

В.В. Сушков

Г.В. Мальгин

Т.Д. Гладких

А.А. Зябкин

**ДИАГНОСТИКА И УПРАВЛЕНИЕ
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМИ КОМПЛЕКСАМИ
ПОГРУЖНЫХ УСТАНОВОК
ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ**

Монография



Издательство
Нижевартковского
государственного
университета
2013

УДК 621.313
ББК 31.2
С 91

Печатается по постановлению Редакционно-издательского совета
Нижевартовского государственного университета

Рецензент

к.т.н., доцент, главный специалист отдела строительных решений
и инженерного обеспечения Ханты-Мансийского филиала
ФАУ «Главгосэкспертиза России» *А.В. Беспалов*

Сушков В.В., Мальгин Г.В., Гладких Т.Д., Зябкин А.А.

С 91 Диагностика и управление электротехническими комплексами погружных установок электроцентробежных насосов: Монография. — Нижневартовск: Изд-во Нижневарт. гос. ун-та, 2013. — 112 с.

ISBN 978–5–00047–015–2

Монография посвящена проблемам диагностики и управления электротехническими комплексами погружных установок электроцентробежных насосов. Значительное место отведено исследованию нестационарных тепловых процессов в силовых масляных трансформаторах, питаемых от сети с несинусоидальным и несимметричным напряжением, защите от перегревов силовых масляных трансформаторов, не оснащенных защитой по прямому контролю температуры их частей, автоматизации расчетов температур различных частей силовых масляных трансформаторов.

Монография может быть полезна научным работникам, инженерам электроэнергетикам, электротехникам, студентам, магистрантам и аспирантам электротехнического направления ВУЗов.

УДК 621.313
ББК 31.2

ISBN 978-5-00047-015-2

© Издательство НВГУ, 2013

ВВЕДЕНИЕ

Основным направлением хозяйственной деятельности Ханты-Мансийского автономного округа — Югры (ХМАО-Югра) является нефтедобыча. Большая часть объемов извлекаемой пластовой жидкости обеспечивается механизированными способами, при этом наиболее эффективны газлифтный и посредством установок электрических центробежных насосов (УЭЦН). Ряд преимуществ УЭЦН, основные из которых: возможность гибкого подбора параметров установки под скважину и автоматизации, наделили данный способ большой популярностью для нефтяных компаний Югры.

Масляные трансформаторы для погружных электрических центробежных насосов (ТМПН) являясь одним из основных элементов электротехнического комплекса, обеспечивающего подвод и преобразование электрической энергии к УЭЦН, во многом определяют надежность технологической системы в целом. Отказ ТМПН влечет за собой огромные издержки в виде объемов недобытой нефти, затрат на восстановление технологического процесса и ремонт оборудования. Помимо вышеуказанного, аварии маслонаполненных трансформаторов повышают пожарную, электрическую и экологическую опасность. Большая численность в общем парке трансформаторного оборудования НГДП (53%), отсутствие резервирования и тяжелый режим работы, способствующий развитию дефектов, актуализируют разработку прогрессивных методов исследования, диагностики и защиты трансформаторов ТМПН.

Повышение надежности всего электротехнического комплекса добычи нефти требует оценки технического состояния не только силового трансформатора, но и погружного электродвигателя (ПЭД), а также других элементов УЭЦН. Оценка технического состояния (ТС) невозможна без определения технических параметров рабочих органов, косвенных параметров, характеризующих вибрационное состояние установки и геолого-технологических параметров нефтяной скважины. При этом привлечение экспертной информации делает невозможным применение традиционных математических методов, поэтому актуально использование специфического подхода для оценки ТС погружной установки, основанного на теории нечетких множеств.

1. СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ И ПРЕДМЕТ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1. Современное состояние парка трансформаторного оборудования нефтедобывающих предприятий

Ханты-Мансийский автономный округ — Югра является лидером по доказанным запасам углеводородов, объемам добычи нефти, производству и потреблению электроэнергии в стране [1]. На территории Югры ведется добыча углеводородов крупнейшими нефтегазодобывающими предприятиями: ОАО «НК «Роснефть», ОАО «НК «ЛУКОЙЛ», ОАО «НГК «Славнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «НК «ТНК-ВР холдинг», ОАО «Газпромнефть», ОАО «НК «Русснефть» и др.

Распределение электрической энергии между нефтегазодобывающими предприятиями (НГДП), городами и сельскими районами, а также внутри НГДП по Югре производится воздушными и кабельными линиям при напряжениях 220, 110, 35, 20, 10, 6 кВ. Силовые трансформаторы, являясь связующим звеном между электростанциями, распределительными пунктами и потребителями, организуют многократную (от 5 раз и более) трансформацию электрической энергии. Широкое распространение трансформаторов в основном и определяет их значительное влияние на надежность энергосистемы в целом.

1.1.1. Потребители электрической энергии на объектах нефтегазодобывающих предприятий

По функциональному признаку потребителей нефтегазодобывающих предприятий можно разделить на следующие группы [17, 18]:

1. буровые установки,
2. устройства добычи нефти,
3. объекты сбора и внутрипромысловой перекачки нефти,
4. установки подготовки нефти,
5. компрессорные станции,
6. установки поддержания пластового давления,
7. вспомогательные объекты.

Буровые установки (БУ) состоят из следующих основных механизмов: лебедки, ротора, бурового насоса и вспомогательных: компрессоров, выброустановок, кран-балки, насосов и др. В зависимости расположения приводного электродвигателя, различают обычные буровые установки и электробуры. Мощность потребляемой электроэнергии таких устройств зависит от многих факторов: режима работы, плотности породы, долота, качества бурового раствора, длины и колонны буровых труб и др.

Устройства добычи нефти применяются при отсутствии фонтанирования жидкости. Различают установки с приводными электродвигателями, расположенными на поверхности земли, и установки с погружными электродвигателями. Наземные механизмы добычи (станки-качалки) используют плунжерные насосы, режим работы которых определяет пульсирующий график нагрузки. Бесштанговые установки оснащаются погружными центробежными насосами, что позволяет увеличить в 1,5—2 раза их полезную мощность. Необходимо отметить, что на одной площадке устанавливаются сразу несколько установок. Группы установок добычи, расположенные на одной площадке, называют кустами. Количество установок куста достигает 5—10 шт.

Групповые замерные установки (ГЗУ) осуществляют сбор добытой нефти от нескольких скважин, контролируют подачу, считают дебет и вводят реагенты. После ГЗУ, нефть поступает на сепарационные установки или дожимные насосные станции. В зависимости от требуемого напора, подбирается количество насосов.

Объекты сбора представляют собой пункты, где производится подготовка нефти — ее обезвоживание и обессоливание. После нефтесборных пунктов нефть поступает на устройства транспортировки. В зависимости от качества нефти, пункт может быть оснащен различными установками по ее подготовке. Объекты подготовки делятся на две группы: установки, на которых подготовка осуществляется только путем нагрева (термохимический метод) и установки комплексной подготовки, на которых термохимическая обработка производится в электрическом поле, попутно осуществляя дегидратацию.

Компрессорные станции (КС) обеспечивают очистку и сжатие попутного нефтяного газа. Распространены два типа приводов компрессоров: газомоторные и электрические. Широкое распространение получают газомоторные компрессоры.

Установки поддержания пластового давления представляют собой кустовые насосные станции (КНС), обеспечивающие закачку воды в нефтяные пласты. Вода перед закачиванием подвергается очистке. На основании технико-экономических расчетов определяется количество КНС и их мощность (количество насосов).

1.1.2. Трансформаторное оборудование в схемах электроснабжения потребителей НГДП

Основными источниками электроснабжения объектов НГДП на территории Югры являются сети распределительных сетевых компаний (МЭС Западной Сибири, ОАО «Тюменьэнерго», ОАО «ЮТЭК» и др.) и автономные электростанции. В первом случае используются понизительные двухтрансформаторные подстанции на напряжение 220, 110 или 35 кВ и мощностями до 63 МВА. Помимо *основных трансформаторов*, ПС оснащены силовыми вспомогательными, к примеру, *трансформаторами выпрямительных установок* реакторов и *трансформаторами собственных нужд*.

НГДП эксплуатируют автономные электростанции (АС) с выходными напряжениями 0,4, 6 и 35 кВ [35, 126]. АС на напряжения 0,4 кВ построены на базе поршневых двигателей и используются, как правило, в качестве резервного источника питания. АС 6 кВ чаще всего оборудованы высоковольтными генераторами и газотурбинными приводами. В ОАО «Сургутнефтегаз» эксплуатируются АС 6 кВ с генераторами 0,4 кВ. В таких установках группа генераторов работает на общие шины, к которым также подключен *повышающий трансформатор 6 кВ*.

В сетях ООО «Западномалобалыкское», дочерней компании ОАО «НК Русснефть», эксплуатируется АС с электроагрегатами 10 кВ. Для согласования с основной сетью напряжением 6 кВ используются блоки *согласующих трансформаторов 10,5/6,3 кВ* мощностью 2500 кВА. Другое дочернее предприятие ОАО «НК Русснефть», ООО «АКИ-ОТЫР», построило АС на газопоршневых энергоблоках 6 кВ. Для транзита энергии на месторождение с минимумом потерь используется схема: ПС 6/35 кВ — линия 35 кВ — ПС 35/6 кВ.

В подразделениях Лукойл Западная Сибирь используются АС на энергоблоках, включающих в себя газовую турбину, генератор 6 кВ и *повышающий трансформатор 35 кВ*. Ряд блоков, количество которых определяется ожидаемым дебитом попутного газа и нагрузкой, работает на систему сборных шин 35 кВ. Очевидно, что такая схема более надежна, чем аналогичная с одной повышающей подстанцией 35 кВ.

Отдельно заметим, что основной тип трансформаторного оборудования НГДП — маслonaполненный. В особых случаях, в соответствии с требованиями пожарной- и взрывобезопасности, объекты НГДП оснащаются трансформаторами с сухой изоляцией. С целью снижения эксплуатационных издержек, а также с целью уменьшения массогабаритных показателей комплектных распределительных устройств внутренней установки, в качестве источников собственных нужд все чаще применяются *трансформаторы мощностями до 100 кВА с литой изоляцией* (компаунд).

