2018 года.

По данным расчета экономической эффективности от внедрения мероприятий в таблице 4.13 и рис. 4.8 видно, что увеличение объемов добычи и реализации нефти на 10% приводит к увеличению выручки на 9,2%. Необходимо отметить увеличение затрат на 8,4% и рост чистой прибыли в 2018 году на 106 млн. руб., что на 37,1% выше, чем в 2017 году, а рентабельности - на 7,3%.

Это позволяет констатировать, эффективность разработанных и внедренных мероприятий по снижению аварийности ЭКПЭД и ПЭД и улучшению основных экономических показателей деятельности предприятия.

4.6. Выводы по четвертой главе.

1. В целях оптимизации расходов и повышения эффективности эксплуатации ЭКПЭД разработаны основные подходы реализации системы проведения ремонтов на ПН, основанные на объединение стратегий ТОиР по наработке и техническому состоянию. Предложено эффективные технологии экономически оправданного производства для ремонтов оборудования скважины, такие, как картирование потоков, применение системы организации высокопроизводительных рабочих мест, использование стандартных операционных карт, изменения в режиме работы бригад, позволяющие внести существенную экономию времени и средств в процесс ремонтов. Установлено, что потенциальный эффект от применения lean-менеджмента составит более 60 млн. рублей в год при среднем количестве ремонтов оборудования скважины с заменой УЭЦН и ПЭД, равном 250 в год.

2. Сформулирована и подробно представлена оригинальная методика FMEA анализа видов и последствий потенциальных отказов или анализ применительно к ПН.

3. На основе методологий В. Парето и К. Исикава сформирована и построена диаграмма технологических нарушений в работе ЭКПЭД и произведен анализ причинно-следственной их связи с подробным описанием всех отказов. На основании данного анализа разработана схема мониторинга, посредством которого выявлены все недостатки эксплуатации оборудования скважины, их причины и разработаны процедуры в виде корректирующих действий с целью повышения надежности всей системы в целом.

4. На основании метода FMEA анализа получены экспертные оценки и рассчитано приоритетное число риска возникновения каждого отказа, позволяющие дать оценку степени влияния факторов на проблему эффективности экс-

плутации ЭКПЭД, на основе следующих основных показателей: значимость причины, частота ее возникновения и вероятность обнаружения. Установлено, что наивысший риск для предприятия с $ПЧР \gg ПЧР_{\text{зр}}$ составляют отказы, связанные с снижением изоляции между жилами и землей ($ПЧР=648$ баллов), К.З. обмотки ПЭД ($ПЧР=576$ баллов) и клин УЭЦН ($ПЧР=336$ баллов).

5. По результатам разработанных мероприятий по снижению количества технологических нарушений на ЭКПЭД и, в частности ПЭД, произведен расчёт экономической эффективности от их внедрения. Установлено, что чистая прибыль от реализации нефтепродуктов выросла в 2018 году на 106 млн. руб., что на 37,1% выше, чем в 2017 году. Рентабельность производства выросла и составила 7,3%. Разработанные и внедренные мероприятия являются эффективными и ведут к увеличению основных экономических показателей деятельности предприятия.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Построены уточненные вероятностно-статистические модели отказов ПЭД по данным эксплуатации ПН Поволжья за 5-ти летний период наблюдений с 2013 по 2017 г. Установлены законы распределения наработки на отказ ПЭД: - Вейбулла - «ПЭД-56» с функцией плотности $f(t) = 0,02117 \cdot t^{-0,3915} \cdot e^{-0,0348t^{0,6085}}$, - экспоненциальный - «ПЭД-63» с функцией плотности $f(t) = 0,02877 \cdot e^{-0,02877t}$, - логнормальный закон - «ПЭД-32» и «ПЭД-45» с функциями плотности $f(t) = 0,149 \cdot e^{-0,693k} \cdot t^{-1}$ и $f(t) = 0,2249 \cdot e^{-0,635k} \cdot t^{-1}$, соответственно.

2. Составлены кривые оценки остаточного ресурса и дифференциальное уравнение для определения продолжительности жизненного цикла ПЭД в зависимости от его технического уровня $T = T_0 \exp[Q - 0,5Q^2 + Q_0(0,5Q_0 - 1)]$. Установлены максимально допустимые величины нормы индивидуального ресурса: для группы «ПЭД-32» - 188 суток, «ПЭД-45» - 161 суток, «ПЭД-56» - 39 суток, «ПЭД-63» - 67 суток. Данные значения свидетельствуют о низкой надежности ПЭД и относят их к категории оборудования с преждевременными отказами (наработка менее 180 суток). Результаты расчетов позволяют уточнить регламенты эксплуатации ПЭД, пересмотреть существующие подходы организации ТОиР и, как следствие, повысить эффективность функционирования оборудования скважины.

3. Выполнено структурно-функциональное моделирование ПЭД, позволяющее оценить эффективность эксплуатации как всей системы, так и отдельных ее звеньев. Полученная структурно-функциональная схема ПЭД использована при построении математических моделей вероятности возникновения отказа для основных узлов ПЭД: нижнего основания, статора, ротора, токоввода, упорного подшипника. Получено выражение для вероятности возникновения отказа ПЭД в общей форме: $Q(E) = K \cdot Q \left\{ E_1(T) + \sum_{i=2}^5 \prod_{j=1}^{n_i} [1 - Q_{i,j-1} \{E_j(T)\}] \cdot Q_{i,j} [E_j(T)] \right\}$.

Это дает возможность производить оценку надежности как ПЭД, так и элементов его конструкции с учетом структурных, функциональных связей, остаточ-

ного ресурса и конструкционных особенностей в процессе эксплуатации, что позволяет обнаружить «слабые» элементы конструкции и внести соответствующие коррективы на всех этапах жизненного цикла.

4. Составлена и описана методика анализа видов и последствий потенциальных отказов или FMEA анализ применительно к ПН. Получены экспертные оценки и рассчитано ПЧР возникновения каждого отказа, позволяющие дать оценку степени влияния факторов на проблему эффективности эксплуатации ЭКПЭД и ПЭД. Установлено, что наивысший риск для предприятия с $ПЧР \gg ПЧР_{гр}$ составляют отказы, связанные с снижением изоляции между жилами и землей ($ПЧР=648$ баллов), К.З. обмотки ПЭД ($ПЧР=576$ баллов) и клин УЭЦН ($ПЧР=336$ баллов). На основании данных FMEA анализа составлена диаграмма Парето основных причин, влияющих на отказ в работе ЭКПЭД ПН.