Трансформаторное оборудование буровых установок

В качестве внешнего электроснабжения неавтономных буровых установок используются воздушные или кабельные линии 110, 35 или 6(10) кВ и подстанции (ПС) с *трансформаторами мощностью до 4 МВА*. От ПС электроэнергия подается кабельной или воздушной линией к распределительному устройству буровой установки (БУ). Для электроснабжения мощных БУ (свыше 3000 кВт) целесообразно применение схем глубокого ввода. При таких схемах ПС напряжением 110 или 35 кВ устанавливают рядом с БУ. Известны БУ с приводами лебедки на 500 В, что делает необходимым установку *дополнительного трансформатора 6(10)/0,5 кВ*. Помимо основного оборудования, получающего питание напряжением 6(10) кВ, БУ оборудована вспомогательным электрооборудованием, для которого предусмотрены понизительные *трансформаторы собственных нужд 6(10)/0,4 кВ*.

Трансформаторное оборудование нефтедобывающих установок

Станки-качалки, являясь потребителями II категории, получают питание от однотрансформаторных подстанций 6/0,4 кВ. Реже, в сложных условиях эксплуатации, когда остановка станка может привести к осложнениям при повторном пуске, устанавливают двухтрансформаторные подстанции, оснащенные устройством автоматического ввода резерва (АВР). Для питания станков-качалок используют два вида комплектных трансформаторных подстанций: индивидуальные, мощностями до 100 кВА и кустовые — до 2500 кВА.

Погружные электронасосы получают питание по маслонефтестойкому трехжильному кабелю от *согласующих силовых трансформаторов* мощностью до 630 кВА. С целью компенсации сопротивления погружного кабеля большой длины, *масляные трансформаторы для погружных насосов* (ТМПН) оснащаются большим количеством отпаек с шагом, как правило, 80 В. Возможны две схемы питания погружных насосов: от сети 6 кВ с двумя ступенями трансформации — КТП 6/04 кВ и ТМПН; от сети 6 кВ с одной ступенью трансформации. При организации второй схемы необходима установка *дополнительного малоомощного трансформатора собственных нужд*.

Трансформаторное оборудование промысловых компрессорных и насосных установок

Компрессорные станции получают питание либо от ПС 35(110)/6, сооруженной непосредственно у станции, либо от отходящей линии 6кВ промышленной ПС. Во втором случае трансформаторная подстанция не сооружается и питание приходит на распределительное устройство (РУ). РУ, помимо линий питающих электродвигатели, оснащено двумя трансформаторами собственных нужд, обеспечивающими питанием цепи управления, РЗИА, освещения, отопления и др. Мощность таких трансформаторов, как правило, не более 160 кВА.

На площадках КС устанавливают подстанции с высшими напряжениями 220, 110, 35 кВ. Объекты с большим количеством агрегатов оснащаются *силовыми трансформаторами с расщепленными обмотками*. Питание системы собственных нужд ПС обеспечивается трансформаторами до 2500 кВА, по одному на секцию.

Водозаборные насосные станции получают электропитание от ПС 35/6 кВ с двумя трансформаторами до 10 МВА каждый. Потребители 0,4 кВ запитываются от щитов КТП 6/0,4 кВ. Для обеспечения надежности электроснабжения, КТП оснащаются двумя трансформаторами и устройством АВР. Погружные двигатели, поддерживающие внутрипластовое давление, получают питание через отдельностоящие распределительные устройства — секущие ячейки. Для организации питания вспомогательных устройств, в них предусмотрены одно- или *трехфазные трансформаторы до 25 кВА*.

Трансформаторное оборудование нефтеперекачивающих насосных станций

Нефтеперекачивающие насосные станции (НПС) относятся к объектам нефтетранспортных компаний. Различают головные НПС и промежуточные. Питание электроустановок НПС осуществляется от ПС 110, 220 кВ, расположенной вблизи насосной станции.

ПС современных головных НПС оснащаются *двумя трансформаторами* мощностями до 63 МВА. Возможно питание от районных ПС, при этом строятся линии 10 (6 кВ) с большим сечением провода и распределительное устройство вблизи НПС. ПС и РУ, как отмечалось выше, оснащаются *трансформаторами собственных нужд*.

Трансформаторное оборудование прочих потребителей

К прочим потребителям относятся ремонтные, буровые и автотранспортные базы, цеха, административные здания, столовые и другие объекты. Их питание осуществляется от одно- или двухтрансформаторных КТП с единичными мощностями трансформаторов до 2500 кВА.

В таблице 1.1 сведена информация о распределении силовых трансформаторов в энергохозяйстве типового нефтегазодобывающего предприятия. С целью предупреждения распространения конфиденциальной информации, компания, по информации которой подготовлен анализ, не приводится. Дополнительно отметим, что размер парка трансформаторов в развитом НГДП может превышать 20 000 единиц.

Таблица 1.1

Распределение силовых трансформаторов в энергохозяйстве типового нефтегазодобывающего предприятия

п	Показатель	Силовые высоковольтные		Силовые распределительные	Силовые специальные, для погружных насосов
1	Класс напряжения, кВ	220—110	35	6(10)	0,4(6)
2	Доля от общего числа в энергохозяйстве, %	1	4	42	53
3	Мощности, кВА	10000—80000	100—25000	25—2500	100—1600
4	Применяемые типы	ТД, ТДН, ТДТН, ТРДН	ТМН, ТМНП, ТРДН	ТМ(Г), ТМ(Г)Ф, ТМЗ, ТСЗ, ТЛС	ТМПН(Г)
5	Место установки	На узловых распределительных, главных понизительных, глубокого ввода подстанциях, автономных электростанциях	На узловых распределительных и глубокого ввода подстанциях, на автономных электростанциях, в качестве трансформаторов собственных нужд	В распределительных подстанциях, на автономных электростанциях, в качестве трансформаторов собственных нужд	На кустах нефтяных скважин

1.2. Классификация дефектов трансформаторного оборудования

Классификацию дефектов трансформаторного оборудования можно проводить с учетом различных аспектов. Выбор подхода логично проводить на основании решаемой задачи. К примеру, выделим следующие группы дефектов, возникающих в СТ:

— *по узлам проявления*: в обмотках, в магнитопроводе, в системе вводов, в устройстве РПН (ПБВ) и т.д.;

— *по влиянию на контролируемый параметр*: увеличивающие температуру, влекущие изменение электрических параметров (индуктивности, емкости, активного сопротивления, поля рассеяния), меняющие химический состав изоляции и т.д.;

— *по скорости развития*: мгновенные, быстроразвивающиеся, вялотекущие;

— *по вызываемым воздействиям*: образующиеся вследствие внутренних воздействий, обусловленных перераспределением номинальных энергий; вследствие аномальных внешних, пришедших от смежных объектов и систем (атмосферные и внутренние перенапряжения, низкое качество сетевого тока и т.д.); обусловленные окружающей средой (вандализм, прямые разряды молнии, осадки и пр.);

— *по группам, идентифицируемым анализом растворенных газов в масляной изоляции* [2]: группа, связанная с перегревом токоведущих соединений и элементов конструкции остова: нагрев и выгорание контактов переключающих устройств, ослабление и нагрев контактных соединений отводов НН и ВН, перегревы элементов конструкции бака; группа, связанная с возникновением электрических разрядов в масле: дефекты электрического характера, дефекты термического характера и т.д.;

— *по причине возникновения*: вследствие конструкторских недоработок, сбоев технологии производства, недопустимых воздействий во время эксплуатации, естественного старения и др.

В рамках исследовательской работы полезным будет провести классификации по узлам проявления (подсистемам) и влиянию на контролируемый параметр.

1.2.1. Классификация дефектов по подсистемам трансформатора

Для классификации повреждений по узлам, выделим основные системы элементов силовых трансформаторов, и представим их на рисунке 1.1. При проведении классификации дефектов в системах, для удобства восприятия будем объединять их по общим признакам в условные группы. Анализ литературы [15, 16, 27, 31, 39, 46, 47, 83, 98] позволяет выделить нижеследующие основные дефекты.

Дефекты системы обмоток

Дефекты в системе обмоток можно разбить на следующие группы:

1. *Дефекты связанные с разрушением изоляции* вследствие электромагнитных, тепловых и химических воздействий: в главной изоляции — дефекты в изоляции обмоток между собой и магнитопроводом; в продольной изоляции — дефекты в межвитковой, межслойной и изоляции между катушками каждой обмотки.

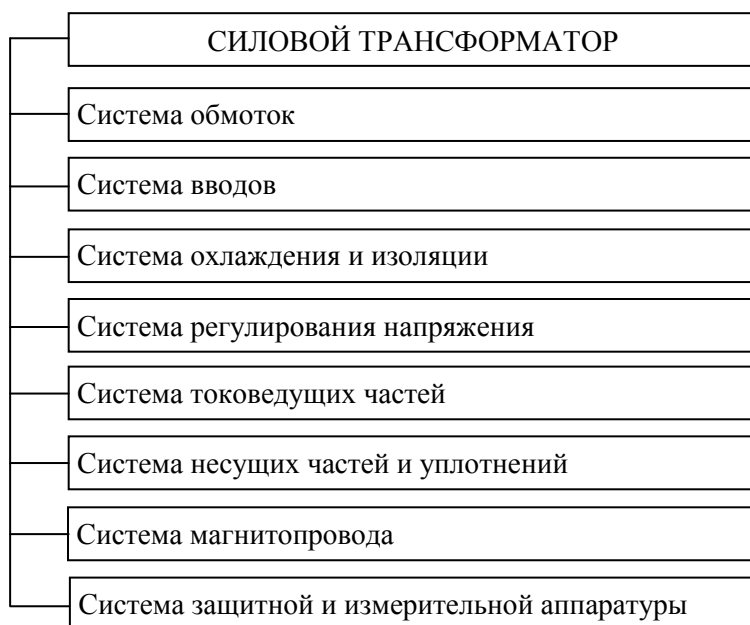


Рисунок 1.1. Основные системы трансформатора

2. Дефекты связанные с изменением геометрии обмоток: радиальные и осевые деформации, полегание провода, скручивание и раскручивание обмоток [6].

3. Прочие дефекты в обмотках: дефекты охлаждающих каналов, защитных экранов, сборочные дефекты.

Структурное представление классификации дефектов в системе обмоток приведено на рисунке 1.2.

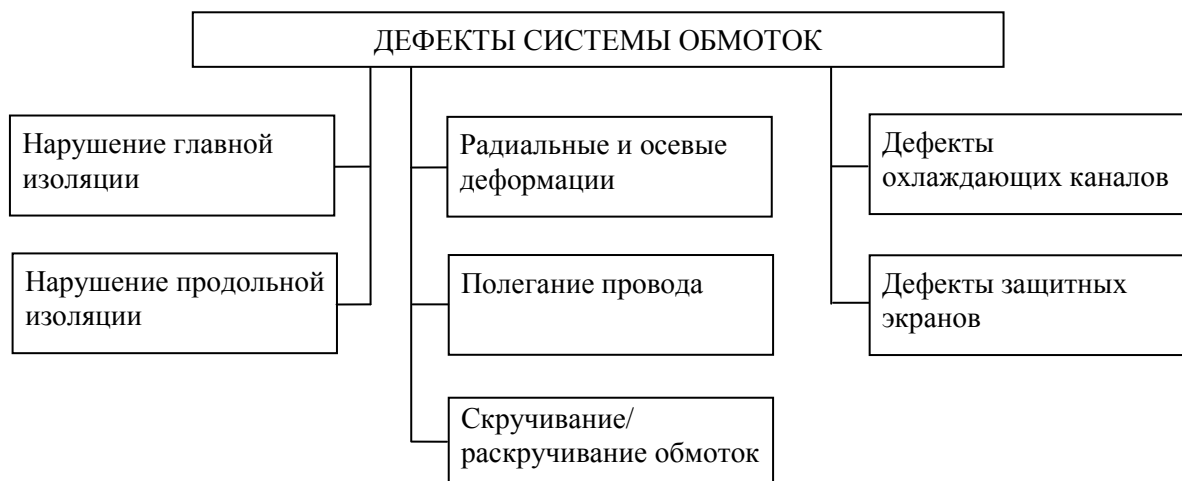


Рисунок 1.2. Классификация дефектов в системе обмоток

Дефекты системы вводов

При классификации дефектов в системе вводов, необходимо учитывать формальное деление вводов на герметичные, негерметичные и сухие. Таким образом, у всех вводов возможны дефекты, связанные с внешним загрязнением изоляции (инородные тела и атмосферные осадки), неоднородностями в несущей конструкции изоляции (воздушные и твердые паразитные включения), деструкцией вызванной износом, трекинг-эрозийные дефекты. Последний вид дефекта связан с действием значительных токов утечки и самоустраняющихся перекрытий, последствием которых становятся эрозионные треки — дорожки на поверхности изоляции. Помимо указанных, для маслонаполненных вводов возможны загрязнения изоляции на внутренней поверхности покрышки, обусловленные выпадением осадка в масле [7]. Разгерметизация вводов, дефекты в уплотнителях, дефекты химического состава масла являются смежными с другими выделенными нами системами силового трансформатора и в настоящем пункте не рассматриваются. Также опускаем *механические дефекты*, вызванные некачественной сборкой, транспортировкой и вандализмом. Структурное представление классификации дефектов в системе вводов приведено на рисунке 1.3.



Рисунок 1.3. Классификация дефектов в системе вводов

Дефекты системы масляного охлаждения и изоляции

В системе трансформатора масло выполняет две функции: диэлектрика и охлаждающей среды; следовательно, можно выделить две основные подсистемы дефектов: 1. Сопряженные с изменением изоляционных свойств масла; 2. Нарушающие процесс нормального охлаждения системы.

Изоляционные свойства масла определяются *физическими дефектами*, такими как загрязнение механическими примесями, повышенное газосодержание, увлажнение, локальная концентрация воды и выделение из нее каналов, а также *химическими* — изменения химического состава масла.

На работоспособность системы охлаждения оказывают влияние *дефекты нарушающие «нормальную» циркуляцию и охлаждение масла*: 1.1. уменьшающие размеры охлаждающих и соединительных каналов: зашламление, засорение и закупоривание (вследствие разбухания материалов) охладителей, маслопроводов, вентилей, термосифонных или адсорбционных фильтров; 1.2. дефекты нагнетательной и запорной аппаратуры: дефекты приводов и механизмов маслососов, охлаждающих вентиляторов, вентилей, организация неправильной схемы работы (сбой автоматики, ошибочное запираение, реверс, отключение и пр.); *дефекты нарушающие теплоотдачу* «масло — стенки бака» и «стенки бака — атмосфера»: загрязнение, коррозия внутренней и наружной поверхностей бака, загрязнение бака и межтрубного пространства охладителей, нанесение на поверхность покрытий, снижающих теплопроводность.

Структурное представление классификации дефектов системы охлаждения и изоляции приведено на рисунке 1.4.

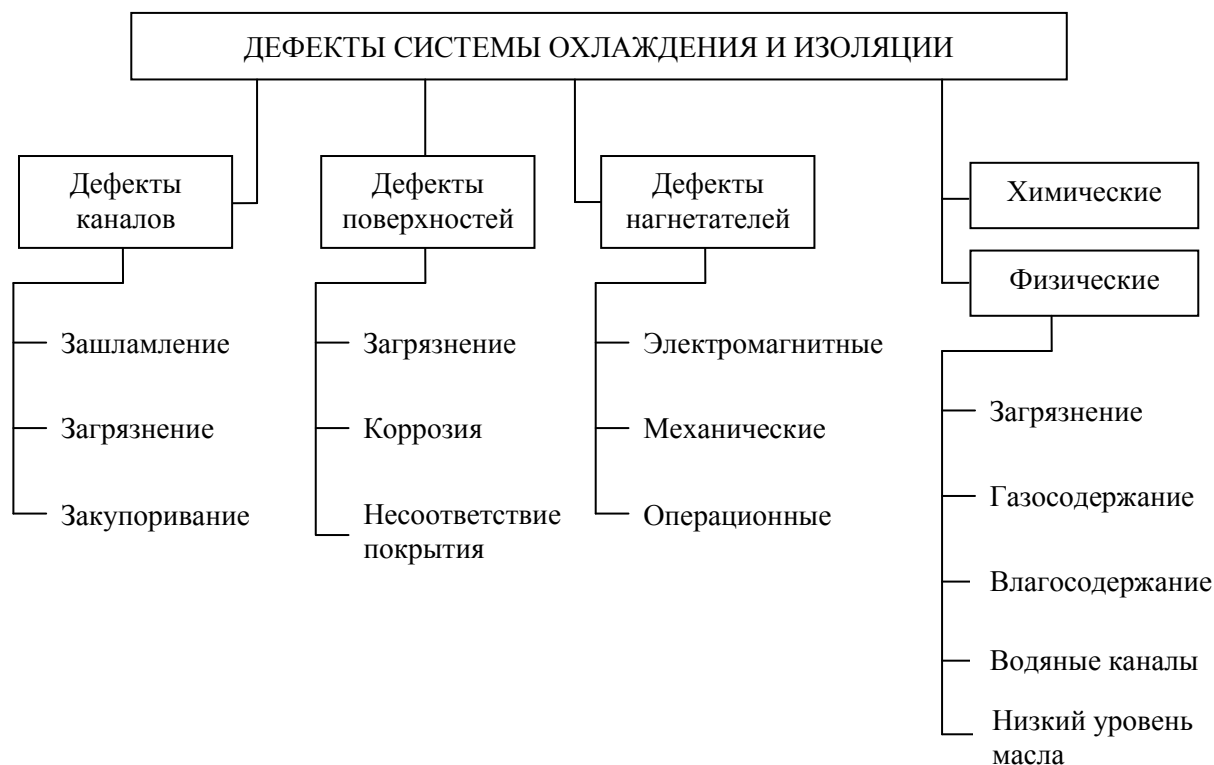


Рисунок 1.4. Классификация дефектов в системе охлаждения и изоляции

Дефекты системы токоведущих частей и устройств регулирования

Понизительные трансформаторы напряжением 35 кВ и выше, как правило, укомплектовываются устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН). Такие устройства могут выполнять переключения отпаек без снятия напряжения автоматически, в соответствии с установленным алгоритмом автоматики. Распределительные трансформаторы 6,

10 кВ оснащаются устройствами переключения без возбуждения (ПБВ). Для изменения коэффициента трансформации необходимо их полное отключение от сети.

Устройство РПН состоит из трех основных узлов: избирателя и предизбирателя ответвлений, предназначенных для выбора требуемой отпайки перед переключением; контактора, осуществляющего отключения тока в цепях устройства; токоограничивающих элементов (реакторов или резисторов), обеспечивающих «мягкий» перевод нагрузки между ответвлениями; привода (ручной, электрический или автоматический). Электроме- ханическая система РПН может иметь дефекты четырех условных групп: *дефекты при- вода* (механический износ, повышенное трение, заклинивание, дефекты в электрических машинах (ЭМ), дефекты в системе управления (СУ) и др.); *дефекты контактов и токо- ведущих частей* (механический и электрический износы, окисление, подгорание, оплавление, перегор, ослабление поджата, дефекты пайки и др.); *дефекты изоляции* (дефекты твердой изоляции, дефекты дугогасительной среды или масла и др.); *прочие дефекты* (дефекты блокировок, недовключение, дефекты изготовления и др.).

Распределительные трансформаторы обычно укомплектовывают устройствами ПБВ с ручным приводом. Исключением являются трансформаторы специального назначения, которые могут быть оснащены устройством ПБВ с электрическим приводом. Учитывая, что ПБВ представляет собой упрощенный вариант РПН, полагаем, что его возможные дефекты отмечены нами выше, также, рассмотрев дефекты токоведущих частей уст- ройств регулирования, отдельно не будем акцентировать внимание на прочих токо- проводах в трансформаторе. Структурное представление классификации дефектов устройства регулирования приведено на рисунке 1.5. Учитывая, что дефекты устройств регулирования включают в себя группу дефектов токоведущих частей, последнюю отдельно не выделяем.