5. Достигнута поставленная цель исследования - повышение эксплуатационной эффективности ЭКПЭД и ПЭД ПН. В результате разработки методик и алгоритмов по повышению эксплуатационной эффективности ЭКПЭД и ПЭД выполнена их апробация и внедрение в практику эксплуатации предприятия АО «Самаранефтегаз». Предложенные мероприятия привели к сокращению времени внепланового простоя оборудования ЭКПЭД с 2412 часов до 2094 часа в год при коэффициенте интенсивной загрузке 93%, что позволило выполнить расчёт экономической эффективности. Установлено, что чистая прибыль от реализации нефтепродуктов выросла в 2018 году на 106 млн. руб., что на 37,1% выше, чем в 2017 году. Рентабельность производства возросла и составила 7,3%. Таким образом можно сделать вывод, что разработанные и внедренные мероприятия являются эффективными и ведут к качественному и количественному улучшению основных экономических показателей деятельности предприятия.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Распоряжение Правительства РФ от 13.11.2009 № 1715-р «Об Энергетической стратегии России на период до 2030 года».
2. Романов В.С. Обзор современного состояния погружных электродвигателей в нефтедобыче с выработкой рекомендаций по повышению энергоэффективности и надежности. Диспетчеризация и управление в электроэнергетике / В.Г. Гольдштейн, В.С. Романов: Мат. док XII мол. Науч.-практ. конф. – Казань: КГЭУ, 2015. с. 139 - 145.
3. Ивановский В.Н. Оборудование для добычи нефти и газа / В.Н. Ивановский, В.И. Даришев, А.А. Сабиров – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.
4. Мищенко И.Т. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И.Т. Мищенко, Т.Б. Бравичева, А.И. Ермолов - М.: ФГУП Из-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. — 448 с.
5. Алиев И.М. Диагностирование работы нефтяных скважин, эксплуатируемых погружными центробежными насосами; Автореф. дисс. канд. техн. наук: 05.15.06. – Москва: ВНИИ им. академика А.П. Крылова, 1988. – 25 с.
6. Нефть, газ и фондовый рынок: [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ngfr.ru> (Дата обращения: 27.11.2018).
7. Смирнов Н.И. Исследование влияния износа на ресурс УЭЦН / Сборник трудов международной научно — технической конференции «Актуальные проблемы трибологии». 2007. – Том 1. – С. 410 - 416.
8. Мамедов О.Г. Научные основы повышения эксплуатационной надежности погружных электродвигателей: Монография. – Баку: изд-во «Элм», 2010 - 183 с.
9. Гирфанов А.А. К вопросу об эксплуатационной надежности погружных электродвигателей предприятий нефтедобычи / А.А. Гирфанов, В.Г. Гольдштейн, Д.Н. Дадонов // Сбор. докл. Международной научн.-техн. конф.

«Современные средства защиты электрических сетей предприятий нефти и газа». – Самара, 2007.

10. Окунеева Н.А. Разработка и исследование электропривода для нефтедобывающих насосов с погружным магнитоэлектрическим двигателем: дис. ...канд. техн. наук: 05.09.03. - Москва, 2008. - 204 с.

11. Салахов А.Х. Обзор современных конструкций погружных электрических двигателей, эксплуатируемых при нефтедобыче в условиях крайнего севера / А.Х. Салахов, А.Р. Гафаров, Д.А. Мухамедьяров // ТПУ. – 2015. – секция 4. – С. 279-281.

12. Романов В.С. Методы динамического совершенствования повышения энергоэффективности и надежности погружных электродвигателей нефтедобычи / В.Г. Гольдштейн, В.С. Романов // Журнал «Динамика систем, механизмов и машин». Динамика электротехнических комплексов и систем. 2017. – Том 5. – № 3. – С. 96 - 100.

13. Перельман О.М. Методики определения надежности погружного оборудования и опыт ее применения / О.М. Перельман, С.Н. Пещеренко, А.И. Рябинович, С.Д. Слепченко // Технологии ТЭК. – 2005. – №3. – С. 66 – 73.

14. Назарычев А. Н. Методы и модели оптимизации ремонта электрооборудования объектов энергетики с учетом технического состояния – Иваново: Иван. гос. энерг. ун-т. 2002. – 168 с.

15. Таджикибаев А.И. Научные основы систем оценки технического состояния электрооборудования электротехнических комплексов: Дис. докт. техн. наук: 05.09.03. – Самара, 2006 - 373 с.

16. Альбокринов В.С. Перенапряжения и защита от них в электроустановках нефтяной промышленности / В.С. Альбокринов, В.Г. Гольдштейн, Ф.Х. Халилов. – Самара: СамГТУ, 1997. – 324 с.

17. Sushkov V.V. Specific of Ride Through Solutions for Electric Submersible Pumps with Adjustable Speed Drive / V. V. Sushkov, A. S. Martianov // Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines (Dynamics). - Omsk: IEEE. 2014. - P. 1-4. DOI: 10.1109/Dynamics.2014.7005681.

18. Ахмадуллин Э. А. Прогноз МРП работы УЭЦН действующего фонда скважин в условиях проведения интенсификации добычи нефти и ГРП / Нефтепромысловое дело. – 2002. – № 7. – С. 38 – 41.

19. Гирфанов А.А. Электромагнитная совместимость погружного электрооборудования предприятий нефтедобычи и разработка комплекса мер по повышению его надежности: дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03.- Самара, 2005.- 201 с.

20. Кожин А. Г., Соловьев И. Г. Анализ факторов, влияющих на износ погружного электрооборудования // Вестн. кибернетики. – Тюмень: Изд-во ИПОС СО РАН, 2006. – № 5. –С. 3–9.

21. Мельниченко В.Е. Оценка влияния основных технологических характеристик добывающих скважин на ресурс погружных электроцентробежных насосов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Москва, 2017. – 161 с.

22. Язьков А. В. Повышение эффективности эксплуатации скважин с электроцентробежными насосами в условиях многофазного флюида за счет регулирования теплового режима: дис. ... канд. техн. наук: 01.04.14. – Тюмень, 2017. – 105 с.

23. Ишмурзин А.А. Анализ влияния геологических факторов на аварийность УЭЦН / А.А. Ишмурзин, Р.Н. Пономарев // Нефтегазовое дело. – 2008. – № 4.

24. Чукчеев О.А. Разработка методик оценки технического состояния электроустановок нефтегазодобывающих предприятий Западной Сибири : дисс ... канд. техн. наук : 05.09.03. - Омск, 2002. - 185 с.

25. Бабаев С.Г. Основы теории надежности нефтепромыслового оборудования / С.Г. Бабаев, И.А. Габибов, Р.Х. Меликов – Баку: АГНА, 2015. – 400 с.

26. Гирфанов А.А. Анализ эксплуатационной надежности ЭПУ / А.А. Гирфанов, В.Г. Гольдштейн, Д.Н. Дадонов // Сбор. докл. IX Росс. научн.-техн. конф. по электромагнитной совместимости технических средств и электромагнитной безопасности ЭМС-2006. – Санкт-Петербург, 2006. – С. 173 - 176.

27. Фираго Б.И. Теория электропривода: Учебн. пособие / Б.И. Фираго, Л.Б. Павлячик. – М.: Техноперспектива, 2007. – 585 с.
28. Ковалев А.Ю. Моделирование электротехнологических установок насосной эксплуатации скважин // Промышленная энергетика. – 2012. - № 1 – С. 6-11.
29. Родькин, Д.И. Задачи и технические средства для диагностики параметров асинхронных двигателей / Д.И. Родькин, А.П. Черный, И.Е. Здор // Вестник КДПУ. – 1999. – №61. – С.67-73.
30. Ляпков П.Д. Анализ некоторых особенностей конструирования и эксплуатации погружных центробежных электронасосов для добычи нефти и методика расчета их рабочих органов: дис...канд. техн. наук. – М, 1955.
31. Салах Ахмед Абдель Максуд Селим. Многополюсный магнито-электрический двигатель с дробными зубцовыми обмотками для электропривода погружных насосов: Дис. ... канд. техн. наук: 05.09.01. - Новосибирск, 2012. - 186 с.
32. Гирфанов А.А. Вероятностная оценка эксплуатационной надежности погружных электродвигателей предприятий нефтедобычи / А.А. Гирфанов, В.Г. Гольдштейн, Д.Н. Дадонов // Изв. Вузов. Электромеханика. Раздел: Тезисы докладов XXVII сессии Всероссийского научного семинара Академии наук РФ «Кибернетика электрических систем» – Новочеркасск: ЮРГТУ (НПИ) – 2006. - №3 - 4. – С. 9 -10.
33. Китабов А. Н. Интеллектуальная система диагностики погружного электрооборудования на основе вейвлет-преобразования с использованием правил вывода по прецедентам: дис. ... канд. техн. наук: 05.13.01. - Уфа, 2013. – 178с.
34. Филиппов В.Н. Надежность установок погружных центробежных насосов для добычи нефти. – М.: ЦИНТИхимнефтемаш, 1983. – 50 с.
35. Хренников А.Ю. Комплексное диагностическое моделирование параметров технического состояния трансформаторно – реакторного электрооборудования: Дис. докт. техн. наук: 05.09.01. – Самара, 2009 - 373 с.