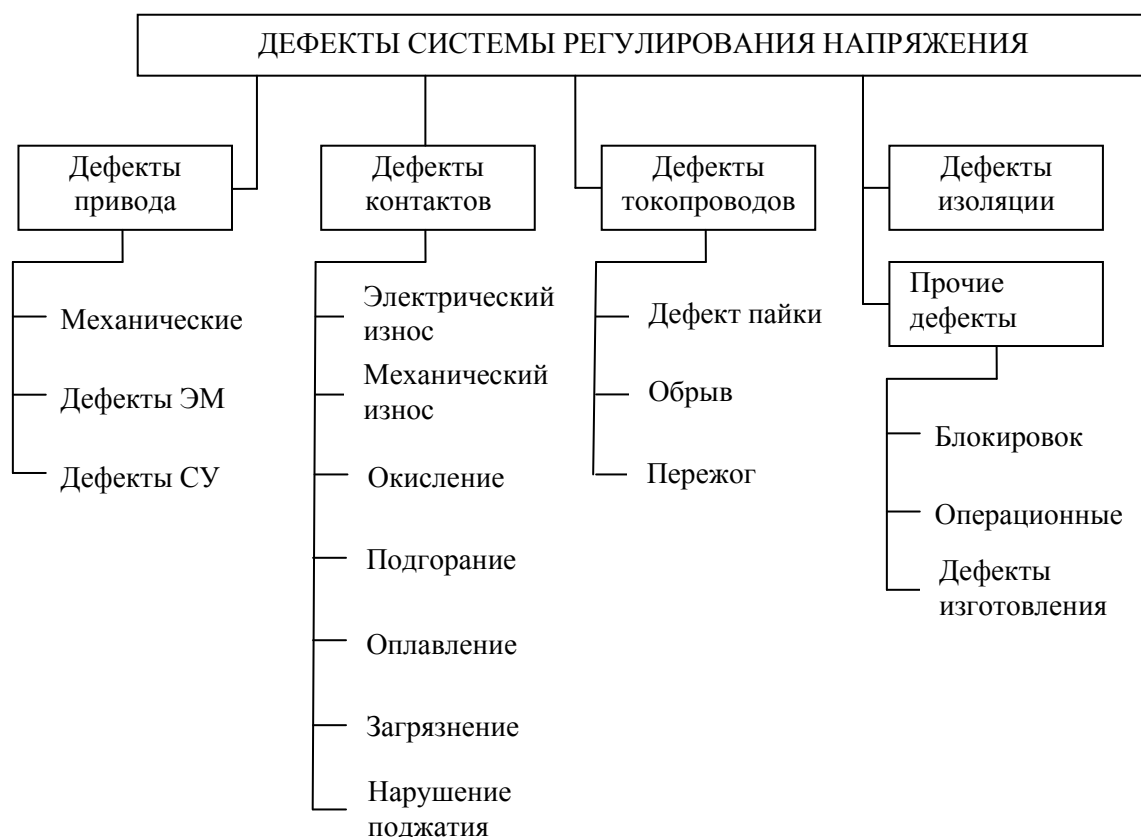


Рисунок 1.5. Классификация дефектов в системе регулирования напряжения

Дефекты системы магнитопровода трансформатора

Магнитопровод, служащий для проведения основного магнитного потока по электромагнитной системе трансформатора, выполняется в виде особой конструкции, обеспечивающей наименьшее магнитное сопротивление и минимум активных потерь. Магнитопроводы силовых трансформаторов для частоты тока 50 Гц выполняют из листов специальной электротехнической стали, обеспечивая между ними изоляцию с целью уменьшения токов Фуко, а также организуя особую стыковку конструкционных частей для снижения магнитного сопротивления в местах перехода.

В магнитопроводе возможны дефекты, которые представим следующими группами (рисунок 1.6): *дефекты изоляции* (дефекты межлистовой изоляции, дефекты изоляции между листами магнитопровода и металлическими элементами стяжки, др.); *дефекты изготовления* (дефекты структуры стали, дефекты формы листов, ошибки в схеме шихтовки и др.); *прочие дефекты* (нарушение заземления, ослабление стяжки, распрессовка и др.).

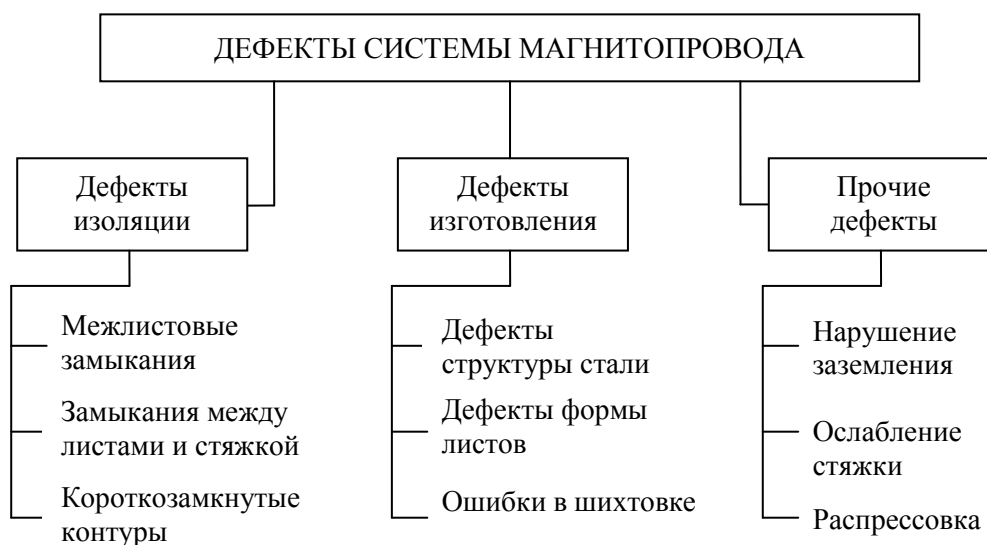


Рисунок 1.6. Классификация дефектов системы магнитопровода

Дефекты несущей конструкции, уплотнителей, защитной и измерительной аппаратуры

Опорной конструкцией маслонаполненного трансформатора является бак, на котором размещены основные узлы: навесная система охлаждения, вводы, РПН, расширитель и т.д. Помимо основных элементов трансформатор содержит дополнительную защитную и измерительную аппаратуру: встроенные трансформаторы тока, манометры, указатели уровня масла, предохранительные клапаны, системы компенсации избыточного давления в баке, системы защиты масла, магнитные шунты и др.

Возможны следующие дефекты в несущей конструкции трансформатора: *дефекты, вызывающие нарушение герметичности*: дефекты маслоупорных уплотнений, болтовых стяжек, поверхностей соединяемых маслопроводов, сварочных швов, трещины, пробойны и др.; *дефекты проектирования, сборки и монтажа*: «пронизывания» потоками рассеяния металлических деталей, вызывающие добавочные нагревы, короткозамкнутые контуры, деформации, обрывы и др.

Дефекты измерительной и защитной аппаратуры в настоящей работе приводить не будем.

1.2.2. Классификация дефектов по влиянию на контролируемые параметры

Совокупность мероприятий, проводимых с помощью различных технических средств для оценки состояния электрооборудования, называется диагностикой. Оценку можно проводить различными методами: визуальными, физическими, химическими, физико-химическими и др. Методы в целом, и способы в частности, могут включать контролирование одного или нескольких параметров. Более подробно методы и способы диагностики будут рассмотрены далее. Забегая вперед, отметим, что в текущем пункте будут рассмотрены параметры, которые совместимы с методами *функциональной* диагностики [91].

Представляется наглядным проведение классификации с выделением следующих групп параметров: физические, электромагнитные, физико-химические.

К группе физических параметров отнесем все параметры кроме электромагнитных, которые выделяются в самостоятельную группу: давление, температура, вибрации (в том числе и акустические шумы различной природы), усилия, скорость потока, цвет и др.

К электромагнитной группе относим: интенсивность разрядов, мгновенные и действующие значения токов и напряжений, токи утечки, качество сетевого тока, потери электроэнергии, активные сопротивления обмоток, индуктивности обмоток (в том числе и сопротивление короткого замыкания), сопротивление изоляции, поток рассеяния, емкость изоляции, диэлектрическая прочность изоляции, коэффициент трансформации и др.

К физико-химической группе относим: состав химических элементов и соединений, концентрацию веществ, локализацию веществ и др.

Предполагаем, что методы диагностики, основанные на контроле физических параметров способны идентифицировать следующие дефекты: дефекты изоляции, сопровождающиеся разрядами большой мощности или значительными токами, старение масла, дефекты охлаждающих каналов, механические дефекты нагнетателей и приводов системы регулирования, операционные дефекты, нарушения поджатия подвижных контактов, распрессовку магнитопровода и др.

Методы диагностики, основанные на контроле электромагнитных параметров способны идентифицировать следующие дефекты: дефекты изоляции, в том числе сопровождающиеся разрядами малой мощности, дефекты геометрии обмоток, дефекты нагнетателей и приводов системы регулирования, операционные дефекты, дефекты подвижных и стационарных контактов, обрывы токопроводов, дефекты изготовления электромагнитной системы трансформатора и др.

Контроль физико-химических параметров позволяет отследить следующие дефекты: дефекты твердой изоляции, сопровождающиеся разрядами или локальными перегревами, дефекты изготовления (вызывающие локальные перегревы), дефекты подвижных и стационарных контактов, дефекты масляной изоляции (старение, окисление, загрязнение, увлажнение и пр.) и др.

Из проведенного анализа выделяется группа методов, основанная на контроле электромагнитных параметров. Помимо идентификации большинства дефектов в трансформаторе, указанная группа хорошо согласуется с задачей разработки неразрушающего метода непрерывного контроля состояния СТ.

1.3. Анализ повреждаемости трансформаторов ТМПН

Исследованию дефектов в силовых трансформаторах 35 кВ и выше, а также причин их возникновения, посвящены работы [13, 30, 46, 47, 48, 98] при этом анализ повреждений силовых трансформаторов напряжением 6 (10) кВ и, в частности, скважных трансформаторов проводился частично.

С целью повышения эффективности работы, большинство НГДП Югры активно практикует аутсорсинг — передачу части производственных функций на обслуживание внешним компаниям, специализирующимся в соответствующих областях. Таким образом, нефтяное электрооборудование, включающее в себя скважные трансформаторы, станции управления погружными насосами, электронасосы передаются на обслуживание сервисным организациям, обеспечивающим настройку, ремонт и эксплуатацию электрооборудования. К примеру, обслуживание нефтескважного электрооборудования ООО «РН-Юганскнефтегаз» осуществляют ООО «ПК Борец», ООО «Юганск-Алмас-Сервис» и др.; ОАО «ТНК-НИЖНЕВАРТОВСК» — Филиал «РИМЕРА-Сервис-Нижневартовск», ООО «Ойл Памп Сервис» и др. Для сбора информации о дефектах в ТМПН был использован метод групповых экспертных оценок [42, 43, 45]: разработаны опросные листы (ОЛ) и розданы для заполнения специалистами сервисных компаний. Проведенный до анкетирования опрос показал, что не все организации детально фиксируют потоки отказов и причины их возникновения. Для формализации мнений экспертов был использован метод рангового шкалирования [128]. Для этого в анкету помимо графы количественных оценок, заполняемых на основании зарегистрированных данных, дополнительно был введен лингвистический ряд, представляющий собой шкалу порядков: ОЧ — очень часто, 100%, Ч — часто, 75%, Р — редко, 50%, ОР — очень редко, 25%, Н — не фиксировалось, 0%. Указанное введение позволило производить количественную оценку потоков дефектов при отсутствии зарегистрированных статистических данных. Анкета была представлена в виде двух информационных блоков: листа дефектов и листа воздействий, повлекших возникновение дефектов. Для наглядности и обеспечения однозначности сортирования, дефекты были объединены в следующие группы по узлам скважного трансформатора: система обмоток (нарушение главной изоляции, нарушение продольной изоляции, нарушение геометрии обмоток и др.), система вводов (загрязнения, электрическая эрозия, механические повреждения и др.), система охлаждения и масляной изоляции (дефекты каналов, дефекты охлаждающих поверхностей и др.), система регулирования напряжения (механические дефекты, дефекты контактных соединений и др.), система магнитопровода (дефекты изоляции, распрессовка и др.), прочие дефекты (нарушения целостности конструкции, дефекты контрольно-измерительной аппаратуры и др.).