36. Безручко Б.П. Математическое моделирование и хаотические временные ряды / Б.П. Безручко, Д.А. Смирнова – Саратов: ГосУНЦ "Колледж", 2005. – 320 с.
37. Меньшов Б.Г. Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности / Б.Г. Меньшов, М.С. Ершов, А.Д. Яризов - М.: Недра. 2000. – 437 с.
38. Чукчеев О.А. Оценка технического состояния центробежных насосных агрегатов объектов нефтедобычи / О.А. Чукчеев, В.В. Сушков // Промышленная энергетика. – 2002. – №9. – С. 22 – 25.
39. Матаев Н.Н. Методологический подход к обеспечению работоспособного состояния установок погружных электроцентробежных насосов / Н.Н. Матаев, В.В. Сушков, О.А. Чукчеев // Промышленная энергетика. – 2004. – №5. – С. 13 - 17.
40. Кудряшов С. Надежность погружного оборудования в осложненных условиях месторождений ОАО «Юганскнефтегаз» / С. Кудряшов, Ю. Левин, Д. Маркелов, О. Перельман, С. Пещеренко, А. Рабинович, С. Слепченко // Технологии ТЭК. – 2004. – №3. – С. 54 - 59.
41. Исикава К. Японские методы управления качеством. – М: «Экономика», 1988 г. – 199 с.
42. Якимов С.Б. О путях повышения надежности газосепараторов ЭЦН на месторождениях ПАО «НК «Роснефть» / С.Б. Якимов, А.А. Шпортко, Ю.Ю. Шалагин // Оборудование и технологии для нефтегазодобывающего комплекса. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». - 2017. - № 1 - С. 33 – 40.
43. Слепченко С.Д. Оценка надежности УЭЦН и их отдельных узлов по результатам промысловой эксплуатации / Автореферат дисс. канд. техн. наук. – М.: Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2011. – 22 с.
44. Мельниченко В. Увеличение эффективности мехдобычи / НГВ-Технологии. - 2015. - № 17. - С. 94 – 99.

45. Якимов С.Б. Когда ПЭД с повышенным напряжением — основа стратегии / НГВ-Технологии. – 2015. – №9.

46. Смирнов Н.И. Исследования и пути повышения ресурса работы некоторых элементов УЭЦН / Н.И. Смирнов, К.Г. Мухамадеев, Н.Н. Смирнов // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2000. – №3. – С. 13-16.

47. Инюшин Н. Надежность погружного оборудования в условиях эксплуатации ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь» / Н. Инюшин, А. Валеев, О. Перельман, С. Пещеренко, А. Рабинович, С. Слепченко // Нефтеотдача и нефтедобыча. – 2004. – № 12. – С. 51–55.

48. Алиев И.М. Вероятностно-статистический метод установления взаимосвязи между уровнем вибрации и наработками на отказ установок ЭЦН / Нефтяное хозяйство. – 2000. – №12. – С. 95 - 96.

49. Богданов Е.А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования. Учебное пособие для вузов/ Е.А. Богданов, — М.: Высшая школа, 2006. — 279 с.

50. Блантер С.Г. Электрооборудование нефтяной и газовой промышленности / С.Г. Блантер, И.И. Суд - М.: Недра, 1980. – 478 с.

51. Гирфанов А.А. Электромагнитная совместимость погружного электрооборудования предприятий нефтедобычи и разработка комплекса мер по повышению надежности его работы: дисс ... канд. техн. наук: 05.09.03.- Самара, 2005.- 201 с.

52. Байков И.Р. Методы анализа надежности и эффективности систем добычи и транспорта углеводородного сырья / И.Р. Байков, Е.А. Смородов, К.Р. Ахмадулин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. - 275 с.

53. Замиховский Л.М. Техническая диагностика погружных электроустановок для добычи / Л.М. Замиховский, В.П. Калявин – Снятын: Прут Принт, 1999. – 234 с.

54. Складчиков. А.А. Оценка надежности и управление рисками технологических нарушений на воздушных линиях электропередачи: дисс ... канд. техн. наук: 05.14.02. - Самара, 2012.- 139 с.

55. Коровин Я.С. Методика определения типов неисправностей в работе технологического оборудования нефтегазодобывающих предприятий и ее нейросетевая реализация. / Материалы Второй Международной научной молодежной школы "Нейроинформатика и системы ассоциативной памяти". – Таганрог: Изд-во ТРТУ – 2006. – С.158 - 161.

56. ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения».

57. Гольдштейн В.Г. Техническая диагностика, повреждаемость и ресурсы силовых и измерительных трансформаторов и реакторов / В.Г. Гольдштейн, А.Ю. Хренников – М.: Энергоатомиздат. 2007. - 320 с.

58. Опешко В.В. Надежность малых партий погружного оборудования в условиях, когда возможны постепенные отказы / В.В. Опешко, О.М. Перельман, С.Н. Пещеренко, А.И. Рабинович, С.Д. Слепченко // Бурение и нефть. – 2010. – № 11. – С. 26 - 29.

59. Пашали А.А. Экспертная система диагностики электроцентробежных насосов / А.А. Пашали, М.Г. Волков, А.В. Жонин // Нефтегазовое дело. - 2009. - Т. 7 - № 1. - С. 117 - 120.

60. Романов В.С. Обзор современного состояния погружных электродвигателей в нефтедобычи с выработкой рекомендаций по повышению энергоэффективности и надежности / В.С. Романов, В.Г. Гольдштейн : XII Всероссийская открытая молодежная научно-практическая конференция «Диспетчеризация и управление в электроэнергетике». – Казань: КГЭУ, 2017. – С. 139 –145.

61. Мартьянов А.С. Обоснование технических решений для повышения динамической устойчивости установок добычи нефти с электрическими центробежными насосами / А. С. Мартьянов, В. В. Сушков // Омский научный вестник. - 2017. - № 6 (156). - С. 105-111.

62. Хоцянов И. Факторы, влияющие на сферу применения вентильных электродвигателей / И. Хоцянов, А. Пономарев, А. Лавриненко // НГВ-Технологии. – 2015. – №9.

63. Кибирев Е. Выгода должна быть очевидной / НГВ-Технологии. – 2015. – №9.
64. Романов, В.С. Применение инновационных типов электрооборудования в системах электроснабжения современных мегаполисов / В.Г. Гольдштейн, Д.В. Кузнецов, В.С. Романов // Научн. – техн. журнал, Известия высших учебных заведений «Электромеханика», 2014. – №3(537). – С. 23 – 25.
65. Гемке Р.Г. Неисправности электрических машин. Под ред. Р.Б. Уманцева. – Л.: Энергоатомиздат, 1989. – 336 с.
66. Комаров В.С. Прогнозирование наработки на отказ глубиннонасосного оборудования / Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 9. – С. 77–80.
67. Свешников А.А. Прикладные методы теории случайных функций. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Наука, 1968. – 464 с.
68. Абрамович Б.Н. Энергетические показатели режимов работы электрооборудования УЭЦН и способы их улучшения / Б.Н. Абрамович, В.Я. Чаронов // Нефтяное хозяйство. – 1985. – №5.
69. Агеев. Ш.Р. Энергосберегающей технологии — быть! / Ш.Р. Агеев, А.М. Санталов, А.И. Рабинович, О.М. Перельман, П.А. Харламов // Нефтегазовая вертикаль. – 2015. - №23-24.
70. Бендат Д.Ж. Измерение и анализ случайных процессов / Д.Ж. Бендат, А. Пирсол – М.: Мир, 1974. – 464 с.
71. Sukhachev I.S. Assessment dynamics of reliability and resource consumption of "cable - Submersible electric motor" system at West Siberia oil fields / I.S. Sukhachev, V.V. Sushkov // IEEE Conference 2016 Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines. - Omsk. 2016. №7819090. DOI: 10.1109 / Dynamics.2016.7819090.
72. Рахутин Г.С. Вероятностные методы расчета надежности профилактики и резерва горных машин. М.: Недра, 1970. – 45 с.
73. Халилов Ф.Х. Повышение надежности работы электрооборудования и линий 0,4 – 110 кВ нефтяной промышленности при воздействиях пере-

напряжений / Ф.Х. Халилов, В.Г. Гольдштейн, А.Н. Гордиенко, А.А. Пухальский – М.: Энергоатомиздат, 2006. - 356 с.

74. Романов В.С. Интеллектуальный подход к построению электро-снабжения нефтяной отрасли / В.С. Романов, В.Г. Гольдштейн, В.Д. Можаяев : XIII Международная научно-практическая конференция «АШИРОВСКИЕ ЧТЕНИЯ» – Самара: СамГТУ, 2016.

75. Андреева Е.Г. Построение механических характеристик асинхронных двигателей в канонической форме / Е.Г. Андреева, А.Ю. Ковалев, Р.В. Ермак // Промышленная энергетика. - 2012.- №1 .- С. 35-38.

76. Якимов С.Б. О новых перспективах применения ПЭД с повышенным напряжением питания для снижения капитальных и операционных затрат/С.Б. Якимов, М.Н. Каверин, В.П. Тарасов // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2015. - №4 – С. 34 - 38.

77. Романов В.С. Оценка состояния и перспектив развития систем электроснабжения российских мегаполисов / В.С. Романов, В.Г. Гольдштейн // В сб.: Радиоэлектроника, электротехника и энергетика: труды XX межд. научно-техн. конф. студентов и аспирантов. – Москва: МЭИ, 2014. – Т.4 - С. 293.

78. Кучумов Р.Я. Методы повышения эксплуатационной надежности нефтепромыслового оборудования / Р.Я. Кучумов, Р.Г. Сагитова, У.З. Рахметдинов. – Уфа: Башкнигоиздат, 1983. — 112 с.

79. Меньшов Б.Г. Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности / Б.Г. Меньшов, М.С. Ершов, А.Д. Яризоа. – М.: Недра, 2000. – 487 с.

80. Пономарев Р.Н. Аварийные отказы оборудования УЭЦН и разработка мероприятий по их устранению / Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Уфа. – 2006.

81. Старостин С. Г. Разработка методики расчета переходных процессов установок электроцентробежных насосов с погружными асинхронными электрическими двигателями: дис. ... канд. техн. наук: 05.09.01, 05.09.03. – Омск, 2012. – 155 с.

82. Швецова Л. В. Повышение энергоэффективности электротехнического комплекса добывающей скважины с высоковязкой нефтью: дисс. ... канд. техн. наук: 05.09.03. – Самара, 2016. – 153 с.

83. Комаров В.С. Прогнозирование наработки на отказ глубиннонасосного оборудования / Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 9. – С. 77–80.

84. Перельман О.М. Статистический анализ надежности погружных установок в реальных условиях эксплуатации / О.М. Перельман, С.Н. Пещеренко, А.И. Рабинович, С.Д. Слепченко // Надежность и сертификация оборудования для нефти и газа. – 2003. – № 3. – С. 28 – 34.

85. Сушков В.В. Мероприятия повышения надежности эксплуатации УЭЦН при воздействиях внутренних и внешних перенапряжений / В. В. Сушков, И. С. Сухачев // Культура, наука, образование: проблемы и перспективы: материалы VI международной научно-практической конференции / отв. Ред. А.В Коричко. – Нижневартовск: НВГУ, 2016. – Том 2. – С. 131 – 133.

86. Добрынин А.Б. Обеспечение безаварийной работы электродвигателей при режимных возмущениях питающей сети / А.Б. Добрынин, С.П. Петров, Ф.Х. Халилов, А.И. Таджибаев. // Изд. ПЭИПК Минтопэнерго России. – 2000.

87. Ишемгужин Е.И. Теоретические основы надежности буровых и нефтепромысловых машин. – Уфа: Изд.Уфимск. нефт. ин-та, 1981. – 84 с.

88. Петрухин В.В. Исследование и разработка мероприятий по повышению эффективности эксплуатации погружных центробежных электронасосов для добычи нефти: дис. ... канд. техн. наук: 05.15.06. – Тюмень, 2000. – 229 с.

89. 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.

90. Кузьмичев Д.Н. Обоснование эффективных технологий разработки залежей высоковязкой нефти с подошвенной водой и газовой шапкой: дис. ...канд. техн. наук: 25.00.17. – Москва, 2009. – 150 с.

91. Уразаков К.Р. Особенности насосной добычи нефти на месторождениях Западной Сибири / К.Р. Уразаков, Н.Я. Багаутдинов, З.М. Атнабаев, Ю.В. Алексеев, В.А. Рагулин – М.: ВНИИОЭНГ, 1997. – 56 с.
92. Романов В.С. Повышение энергоэффективности и надежности погружных электродвигателей нефтедобычи / В.С. Романов, В.Г. Гольдштейн. : Электроэнергетика глазами молодёжи: труды VIII международной молодёжной научно-технической конференции. – Самара: СамГТУ, 2017. – Т. 3 – С. 332 – 335.
93. Шевченко А. Кто победит – асинхронный или синхронный? / А. Шевченко, Ю. Бухгольц, А. Приступ // Конструктор. Машиностроитель. – 2010. – №5.
94. Санталов А.М. Погружные вентильные электродвигатели. Механизированная добыча / А.М. Санталов, О.М. Перельман, А.М. Рабинович, Е. Повшин // Нефтегазовая Вертикаль. – 2011. – №12. – С. 58 – 65.
95. Дуюнов Д.А. Асинхронный двигатель с совмещенными обмотками / Инф. электронный журнал. – 2013. – № 2 (27) – С. 19 – 24.
96. Бабурин С.В. Современные методы неразрушающего контроля и диагностики технического состояния электроприводов горных машин / С.В. Бабурин, В.Л. Жуковский, А.А. Коржев, А.В. Кривенко // Горное оборудование и электромеханика. – 2009. – № 9. – С. 34 – 38.
97. Уразаков К.Р. Эксплуатация наклонно-направленных насосных скважин. – М.: Недра, 1993. – 169 с.
98. Шенгур Н.В. Мифы и реальности внедрения вентильного электродвигателя в УЭЦН / Н.В. Шенгур, А.А. Иванов // «Инженерная практика». – 2011. – №3.
99. Савченко А. А. Переходные процессы в элементах погружного электрооборудования / А.А. Савченко, А.Ю. Ковалев, Ю.З. Ковалев // Вестник Югорского Государственного Университета. – 2012. - №2 – С. 91 – 95.