Для расчета статической связи между $k = 3$ экспертами, использовался ранговый коэффициент конкордации (согласованности) Кендэла, определяемый по следующей формуле [41]:

$$W = \frac{12}{k^2(n^3 - n)} \sum_{i=1}^n \left(\sum_{j=1}^k R_{ij} - \frac{k(n+1)}{2} \right)^2, \quad (1.1)$$

где R_{ij} — ранг (от 1 до n) i -го элемента в j -й экспертизе.

Результаты опроса и промежуточные расчеты коэффициента согласованности мнений экспертов сведены в таблице 1.2.

Коэффициент конкордации Кендэла по своему значению равен $W = 0,85 (>0,5)$, что говорит о достаточно высокой степени согласованности мнений специалистов при распределении рангов группам дефектов [41].

Таблица 1.2

**Результаты опроса и промежуточные расчеты коэффициента конкордации
мнений экспертов**

№	Объект экспертизы	Оценка эксперта: ранг/доля, N/%			Сумма рангов, о.е.	Отклонение ранга от среднего, о.е.	Квадрат отклоне- ния ранга от среднего, о.е.	Среднее арифметиче- ское доли, %
		Эксперт 1	Эксперт 2	Эксперт 3				
1	Система обмоток	3/17	4/5	1/30	8	-4	16	18
2	Система вводов	4/5	3/20	3/20	10	-2	4	15
3	Система охлаждения и масляной изоляции	5/3	5/0	6/5	16	4	16	3
4	Система регулирования напряжения	1/45	2/28	4/15	7	-5	25	29
5	Система несущих частей и уплотнений	2/30	1/47	2/25	5	-7	49	34
6	Система магнитопровода	7/0	7/0	7/0	21	9	81	0
7	Прочие дефекты	6/0	6/0	5/5	17	5	25	1

Проверку значимости полученного коэффициента W выполним с помощью χ^2 — критерия [128]. Расчет значения χ^2_W выполним по формуле (1.2). По таблице χ^2 — распределения для $(k - 1)$ степени свободы при уровне значимости $\alpha = 0,05$ (граница маловероятного) находим значение $\chi^2_{0,05}$ и сравним его с расчетным значением

$$\chi^2_W = m(k - 1)W. \quad (1.2)$$

Расчетное значение $\chi^2_W > 5,992$, следовательно, нулевую гипотезу $H_0: W = 0$ можно отклонить и показатель степени согласованности W , полученный в ходе экспертизы, можно считать высоким.

После определения степени согласованности мнений экспертов, произведем расчет групповых оценок по объектам экспертизы методом средних арифметических рангов [128]. Вместо рангов в расчет примем доли дефектов, выраженные в процентах от общего потока.

Полученное в результате исследования распределение дефектов по частоте возникновения в различных узлах ТМППН представим в виде диаграммы на рисунке 1.7.

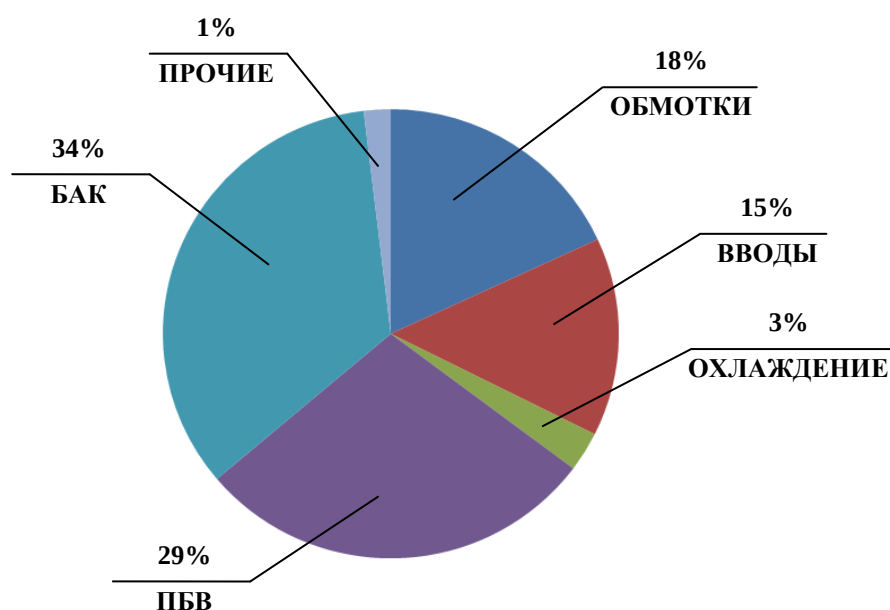


Рисунок 1.7. Распределение дефектов по частоте возникновения в различных узлах трансформаторов типа ТМППН при продолжительной эксплуатации

Необходимо отметить, что несмотря на высокую согласованность мнений экспертов при проведении ранжирования, разброс величин долей потока дефектов значителен, количество выборок малое поэтому полученные данные могут использоваться только как оценочные. Проведенным исследованием автор показал значительность величины потока дефектов в подсистеме обмоток, одной из основных причин которого, по мнению экспертов, являются перегревы.

Дополнительно, на основании предоставленных сервисными компаниями статистических данных, произведен анализ дефектов в трансформаторах, выявленных при входном контроле или непродолжительной эксплуатации [75]. Результаты представлены в виде диаграммы на рисунке 1.8.

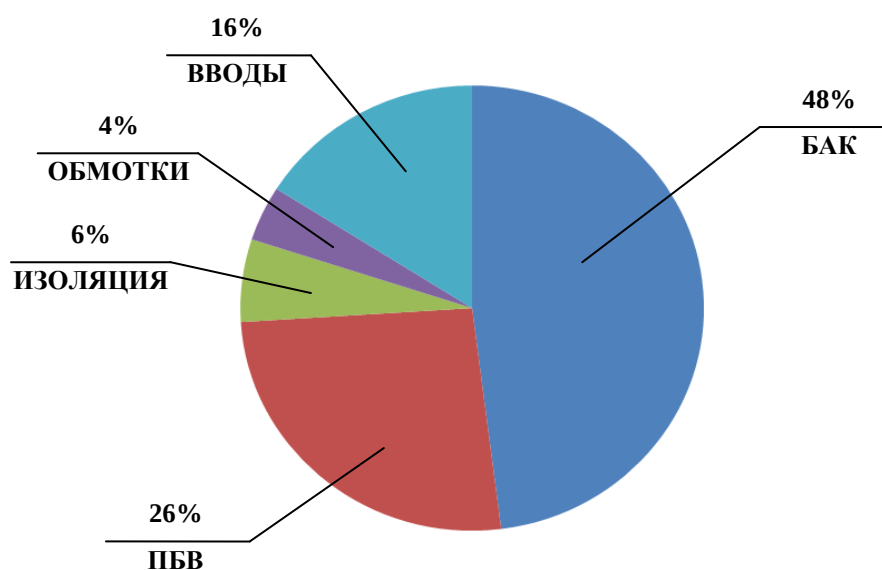


Рисунок 1.8. Распределение дефектов по частоте возникновения в различных узлах ТМППН на стадии ввода в эксплуатацию

Как отмечалось выше, в таблице 1.1 представлено распределение долей трансформаторов различных классов напряжений от общей численности парка для типового НГДП ХМАО-Югры. В дополнение информации, сведенной в таблице 1.1, приведем отношения трансформаторов для классов напряжений 35, 110, 220 кВ к общему числу высоковольтных (35—220 кВ): 220 кВ — 1,03%, 110 кВ — 3,6%, 35 кВ — 95,1%.

Интересной для сравнительного анализа повреждений является выборка представленная в источнике [13]. Учитывая наивысший класс напряжения электрохозяйства НГДП 220 кВ, и предположив, что условия эксплуатации трансформаторов в сетевых компаниях и НГДП подобные, сравним повреждения по узлам трансформаторов 35, 110 и 220 кВ за период с января 1997 г. по ноябрь 2000 г., зарегистрированных Департаментом генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей РАО «ЕЭС России» [13], с относительными потоками отказов ТМПН в аналогичных подсистемах (таблица 1.3).

Таблица 1.3

Распределение повреждений ТМПН и высоковольтных трансформаторов 35, 110, 220 кВ по подсистемам

№	Подсистема	ТМПН	35 кВ		110 кВ		220 кВ	
		%	Кол-во	%	Кол-во	%	Кол-во	%
1	Обмоток	18	61	30	43	13	10	7
2	Магнитопровода	0	0	0	0	0	2	1,5
3	Охлаждения	3	7	3	16	5	8	6
4	РПН	29	4	2	61	18	26	19
5	Вводов	15	27	13	77	23	44	32
6	Уплотнений	34	15	7	35	10	21	15
7	Конструкции*		59	30	75	22	24	18,5
8	Прочие**	1	31	15	31	9	1	1
	ИТОГО:	100	204	100	338	100	136	100

Примечания: * — согласно источнику [13] приведены данные о дефекте «упуск масла», полагая, что указанный дефект вызван значительной разгерметизацией конструкции бака, относим его к подсистеме «система несущих частей и уплотнений», объединяющей пункты 6 и 7. ** — согласно источнику [13] приведены данные о повреждениях, вызванных вандализмом.

Как видно из таблицы 1.3, наибольшие потоки дефектов наблюдаются в системах вводов, обмоток и РПН. Авторами [13] отдельно отмечается, что наиболее тяжелым повреждением трансформатора является внутреннее короткое замыкание.