100. Кругликов О., Захаров А., (ОАО «НИПТИЭМ»), Асинхронный двигатель или синхронный с постоянными магнитами? / О. Кругликов, А. Захаров // Конструктор. Машиностроитель. – 2010. – № 2.

101. ГОСТ 51677-2000 «Машины электрические асинхронные мощностью от 1 до 400 кВт включительно. Двигатели. Показатели энергоэффективности».

102. Гирфанов А.А. Оценка электромагнитной совместимости погружных электродвигателей предприятий нефтедобычи методами вероятностного моделирования / А.А. Гирфанов, В.Г. Гольдштейн, Д.Н. Дадонов, А.М. Усков // Материалы докладов одиннадцатой Всероссийской научн.-техн. конф. «Энергетика: экология, надежность, безопасность». Томск, 2005. – С. 90 – 93.

103. Агеев Ш.Р. Высоконадежные центробежные установки для добычи нефти в осложненных условиях, отказы / Ш.Р. Агеев, П. Куприн, М. Мельников, О.М. Перельман, С.Н. Пещеренко, А.И. Рабинович // Бурение и нефть. – 2006. – № 4. – С. 11 – 15.

104. Нурбосынов Д.Н. Системный подход и анализ иерархических структур при формализации процесса подготовки и транспортировки потоков нефти как объекта управления / Д.Н. Нурбосынов, Т.В. Табачникова, К.Л. Горшкова // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2015. – N7. – С.18 – 25.

105. Ивановский В.Н. Скважинные насосные установки для добычи нефти / В.Н. Ивановский, В.И. Даришев, А.А. Сабиров – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – с. 7.

106. Григорян Е. Найти нишу применения... / НГВ-Технологии. – 2015. – №9.

107. Будников В.Ф. Контроль и пути улучшения технического состояния скважин / В.Ф. Будников, А.И. Булатов, А.Я. Петерсон, С.А. Шаманов. – М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. – 305 с.

108. Рабинович А.И. Технология энергосберегающей добычи нефти с использованием погружных электроприводных центробежных насосов. Ана-

лиз проблем и пути их решения. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2017. – 72 с.

109. Сагаловский А.В. Вентильная реальность в механизированной добыче. Москва, 20—22 апреля 2011, Выставка-конференция «Механизированная добыча 2011».

110. Romanov V.S. The dynamic improvement methods of energy efficiency and reliability of oil production submersible electric motors / V.S. Romanov, V.G. Goldstein : IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series. - Volume 944, №012099, conference 1, 2018.

111. Счастливый Г.Г. Погружные асинхронные электродвигатели / Г.Г. Счастливый, В.Г. Семак, Г.М. Федоренко - М.: Энергоатомиздат. 1993. – 169 с.

112. Романов В.С. Анализ перспектив развития систем электроснабжения российских мегаполисов. Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов / В.С. Романов, В.Г. Гольдштейн. : тр. III межд. научнотехн. конф. студентов, магистров, аспирантов. - Тольятти: ТГУ, 2014. – С. 115 – 116.

113. Камалетдинов Р. Энергоэффективность мехдобычи — итоги и прогнозы / НГВ-технологии. – 2014. – №1.

114. Ивановский В.Н. Скважинные насосные установки для добычи нефти / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабиров – М.: ГУП Изд-во "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 824 с.

115. Sukhachev I.S. An algorithm of the loss risk assessment in the oil production in case of electric submersible motor failure / I.S. Sukhachev, T.D. Gladkikh, V.V. Sushkov // IEEE Conference 2016 Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines. - Omsk, 2016. - №7819089. DOI: 10.1109 / Dynamics.2016.7819089.

116. Гирфанов А.А. Структурно-функциональная модель погружных электродвигателей предприятий нефтедобычи / А.А. Гирфанов, С.А. Зайцев, А.А. Складчиков, К.А. Туренков // Материалы докладов 11-ой Всероссий-

ской научно–технической конференции "Энергетика: экология, надежность, безопасность". Томск. – 2005. – С. 90 – 93.

117. Галлеев А.С. Выбор оптимального времени проведения предупредительного капитального ремонта насосов / А.С. Галлеев, Р.Н. Султанов, Р.Н. Сулейманов, С.Г. Каминских // Бурение. – 2002. – №2. – С. 9 – 12.

118. Синягин Н.Н. Система планово-предупредительного ремонта энергооборудования промышленных предприятий / Н.Н. Синягин, Н.А. Афанасьева, С.А. Новиков. – М.: Энергия, 1975. – 408 с.

119. Портнягин А.Л. Модель оценки остаточного ресурса погружного оборудования / А.Л. Портнягин, И.Г. Соловьев // Вестник кибернетики. – 2002. – № 1. – С. 103–108.

120. Гинзбург. М. Я. ООО «ЭПУ-ИТЦ». Выбор погружных электродвигателей: технологические и экономические критерии / «Нефтегазовая вертикаль». Технологии. Специальное приложение. – 2015. – №9. – С. 7 – 12.

121. Алекперов В.Ю. Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти / В.Ю. Алекперов, В.Я. Кершенбаум. – М.: Наука и техника, 1998. – 611 с.

122. Лебедев Д.Н. Особенности пересчета коэффициента полезного действия энергоэффективных насосов на разные частоты вращения / Д.Н. Лебедев, М.П. Пещеренко, С.Н. Пещеренко, Е.В. Повшин// Нефтяное хозяйство. – 2013. – №6. – С. 110 – 113.

123. Вэйдер, М. Инструменты бережливого производства: минируководство по внедрению методик бережливого производства. – СМ.: Альпина Паблишерз, 2011. – 125 с. - ISBN 5-9614-0141-3.

124. Искосков, М.О. Интеграция системы сбалансированных показателей и инструментов бережливого производства как фактор обеспечения устойчивости предприятия / М.О., Искосков, С.Ю., Данилова // Научно-практическая конференция "Стратегическое планирование развития городов России" Секция "Общество и менеджмент: тенденции и актуальные проблемы". – Тольятти, 2014. – С. 385 – 390.

125. Левинсон, У. Бережливое производство: синергетический подход к сокращению потерь / У. Левинсон, Р. Рерик. – М.: Стандарты и качество, 2007. – 272 с. – ISBN 978-5-94938-051-2.

126. Литвинов А. Бережливое производство: фантастический результат—здесь и сейчас // Поволжский клуб качества. – 2006. – № 5-6. – С. 56 – 61.

127. Боярских И. Ремонт скважин: инструменты и технологии бережливого ремонта // Нефтегазовая вертикаль. – 2015. – №9. – С. 40 – 42.

128. Павленко В.И. Подбор оборудования для скважин, оборудованных УЭЦН с комплектными приводами на основе вентильных электродвигателей (УЭЦНВ). Учебное пособие для вузов / В.И. Павленко, М.Я. Гинзбург, В.И. Дарищев, Р.С. Камалетдинов, - М.: Недра. 2005. – 247 с.

129. Романов В.С. Применение эффекта высокотемпературной сверхпроводимости как основа развития электроэнергетики мегаполисов / В.С. Романов, В.Г. Гольдштейн, В.В. Апполонов, А.И. Нюхалов // Науч. труды V межд. науч.-техн. конф. «Электроэнергетика глазами молодежи», т. 2. Томский политех. ун-т. – Томск. – 2014. – С. 198 - 202.

130. Hemkumar, C. Revolutionising Economic Performance With Taguchi Methodology // 44th European Quality Congress. - 2009. – P. 207-213.

131. Кох Р. Принцип 80/20. – М. : Эксмо. 2011. – 340 с.

132. Данилова С.Ю. Анализ научных подходов по управлению производственными системами на предприятиях / Данилова С.Ю., Искосков М.О., Руденко А.А. // Известия Самарского научного центра Российской академии наук Том 16№1(7), 2014. – С. 1845 – 1848.

133. Детмер, У. Производство с невероятной скоростью: улучшение финансовых результатов предприятия / У. Детмер, Э. Шрагенхайм. – М. : Альпина Паблишерз, 2009. – 330 с. – ISBN 978-5-9614-1047-1.

134. Тайити, О. Производственная система Тойоты: уходя от массового производства / О. Тайити ; пер. с англ. А. Грязнова, А. Тяглова. – М. : Изд-во ИКСИ, 2008. – 194 с. - ISBN 978-5-902677-04-1.

135. Нурбосынов Д.Н., Табачникова, Т.В., Швецова Л.В., Нурбосынов Э.Д. Сравнительный анализ энергетических эксплуатационных параметров электротехнических комплексов добывающих скважин с различными видами насосных установок / Промышленная энергетика. - 2013. - №4. - С.35-37.
136. Гинзбург М. Я. Энергоэффективные УЭЦН: причины прохладной встречи / Нефтегазовая вертикаль. – 2015. - №23-24.
137. Кибирев Е. Выгода должна быть очевидной / НГВ-Технологии. – 2015. – №9.
138. Romanov V.S. The dynamic improvement methods of energy efficiency and reliability of oil production submersible electric motors / V.S. Romanov, V.G. Goldstein : IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series. - Volume 944, №012099, conference 1, 2018.
139. Гинзбург М.Я. Вентильный привод УЭЦН и УЭВН — пример успешной реализации синергетического эффекта в технике / Инженерная практика. – 2012. - №3.
140. Павленко В.И. Тенденция замены ПЭД на ВД: мир последовал за инновацией ЛУКОЙЛа / И.В. Павленко, М.Я. Гинзбург // «Нефтегазовая Вертикаль». – 2010. - №20.
141. Аристов Б. В.: Если бы не так дорого. НГВ-Технологии, №9, (август 2015).
142. Рабинович А.И. Нужны ли России энергосберегающие УЭЦН... / НГВ-Технологии. – 2014. – №1.
143. Гинзбург. М. Я. ООО «ЭПУ-ИТЦ». Мехдобыча: асинхронные или вентильные? / «Нефтегазовая Вертикаль». – 2016. - №7-8.
144. Пошвин Е. Инновационный почерк «Новомета» / Нефтегазовая Вертикаль. – 2016. - №1.
145. Данилова, С.Ю., Пуденков, Е.В. Оптимизация уровня запасов производства с целью повышения конкурентоспособности предприятия с непрерывным циклом производства/ С.Ю. Данилова, Е.В. Пуденков // Вестник Волжского университета имени В.Н. Татищева. - 2013.- №2 (28). - С. 47-52.

146. Chalice, R. Improving Healthcare Using Toyota Lean Production Methods: 46 Steps for Improvement, Second Edition (2nd Edition) / Robert Chalice. – New York : ASQ Quality Press, 2nd Edition, 2007. – 300 p. – ISBN 0873897137 / 0 87389 713 7.

147. ГОСТ Р 51901.12-2007 (МЭК 60812:2006) «Менеджмент риска. Метод анализа видов и последствий отказов».

148. Данилова, С.Ю. Подходы к управлению производственными системами на предприятиях / Данилова С.Ю., Искосков М.О. // Стратегическое планирование развития городов и регионов. Памяти первого ректора ТГУ С.Ф. Жилкина: IV Международная научно-практическая конференция (Тольятти, 30 июня 2014 года) : сборник научных трудов : в 2 ч. / отв. ред. Ю.А. Анисимова. – Тольятти : Изд-во ТГУ, 2014. – Ч. 1. - С. – 333-337.

149. Jan, B. H. Interorganizational Governance in Marketing Channels / B. H. Jan // Journal of Marketing. – 1994. - № 1. - P. 85.

150. Hammer, M Reengineering the corporation: A manifesto for business revolution / M. Hammer, J. Champy. - New York : Harper Collins, 1993. – 272 p. – ISBN 0-060559-53-5.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Виды и причины отказов ЭКПЭД

Основной задачей приведенного материала является визуализация последствий отказов ЭКПЭД, состоящей из УЭЦН и ПЭД с указанием вероятных причин возникновения и способов их предупреждения.

Далее представлены основные виды отказов, выявленные при эксплуатации ЭКПЭД в условиях Поволжского региона на предприятиях АО «Самаранефтегаз».

1. Негерметичность колонны НКТ, сливного и обратного клапанов являются основными причинами отсутствия подачи.



Рис. А.1. Сбивной (сливной) клапан.

Вероятные причины отказа: брак в изготовлении клапана / скрытый дефект, механическое повреждение при монтаже, износ в результате выноса пропантанта после ГРП / высокое содержания КВЧ, падение геофизического прибора, спускаемого в НКТ, преднамеренное сбивание штуцера СК.

Профилактика отказа: использование качественных деталей при изготовлении / ремонте СК, проведение входного контроля, установка противополетных колец в НКТ, действия персонала при подтверждении отказа в соответствии с требованиями ЛНД.

2. Коррозия по телу НКТ.

Вероятные причины отказа: коррозия в связи с длительной эксплуатацией в агрессивной среде, несоблюдение технологии проведения химических обработок.

Профилактика отказа: проведение химических обработок и всех операций с НКТ (ремонт, хранение, транспортировка и др.) в соответствии с требованиями ЛНД, применение различных методов борьбы с коррозией



Рис. А.2. Коррозия по телу НКТ.

3. Асфальтосмолопарафиновые отложения (далее - АСПО) во внутренней полости НКТ.



Рис. А.3. АСПО во внутренней полости НКТ.

Вероятные причины отказа: выделение газообразных легкокипящих алифатических углеводородов из нефтяной фазы, что приводит к снижению растворимости высокомолекулярных парафиновых углеводородов и их выпадению в НКТ и выкидных линиях.

Профилактика отказа: применение различных методов борьбы с АСПО в соответствии с требованиями ЛНД Общества.

4. Засорение приемной сетки входного модуля.

Вероятные причины отказа: засорение приемной сетки входного модуля / газосепаратора механическими примесями, отложениями солей, забойной грязью и, как следствие, отсутствие возможности проведения качествен-

ной промывки в виду малого проходного сечения решетки приемной сетки и её смятие давлением всасывания.

Профилактика отказа: исключение из состава входного модуля / газосепаратора приемной сетки.

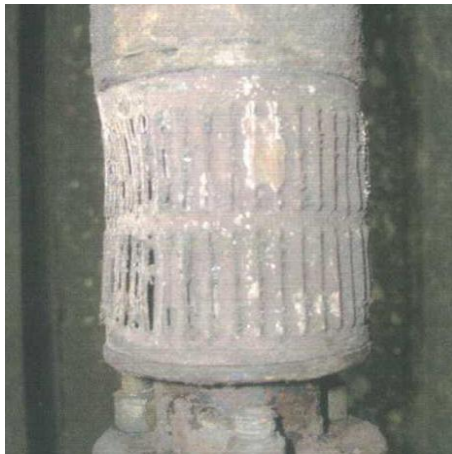


Рис. А.4. Входной модуль с приемной сеткой.

5. Износ рабочих органов ЭЦН.



Рис. А.5. Износ рабочих органов ЭЦН.

Вероятные причины отказа: агрессивная перекачиваемая среда, большое содержание КВЧ, усталостное разрушение металла, работа УЭЦН в левой зоне НРХ.