Помимо вышеуказанных дефектов, значительное число повреждений связано с течью и упуском масла. Согласно наблюдениям специалистов ООО «ЗМБ», наиболее часто возникают дефекты, связанные с разгерметизацией трансформаторов. Причинами течей масла, по их мнению, является старение уплотнительных элементов, ослабление креплений радиаторов и крышки, механические повреждения и работа трансформатора в режиме тепловой перегрузки, повышающим внутреннее давление.

1.4. Причины возникновения дефектов в трансформаторах ТМПН

Жизненный цикл трансформатора представляет собой последовательность взаимосвязанных временных этапов: исследования, проектирование, изготовление, транспортирование, монтаж, эксплуатация и утилизация. Очевидно, что возникновение дефектов возможно на каждом. К примеру, на стадии исследований возможны упущения каких-либо особенностей эксплуатации (солончаковые грунты, предполагающие повышенную частоту разрядов молнии), проектирования — просчеты, изготовления — браки и т.д.

В рамках настоящей работы интересно провести исследование воздействий на этапе эксплуатации. Разделим воздействия на две группы: внешние и внутренние.

К внешним воздействиям отнесем влияния *окружающей среды*: прямые разряды молнии в токоведущие части СТ, влияние температуры и ее перепадов, солнечная радиация, осадки и загрязнения, животные и предметы, вандализм и др.; *смежных комплексов и систем*: коммутационные перенапряжения и прочие всплески, короткие замыкания во внешних цепях, резкие изменения нагрузки, качество сетевого тока и др.

Внутренние воздействия наглядно классифицировать на *технические*: износ, старение, резонансы с емкостями системы, внутренние перераспределения энергий и др.; *эксплуатационные* (воздействия (бездействия) персонала во время обслуживания): нарушения осмотров, контроля, ремонтов, регулировок, испытаний, а также прочих регламентных и профилактических работ.

1.5. Анализ и классификация известных методов и средств диагностики силовых масляных трансформаторов

Как было отмечено в предыдущем параграфе, жизненный цикл трансформатора имеет ряд этапов, на каждом из которых необходим контроль состояния. Фактически, контроль начинается на стадии проектирования и представляет собой разработку модели с последующим экспериментом. На стадии изготовления проверяют качество материалов, отдельных узлов [86] и качество сборки. На основании успешных выходных испытаний готовится паспорт изделия, содержащий основные технические данные. Известен опыт применения автоматических испытательных стендов, формирующих и выводящих на печать паспорт без участия специалиста [11]. Такие устройства позволяют исключить ошибки в работе персонала и снизить издержки. После транспортировки и хранения, которые также имеют ряд требований [8], трансформатор проходит входные испытания у заказчика. Перед вводом в эксплуатацию, смонтированный трансформатор подвергается испытаниям, предусмотренными Правилами устройств электроустановок [9]. На основании проведенного анализа повреждений и причин их возникновения, отметим, что основной поток отказов приходится на этап эксплуатации. Отмеченный факт, а также учет возможных издержек, связанных с аварийными отключениями трансформаторов, обосновывает наибольший объем работ по проверке состояния именно в эксплуатационный период.

В работе [10] классификация мероприятий по диагностике состояния трансформаторов при эксплуатации представлена следующими группами:

1. Мероприятия, не требующие прикосновения к работающему трансформатору: контроль показаний приборов, сигнальных устройств и внешние осмотры.
2. Мероприятия, не требующие отключения, но связанные с необходимостью прикосновения к трансформатору или его вспомогательным устройствам: отбор проб масла, измерение вибрации, отбор газа из сработавшего на сигнал газового реле и др.
3. Мероприятия, выполняемые на отключенном трансформаторе: определение состояния изоляции, обмоток, магнитопровода, высоковольтных вводов, переключающих устройств и др.
4. Мероприятия, выполняемые на трансформаторе, выведенном в ремонт.

Первые две группы мероприятий представляют собой *функциональные* методы — не требующие отключения, вторые две — *тестовые*, для реализации которых вывод трансформатора из работы обязателен. В свою очередь, функциональные методы можно классифицировать по *степени автоматизации*: *неавтоматизированные*, *автоматизированные* и *автоматические*, а также режиму работы: *выборочные*, *периодические*, *непрерывные*.

По аналогии с классификацией дефектов, рассмотрим методы диагностики в виде трех *условных* групп в зависимости от природы контролируемого параметра: *физические, физико-химические* и *электрические*. На рисунке 1.9 представим классификацию подходов диагностики трансформаторов ТМПН, жирным курсивом выделим области исследования настоящей работы. Отдельно отметим способ, основанный на контроле показаний измерительной аппаратуры и визуальных осмотрах трансформатора. Для оценки режима работы на трансформаторы устанавливаются необходимые контрольно-измерительные приборы: амперметры, ваттметры, варметры, вольтметры, приборы учета электроэнергии. Кроме электроизмерительных приборов, трансформатор оснащают маслоуказателями, манометрами, термометрами, сигнализацией работы нагнетательных устройств системы охлаждения и др. При осмотрах проверяется состояние изоляции, отслеживаются сколы, трещины, загрязнения, устройства регулирования, общую целостность конструкции и отсутствие течей масла в местах уплотнений. Увлажнение масла можно контролировать по цвету индикационного силикагеля.

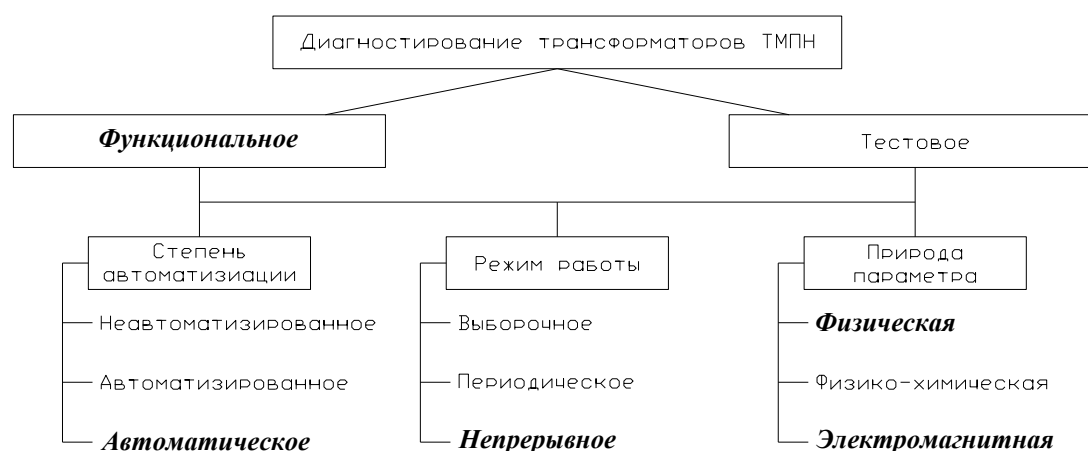


Рисунок 1.9. Классификация подходов диагностики трансформаторов ТМПН

В качестве результата анализа работ [3, 4, 5, 6, 7, 10, 13, 12, 14, 27, 30, 36, 37, 38, 99, 115] и других источников, затрагивающих подходы к диагностике трансформаторного оборудования, классифицируем известные способы диагностики по группам, характеризующим природу контролируемого параметра. Отдельно проведем сравнительный анализ известных методов и средств диагностирования и прогнозирования тепловых состояний силовых трансформаторов.

Физико-химические способы диагностики

Идентифицировать внутренние повреждения можно на основании проверки состояния трансформаторного масла. На свойства масла влияют местные перегревы, частичные разряды в масле и твердой изоляции, искрения в контактных соединениях, увлажнение, загрязнение, окисления, естественного старения и др. При физико-химическом анализе масла возможен контроль нижеприведенных показателей качества.

Механических примесей, представляющих собой осадок или взвесь нерастворенных веществ: пыли, волокон, частиц краски и лака и др. Помимо указанных, в результате горения электрической дуги, в масле образуются твердые обуглившиеся частицы, называемые взвешенным углеродом. Наличие нерастворенных частиц можно определить поднесением на свет стеклянного сосуда, встрянутого перед просмотром.

Влагосодержание масла даже в малых концентрациях значительно определяет его свойства. Повышение влагосодержания может свидетельствовать либо о разгерметизации трансформатора, либо о значительном старении масла. Контроль влагосодержания

осуществляется по количеству водорода, выделяемого при взаимодействии масла с гидридом кальция.

Влагосодержание твердой изоляции измеряется в лаборатории используя специальные образцы, расположенные под соответствующим люком или куски изоляционного картона. В связи с необходимостью разгерметизации трансформатора, очевидно, что этот способ применяется при капитальном ремонте.

Кислотное число масла соответствует количеству едкого калия, которое необходимо для нейтрализации кислот в 1 г масла.

Водорастворимые кислоты и щелочи в масле свидетельствуют о его окислении, разрушении. Агрессивные кислоты могут способствовать коррозии металла и старению твердой изоляции. Индицирование кислот и щелочей осуществляется при помощи лакмусовых веществ.

Стабильность масла определяется проведением его искусственного старения в специализированных установках.

Газосодержание масла измеряется абсорбциометром. Его значение определяют при дегазации и азотировании масла.

Состав газа не растворенного в масле контролируется на газоанализаторе или хроматографе. После взятия пробы из газового реле, ведется контроль следующих компонентов: водорода, метана и этана, ацетилена и этилена, окиси углерода, углекислого газа. По объемному содержанию газов делаются выводы о возможных причинах их появления: электрическая дуга в масле или на твердой изоляции, нагрев, частичные разряды.

Состав газа растворенного в масле (хроматографический анализ) выполняется на хроматографе. Лаборатория по результатам анализа указывает на отклонение от нормы содержания растворенных газов: углекислого газа CO_2 , окиси углерода CO , водорода H_2 , кислорода O_2 , азота N_2 и углеводородов: метана CH_4 , ацетилена C_2H_2 , этилена C_2H_6 . С помощью хроматографического анализа можно выявить дефекты твердой изоляции, частичные разряды и перегревы металла.

Содержание фурановых соединений определено старением твердой изоляции из бумаги и картона, которые состоят из молекул целлюлозы. Результатом химических реакций, в которых участвуют целлюлоза, является фурановые соединения. Существует зависимость между содержанием фурановых производных и диэлектрическими параметрами изоляции. Определение содержания фурановых соединений возможно хроматографическим и диэлькометрическими методами.