Профилактика отказа: применение износостойкого оборудования, соблюдение технологии ТКРС (при промывке, скреперовании, обеспечение необходимого ЗУМПФа), своевременное проведение ГТМ ППР при снижении потенциала скважины, подбор УЭЦН к скважине в соответствии с требованиями ЛНД Общества.

6. Коррозия рабочих органов - рабочие колеса и направляющие аппараты ВНН 159.



Рис. А.6. Рабочие колеса и направляющие аппараты ВНН 159.

Вероятные причины отказа: коррозия рабочих органов УЭЦН, несоблюдение технологии проведения химических обработок, агрессивная перекачиваемая среда.

Профилактика отказа: применение ингибиторов коррозии, использование антикоррозионных покрытий, применение материалов с низкой электропроводностью, соблюдение требований соответствующих ЛНД Общества при проведении мероприятий по удалению солевых отложений.

7. Слом вала в шлицевой части.



Рис. А.7. Слом вала в шлицевой части.

Вероятные причины отказа: заводской брак или скрытый дефект вала, брак комплектации, несоответствие максимально передаваемой мощности вала мощности ПЭД, слом вала при расклинивании УЭЦН (превышение допустимых нагрузок на вал), выработка ресурса вала ввиду длительной эксплуатации.

Профилактика отказа: комплектация узлов и деталей ЭЦН согласно утвержденной технической документации, недопущение длительного воздействия критических нагрузок на УЭЦН при эксплуатации и работах по расклиниванию.

8. Слом вала секции ЭЦН.

Вероятные причины отказа: заводской брак или скрытый дефект вала, брак комплектации, несоответствие максимально передаваемой мощности вала мощности ПЭД, слом вала при расклинивании УЭЦН (превышение допустимых нагрузок на вал), выработка ресурса вала ввиду длительной эксплуатации.

Профилактика отказа: комплектация узлов и деталей ЭЦН согласно утвержденной технической документации, недопущение длительного воздействия критических нагрузок на УЭЦН при эксплуатации и работах по расклиниванию.



Рис. А.8. Слом вала секции ЭЦН.

9. Внутренняя полость ЭЦН забита проппантом.

Вероятные причины отказа: засорение рабочих органов ЭЦН в результате выноса проппанта после ГРП, нарушение технологии эксплуатации УЭЦН, некачественное освоение скважины, проведение ГРП на ближайших влияющих скважинах.

Профилактика отказа: соблюдение технологии проведения ГРП и освоения скважины после ГРП, недопущение создания высоких депрессий на ПЗП во время ВНР и эксплуатации, проведение промывки рабочих органов

УЭЦН, применение специализированного оборудования и технологий для предотвращения выноса и защиты УЭЦН от механических примесей.



Рис. А.9. Внутренняя полость ЭЦН забита проппантом.

10. Погружной кабель. Прогар в ссостке.

Вероятные причины отказа: пробой изоляции и плавление жил кабеля в месте ссостки как следствие критических токовых нагрузок, брак изготовления ссостки, механическое повреждение кабеля, нарушение изоляции (токопроводящей жилы).

Профилактика отказа: недопущение электрических нагрузок на кабельную линию выше допустимых, изготовление кабельной линии, проведение монтажа и спуска УЭЦН в скважину в соответствии с требованиями ЛНД Общества.



Рис. А.10. Погружной кабель. Прогар в ссостке.

11. Электропробой кабеля на ровном месте.

Вероятные причины отказа: скрытый заводской дефект кабеля, нарушение технологии ремонта кабеля (несоответствие времени испытания кабель-

ной линии в солевом растворе (min - 5 минут), применение кабеля с превышением максимального (5,5 лет) срока эксплуатации и др.).

Профилактика отказа: проведение входного контроля и ремонта кабеля в полном объеме в соответствии с требованиями действующей нормативной технологической документации.



Рис. А.11. Электропробой кабеля на ровном месте.

12. Электропробой кабеля в месте механического повреждения.

Вероятные причины отказа: нарушение технологии проведения спуско-подъемных операций (СПО) бригадой ТКРС, повреждение кабельной линии при изготовлении, транспортировке или монтаже, заводской дефект кабеля, нарушение технологии ремонта кабеля (несоответствие времени испытания кабельной линии в солевом растворе (min - 5 минут).

Профилактика отказа: проведение всех операций с кабельной линией (проведение входного контроля кабеля, изготовление, ремонт, транспортировка, монтаж, спуск в скважину и др.) в соответствии с требованиями действующей нормативной технологической документации и ЛНД Общества.



Рис. А.12. Электропробой кабеля в месте механического повреждения.

13. Электропробой в кабельной муфте.

Причины отказа: негерметичность (повреждение внутренних уплотнительных колец муфты в результате потяжки кабеля из муфты при СПО)

Профилактика отказа: недопущение теплового воздействия и нагрузок на электрочасть выше допустимых, проведение входного контроля и стендовых испытаний в полном объеме и в соответствии с требованиями технологических регламентирующих документов.

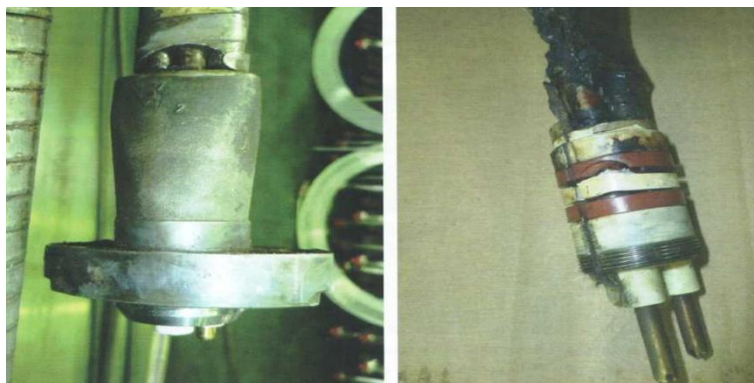


Рис. А.13. Электропробой в кабельной муфте.

14. Коррозия корпуса кабельной муфты.

Вероятные причины отказа: негерметичность системы «кабель - ПЭД» в результате коррозии корпуса кабельной муфты, несоблюдение технологии проведения химических обработок, длительная эксплуатация в агрессивной среде.

Профилактика отказа: применение ингибитора коррозии, соблюдение технологии проведения СКО.



Рис. А.14. Коррозия корпуса кабельной муфты.

15. Негерметичность и перегрев системы « кабель – ПЭД – ГЗ».

Причины отказа: короткое замыкание в лобовой части обмотки статора (негерметичность системы « кабель – ПЭД – ГЗ »).

Уязвимость электрической части, обусловленная глубиной спуска, давлением, температурой, агрессивностью перекачиваемой среды, объясняет наибольшее количество отказов, происходящих именно по причине $R=0$.

При негерметичности системы «кабель - ПЭД» и гидрозащиты пластовая жидкость, попадая в электродвигатель, снижает изоляционные свойства масла, проникает через изоляцию обмоточных, выводных проводов и приводит к короткому замыканию. Основными местами попадания пластовой жидкости являются кабельная муфта и гидрозащита.



Рис. А.15.1. Прогар выводных концов обмотки статора (негерметичность системы «кабель - ПЭД-ГЗ»)



Рис. А.15.2. Электропробой обмотки статора (негерметичность системы «кабель - ПЭД-ГЗ»).



Рис. А.15.3. Перегрев статора ПЭД и плавление лаковой пропитки.

Вероятные причины отказа: перегрев УЭЦН / воздействия критических нагрузок на электрочасть, заводской дефект, брак изготовления.

Профилактика отказа: недопущение теплового воздействия и нагрузок на электрочасть выше допустимых, проведение входного контроля и стендовых испытаний в полном объеме и в соответствии с требованиями технологических регламентирующих документов.

«УТВЕРЖДАЮ»
Заместитель главного инженера-
Главный Энергетик
АО «Самаранефтегаз»
Ю.Н. Смирнов
«10» _____ 2018 г.



АКТ

о использовании результатов диссертационной работы
Романова Владимира Сергеевича на тему «Повышение эксплуатационной эффективности
электротехнических комплексов нефтедобычи с погружными электродвигателями» в АО
«Самаранефтегаз», г. Самара

Комиссия в составе:

- Ларцев С.А. – заместитель главного энергетика;
- Черепанов А.В. – начальник отдела по повышению энергоэффективности и энергосбережению;

провела анализ диссертационной работы Романова В.С. на предмет внедрения их в АО
«Самаранефтегаз», (г. Самара) и утвердила следующее заключение.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В практике эксплуатации АО «Самаранефтегаз» используются методы и рекомендации по повышению надежности, эффективности эксплуатации погружных электротехнических комплексов (ПЭТК) нефтедобычи, разработанные Романовым В.С. в составе квалификационной диссертационной работы для решения следующих практических задач.

1. Анализ технического состояния и условий эксплуатации ПЭТК,
2. Оптимизации планово-предупредительного ремонта погружных электроустановок на основании результатов вероятностно-статистических моделей и алгоритмов отказов составляющих ПЭТК.
3. Анализ комплекса эксплуатационных физических воздействий для определения уровней эксплуатационного готовности ПЭТК.
4. Методика повышения эффективности эксплуатации и управления рисками технологических нарушений ПЭТК, основанная на использовании теории менеджмента качества.

Комиссия:

 С.А. Ларцев
 А.В. Черепанов



АКТ

о внедрении результатов исследования

Романова Владимира Сергеевича по повышению надежности и экономической эффективности функционирования электротехнического комплекса погружных установок нефтедобычи в ОАО «Удмуртнефть», г. Ижевск

Комиссия в составе:

- председатель комиссии: Начальник управления энергетики ОАО «Удмуртнефть» П.В. Медведев;
 - члены комиссии: начальник электротехнического отдела ОАО «Удмуртнефть» М.М. Власов; ведущий инженер электротехнического отдела ОАО «Удмуртнефть» П.В. Костицин
- провела анализ методик и алгоритмов по повышению надежности эксплуатации электротехнического комплекса погружных установок нефтедобычи, разработанных Романовым В.С. на предмет внедрения их в ОАО «Удмуртнефть» (г. Ижевск) и утвердила следующее заключение.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В практику эксплуатации ОАО «Удмуртнефть» внедрены разработанные Романовым В.С. методы и рекомендации по повышению надежности, эффективности эксплуатации электротехнического комплекса погружных установок нефтедобычи:

1. Методика оценки остаточного ресурса и определения величины индивидуального ресурса для погружных электродвигателей нефтедобычи;
2. Математическая модель вероятности возникновения отказа ПЭД и элементов его конструкции, полученная на основании структурно-функционального моделирования и разработанной методики оценки индивидуального остаточного ресурса.
3. Методика оценки эффективности эксплуатации и управления рисками технологических нарушений на НГДП, основанная на использовании теории и практики менеджмента качества.

Председатель комиссии: _____ П.В. Медведев

Члены комиссии: _____ М.М. Власов

_____ П.В. Костицин

«УТВЕРЖДАЮ»

Проректор по учебной работе СамГТУ

О.В. Юсупова

08 20 18 г.



AKT

Об использовании результатов диссертационной работы Романова В.С. «Повышение эксплуатационной эффективности электротехнических комплексов нефтедобычи с погружными электродвигателями» в учебном процессе

Настоящий акт составили представители Самарского государственного технического университета:

- декан электротехнического факультета, к.т.н., доцент Ведерников А.С.;
- заведующий кафедрой «Автоматизированные электроэнергетические системы», д.т.н., профессор Степанов В.П.;
- профессор кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы», д.т.н., профессор Гольдштейн В.Г.;
- доцент кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы», к.т.н., доцент Кротков Е.А.;

о том, что результаты диссертационной работы Романова В.С.:

- построение и исследование вероятностно-статистических модели отказов ПЭД по данным эксплуатации АО «Самаранефтегаз»;
 - методика построения структурно-функциональных моделей ПЭД на основе анализа их параметров, конструкций, узлов и происходящих в них электромагнитных процессов с учетом межэлементных связей, и пространственных характеристик;
 - математическая модель вероятности возникновения отказа ПЭД и элементов его конструкции на основании построения усовершенствованных структурно-функциональных моделей НПЭД и разработанных кривых оценки индивидуального остаточного ресурса,
- использованы в учебном процессе кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы» ФГБОУ ВО СамГТУ в лекционном материале и лабораторном практикуме по дисциплинам «Электроэнергетические системы и сети», «Надежность электрических систем», а также при выполнении выпускных квалификационных работ бакалаврами и магистрами кафедры.

Декан ЭТФ, к.т.н., доцент

Ведерников А.С.

Заведующий кафедрой «АЭЭС»,
д.т.н., профессор

Степанов В.П.

Д.т.н., профессор кафедры «АЭЭС»

Гольдштейн В.Г.

К.т.н., доцент кафедры «АЭЭС»

Кротков Е.А.



«УТВЕРЖДАЮ»

Первый проректор

ГБОУ ВО АГНИ

А.Ф. Иванов

10 20 18 г.

АКТ

Об использовании результатов диссертационной работы Романова В.С. «Повышение эксплуатационной эффективности электротехнических комплексов нефтедобычи с погружными электродвигателями» в учебном процессе ГБОУ ВО АГНИ

Настоящий акт составили представители Альметьевского государственного нефтяного института:

- декан энергомеханического факультета, к.п.н. Загитова Л.Р.;
- заведующий кафедрой «Электро- и теплоэнергетики», д.т.н., профессор Нурбосынов Д.Н.;
- доцент кафедры «Электро- и теплоэнергетики», к.т.н., доцент Табачникова Т.В.;
- доцент кафедры «Электро- и теплоэнергетики», к.т.н. Швецова Л.В.

о том, что результаты диссертационной работы Романова В.С.:

- построение и исследование вероятностно-статистических моделей отказов ПЭД по данным эксплуатации;
 - методика построения структурно-функциональных моделей ПЭД с повышенным напряжением (НПЭД) на основе анализа их параметров, конструкций, узлов и происходящих в них электромагнитных процессов с учетом межэлементных связей, и пространственных характеристик;
 - математическая модель вероятности возникновения отказа ПЭД и элементов его конструкции на основании построения усовершенствованных структурно-функциональных моделей ПЭД и разработанных кривых оценки индивидуального остаточного ресурса,
- используются в учебном процессе кафедры «Электро- и теплоэнергетики» (ЭТЭ) ГБОУ ВО АГНИ в лекционных курсах и лабораторном практикуме по дисциплинам «Надёжность электроснабжения», «Переходные процессы в электроэнергетических системах», «Системы управления электроприводов», а также при выполнении выпускных квалификационных работ в бакалавриате и магистратуре.

Председатель комиссии
Заведующий кафедрой ЭТЭ,
д.т.н., профессор

Нурбосынов Д.Н.

Члены комиссии:
Декан энергомеханического факультета, к.п.н.
Доцент кафедры ЭТЭ, к.т.н., доцент
Доцент кафедры ЭТЭ, к.т.н.

Загитова Л.Р.

Табачникова Т.В.

Швецова Л.В.