Физические способы диагностики

К текущей группе отнесем способы, в основе которых лежит контроль физических параметров трансформатора и его элементов: физические свойства масляной изоляции, давление, температура, вибрации и др.

Температура вспышки определяет способность масла к испарению, вследствие которого растет его вязкость, меняется его состав. Температуру можно определить следующим образом: поместить масло в закрытый сосуд и контролировать температуру вспышки выделяемых газов, смешивающихся с воздухом.

Температура застывания представляет собой наибольшую температуру, при которой вязкость масла увеличивается настолько, что при наклоне пробки на угол в 45 градусов, его уровень не меняется в течение 1 минуты. Очевидно, что повышение температуры застывания масла приводит к ухудшению работы систем трансформатора.

Температура наиболее нагретой точки контролируется при помощи датчиков, установленных в местах наибольшего нагрева. Сложность установки точечных датчиков ограничивает применение таких измерений. Проблема выбора места для размещения датчиков в зонах наибольшего нагрева решается при помощи волоконно-оптических датчиков, встраиваемых в узлы при изготовлении.

Температура верхних слоев масла контролируется при помощи датчиков, установленных на верху охладителя. Необходимо учитывать, что измеренная температура может значительно отличаться от температуры наиболее нагретых точек. Достоверность можно повысить, связав температуру верхних слоев с температурой наиболее нагретой через нагрузочный ток. Коэффициенты модели можно определить при испытании трансформатора. На основании температурного режима можно рассчитать старение изоляции.

Температура внешних поверхностей трансформатора и его контактных соединений (тепловизионный контроль) контролируется высокочувствительной термографической аппаратурой — тепловизорами. Главное преимущество метода состоит в том, что возможно выявление дефектов оборудования в эксплуатации, на ранней стадии их возникновения.

Вибрация обмоток и сердечника измеряется акселерометрами, установленными на стенках бака. Контролируются частоты в диапазоне 10—1000 Гц. На холостом ходу основным источником колебаний является магнитопровод, в нагрузочном режиме — магнитопровод и обмотки.

Звуковые колебания регистрируются акустическими датчиками. Способ такого контроля позволяет отследить дефекты в нагнетательных устройствах, устройствах регулирующих напряжение, а также частичные разряды на изоляции. Акустические методы также позволяют определить образование пузырьков в трансформаторном масле. Для регистрации звуковых волн на трансформаторе устанавливаются пьезоэлектрические датчики.

Электромагнитные способы диагностики

Пробивное напряжение масла проверяется в стандартном разряднике, представляющем собой два электрода (сферической или плоской формы), расположенные взаимно параллельно в фарфоровой посуде на расстоянии 2,5 мм. Снижение пробивного напряжения свидетельствует о развивающемся дефекте в трансформаторе, сопровождающимся его загрязнением или старением.

Тангенс угла диэлектрических потерь отображает изменение активной составляющей тока через реальный диэлектрик, по которому можно судить об ухудшении изоляции. Определение $\tan \delta$ масла осуществляется в специальном сосуде с электродами при помощи моста переменного тока. Измерение $\tan \delta$ осуществляется в электротехнической лаборатории.

Коэффициент абсорбции представляет отношение сопротивлений изоляции, измеренных через 60 с после подачи напряжения от мегаомметра и через 15 секунд. Коэффициент абсорбции характеризует степень увлажнения и загрязнения изоляции и лежит в интервале 1,5—2 для сухой, близок к 1 для увлажненной.

Испытание изоляции повышенным напряжением осуществляется специальными трансформаторами напряжением промышленной частоты. Изоляцию считают прошедшей испытания, если не зарегистрировано резких возрастаний токов, потрескиваний или иных свидетельств пробоев. Такой способ позволяет выявить скрытые дефекты, которые сложно обнаружить другими методами.

Сопротивление обмоток постоянному току контролируется в процессе эксплуатации и не должно значительно меняться в течение времени. Из-за малости сопротивлений обмоток, их измеряют с помощью мостов или методом падения напряжения. Изменение сопротивления может свидетельствовать об ухудшении контактных соединений, межвитковых замыканиях. Рассматриваемым способом возможно осуществить оценку состояния контактов РПН.

Опыт холостого хода традиционно проводится при выходных испытаниях на заводах-изготовителях и после капитальных ремонтов с целью выявления возможных дефектов первичной обмотки и магнитопровода. Классическая схема представляет измерение тока и мощности потерь холостого хода при номинальном напряжении, что позволяет оценить параметры схемы замещения первичной обмотки и ветви намагничивания.

Отклонение измеренных значений от паспортных не должны отличаться более чем на 10%. Известны способы контроля аналогичных параметров схемы замещения трансформатора, по мгновенным значениям тока и напряжения.

Опыт короткого замыкания, как и опыт холостого хода, в основном производится на заводах-изготовителях, результатами которого являются значения напряжения короткого замыкания и мощность потерь. Для организации опыта замыкают одну обмотку накоротко, а ко второй подводят пониженное напряжение. Повышая напряжение, добиваются номинального значения тока во вторичной обмотке и фиксируют его. Сопротивление короткого замыкания можно оценить отношением приложенного напряжения к току, возникшего в его результате. Контроль значений сопротивления короткого замыкания в эксплуатации позволяет отслеживать деформации обмоток в результате протекания по ним сверхтоков. Известны способы контроля сопротивления короткого замыкания по мгновенным значениям тока и напряжения.

Контроль индуктивности обмоток осуществляется расчетным путем по мгновенным значениям тока и напряжения на каждом периоде основной частоты тока. Расчет индуктивности осуществляется в режиме реального времени и сравнивается со значением уставки.

Реакция обмоток на низковольтные импульсы также позволяет отследить изменение геометрии трансформатора. Способ представляет собой осциллографирование переходных процессов, вызываемых короткими импульсами. Способ может использовать как искусственно сформированные импульсы, так и воздействия естественных возбудителей колебаний — коммутационные и грозовые всплески. С исправного трансформатора снимается нормограмма, которая в последствии сравнивается с осциллограммой, снятой во время эксплуатации.

Частотные характеристики обмоток определяются путем подачи на их входы изменяемого по частоте напряжения, а в нейтрали или в других обмоток регистрируются отклики — реакции на сигнал особой формы. Метод частотных характеристик считается более чувствительным в сравнении с методом низковольтных импульсов.

Уровень частичных разрядов (ЧР) можно контролировать электрическими и акустическими датчиком. Основная проблема электрической регистрации ЧР — помехи со стороны сети и нагрузки. Для решения этой проблемы используются цифровые и адаптивные фильтры. Особенно эффективно размещение датчиков внутри бака. Расположение датчиков и соединение их контролирующей системой, позволяет получить двух- и трехмерные картины.

Коэффициент трансформации трансформатора в условиях эксплуатации измеряется методом двух вольтметров и сравнивается с заводскими значениями. Отклонения не должны превышать 2%. При отклонениях можно судить о неправильном подключении отпаек к устройству регулирования.

Группа соединений трансформатора характеризует угол между векторами линейных напряжений одноименных фаз. Несоответствие группы может указывать на неправильное подключение отводов обмоток к выводам трансформатора.

Фазировка трансформатора с сетью производится перед подачей на аппарат напряжения, в местах его установки.

Емкостной метод контроля изоляции вводов заключается в измерении значения тока небаланса в нулевом проводе звезды, образованной соединением измерительных отводов трех вводов трансформатора. При повреждении одного из вводов его емкость увеличивается, что способствует увеличению тока небаланса.

Диэлькометрический метод измерения влажности основан на зависимости диэлектрических характеристик материала от его влажности. Принцип основан на организации переменного электрического поля с помощью датчика диэлькометрического прибора на контролируемом участке и измерении его диэлектрических характеристик.

Сравнительный анализ известных методов и средств диагностирования тепловых состояний СТ

Известны тепловые модели, которые могут быть использованы при построении устройств контроля и прогнозирования теплового состояния трансформаторного оборудования, основой которых является алгоритм расчета температуры ННТ, описанный в [119, 120].

Известен алгоритм расчета температуры трансформатора, предложенный к построению устройств микропроцессорной защиты [64]. Структурная схема предлагаемого устройства содержит следующие функционально блоки: блок нагрузки трансформатора, блок расчета постоянной времени нагрева обмотки, блок измерения температуры масла, блок автоматики управления охлаждением трансформатора, блок расчета изменения сопротивления обмотки от температуры, блок сравнения и сигнализации, блок расчета температуры обмотки.

В [63, 65, 69, 70] предложено устройство управления системой охлаждения трансформатора, содержащее ключевой блок расчета, представляющий собой тепловую модель трансформатора. Тепловая трехмассовая модель трансформатора, согласно [65], представлена дифференциальными уравнениями тепловых процессов, содержащими коэффициенты, характеризующие массогабаритные параметры трансформатора и процессы теплоотдачи.

Общим недостатком описанных выше подходов является то, что они не учитывают влияние дополнительного нагрева добавочными потерями, вызываемыми рядом значимых факторов.

Известна модель, предлагаемая к использованию в системах диагностики и мониторинга [67], которая помимо теплового изменения сопротивления обмотки дополнительно учитывает добавочные потери в обмотках на вихревые токи, что наделяет ее несколько большей адекватностью при моделировании теплового состояния трансформаторов в режимах номинальных параметров сети. Однако известный подход не учитывает влияние ряда факторов, а также не предусматривает их непрерывный контроль и корректировку коэффициента добавочных потерь.

Модель, предложенная в [93], которая также может быть использована в качестве основы при построении системы мониторинга СТ, отличается от описанных выше тем, что учитывает дополнительный нагрев вследствие добавочных потерь, вызванных высшим гармоническим составом сетевого тока. Для использования модели [93] ее автором произведена оценка коэффициентов, учитывающие в модели потери на вихревые токи в обмотках и конструкционных элементах трансформатора.

Недостатком вышеуказанных тепловых моделей является то, что они не учитывают ряда значимых факторов, таких как фактор несимметрии питающего напряжения по нулевой последовательности, фактор повышенной частоты питающего напряжения и др. Дополнительно отметим, что модель учитывает только часть эффектов, вызываемых отклонением параметров сети. К примеру, при действии высших гармоник не учитывают микротоков в магнитопроводе, как непосредственно являющихся потерями, так и вызывающих эффект магнитной вязкости, косвенно оказывающий влияние на потери короткого замыкания, изменение сопротивления вследствие поверхностного эффекта и эффекта близости и др. Степень проявления таких эффектов зависит от рецепторной электромагнитной характеристики совместимости устройства с питающей сетью, определяемой конструктивными особенностями СТ.

2. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ МНОГОФАКТОРНОГО АДАПТИВНОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТМПН

В настоящее время разработано значительное количество систем мониторинга силовых трансформаторов. Среди них известны устройства контроля теплового состояния масляных трансформаторов [67, 112, 111], основанные на прямом измерении температуры верхних слоев масла, нагрузки, атмосферных воздействий и расчете по тепловой модели температуры наиболее нагретой точки трансформатора. Такие устройства позволяют производить с некоторой точностью он-лайн контроль теплового состояния трансформатора, прогнозировать остаточный ресурс изоляции, сигнализировать об ожидаемых тепловых перегрузках, формировать сигналы управления регулирующей нагрузку аппаратуре, системе охлаждения, формировать оптимальный график нагрузки и др.

Недостаток таких устройств в том, что они рассматривают объект контроля локально и не достаточно детально, без учета сопряженных с ним совокупностей значимых факторов: источника энергии, характеристики электромагнитной совместимости объекта и источника, структурности объекта, нагрузки, что значительно снижает их точность в различных режимах. Предполагается, что устранение такого недостатка лежит в применении **адаптивного, системно-факторного и системно-энергетического принципов** при анализе состояния объекта.

2.1. Разработка системно-факторного и адаптивного принципов методики многофакторного адаптивного диагностирования и прогнозирования тепловых процессов в трансформаторах ТМПН

Системно-факторный подход к прогнозированию теплового состояния трансформатора состоит в выявлении необходимого набора причин (факторов), обуславливающего изменение контролируемых переменных (температур СТ) объекта, рассматриваемого как элемент некоторой системы, количественной оценке влияния выявленных причин и прогнозировании переменных на будущее.

Фактором назовем движущую силу процесса изменения теплового состояния трансформатора (потоки энергий) или влияющее на такой процесс условие [24]. Первую группу условно обозначим количественными факторами, вторую качественными. Количественные факторы оказывают влияние на значения контролируемых температур, к ним относятся: параметры питающей сети, параметры объекта исследования, параметры нагрузки, параметры окружающей среды, характеристика электромагнитной совместимости СТ. Качественные факторы оказывают влияние на распространение энергии в СТ, качество тепловых переходных процессов. К качественным факторам относятся: параметры питающей сети, влияющие на распределение потерь энергии в подсистемах СТ, исходное состояние СТ до начала переходных процессов (тепловых и электромагнитных), характеристика электромагнитной совместимости СТ, влияющая на распределение потерь энергии в подсистемах СТ, тепловые параметры СТ и др. Одни и те же факторы могут влиять и на распределение в пространстве СТ и на значения температур его различных частей. К примеру фактор несимметрии питающего напряжения по нулевой последовательности увеличивает температуру ННТ СТ за счет дополнительного тепловыделения в конструктивных узлах и влияет на перераспределение тепла, переходные тепловые процессы.

Факторный подход позволяет решить три задачи [24, 21]:

1. Описать объект диагностирования всесторонне, максимально полно.

2. Ограничить число факторов до необходимого набора, удовлетворяющего требуемой точности при адекватной сложности.

3. Перейти от стохастической зависимости контролируемой переменной от факторов к детерминированной зависимости.

Исследуя трансформаторы для погружных электрических центробежных насосов, предназначенных для подъема пластовой жидкости, питаемых от станций управления, в том числе оснащенных преобразователями частоты, выделим нижеследующие значимые факторы.

Количественные: амплитуда напряжения питающей сети, частота основной гармоники напряжения питающей сети, интегральный гармонический состав напряжения питающей сети (амплитуда, номер гармоники), коэффициент несимметрии по обратной последовательности, коэффициент несимметрии по нулевой последовательности; ток нагрузки; паспортные данные объекта диагностирования; температура окружающей среды, скорость воздушных масс; зависимости потерь в трансформаторе от параметров сети.

Качественные: интегральный гармонический состав напряжения питающей сети (амплитуда, номер гармоники), коэффициент несимметрии по обратной последовательности, коэффициент несимметрии по нулевой последовательности; ток нагрузки; параметры объекта диагностирования, начальные координаты теплового состояния; рецепторная электромагнитная характеристика совместимости СТ.

Представим на рисунке 2.1 схему многофакторной модели диагностирования теплового состояния трансформатора. Обозначим вышеперечисленные факторы по группам: $\{F_C\}$ — совокупность факторов питающей сети, $\{F_{CT}\}$ — совокупность факторов силового трансформатора, $\{F_{OC}\}$ — совокупность факторов окружающей среды, $\{F_H\}$ — совокупность факторов нагрузки.

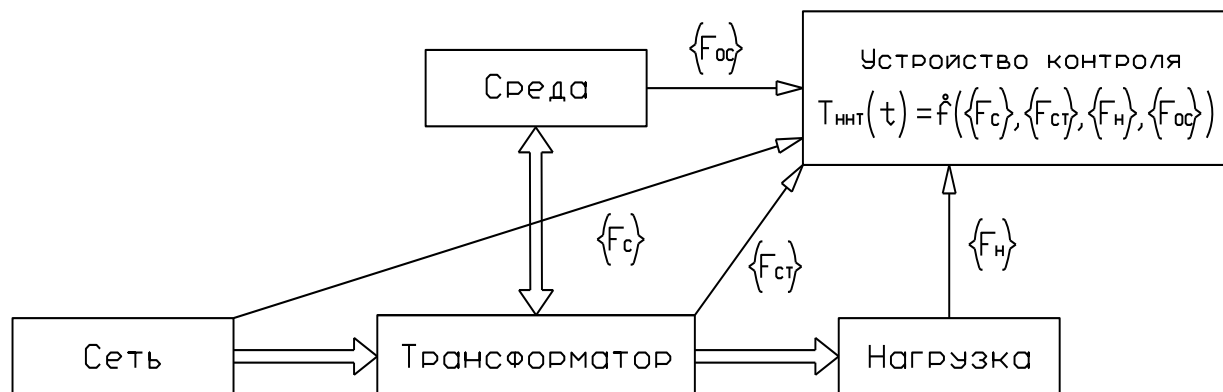


Рисунок 2.1. Схема многофакторной модели прогнозирования теплового состояния СТ

Для сравнения, на рисунке 2.2, представим схему известной модели прогнозирования теплового состояния трансформатора на основе прямого контроля температуры. Обозначим T_{OC} — температура окружающей среды, $\{F_{CT}\}$ — совокупность параметров трансформатора, I_{CT} — ток силового трансформатора, $T_{ВСМ}$ — температура верхних слоев масла СТ, $T_{ННТ}$ — температура наиболее нагретой точки СТ (контролируемая переменная), t — время.

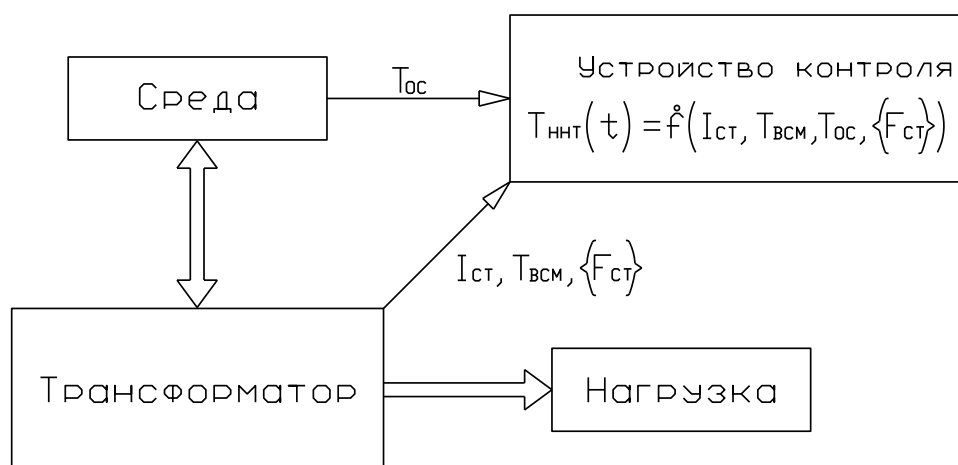


Рисунок 2.2. Схема традиционной модели прогнозирования теплового состояния СТ

В традиционной модели используются следующие количественные факторы: ток трансформатора, температура окружающей среды; качественные факторы: температура верхних слоев масла, параметры трансформатора по ГОСТ 14209-97, такие как показатели масла и обмотки СТ, тепловые постоянные узлов, превышения температур различных частей СТ и др.

Малое количество используемых традиционным подходом факторов и знание функции, с некоторой точностью отображающей зависимость контролируемой переменной от этих факторов, характеризует традиционный подход как детерминированный [21]. Очевидно, что в действительности функциональная зависимость контролируемой величины от набора факторов трудно формализуема, известные зависимости неполные. Увеличение точности модели может быть достигнуто за счет ее самоадаптации: анализа стохастических зависимостей контролируемой величины от факторов, уточнении функциональных зависимостей и последующей интеграции результатов исследования стохастической и детерминированной факторной модели для конкретных групп трансформаторов. Такой подход подобен принципу построения факторных моделей по теории планирования эксперимента [96], однако, выгодно отличается от моделей типа «черный ящик» [19, 90, 96] тем, что основывается на начальной передаточной функции, основанной на теоретических выкладках. К примеру, зависимости могут быть уточнены для трансформаторов одного производителя с подобными параметрами и характеристиками.

Представим этапы уточнения начальной факторной модели на основании результатов стохастического факторного моделирования:

1. Построение теоретически обоснованной начальной факторной модели.
2. Продолжительное измерение факторов и контролируемых переменных; получение результатов моделирования начальной факторной модели для измеренных факторов.
3. Проведение ретроспективного анализа зависимостей температур объекта от факторов, расчет корректирующих коэффициентов факторной модели.
4. Корректировка факторной модели — адаптация к объекту.

На рисунке 2.3 представим алгоритм адаптивной многофакторной модели прогнозирования с циклом корректировки функциональной зависимости мощности потерь ЭЭ в ТМПН от факторов.

2.2. Разработка системно-энергетического принципа методики многофакторного адаптивного диагностирования и прогнозирования тепловых процессов в трансформаторах ТМПН

Распределение электромагнитной энергии в трансформаторе неоднородно, зависит от параметров сети и параметров самого трансформатора. Неоднородность распределения электромагнитной энергии определяет различие интенсивностей преобразования ее в тепло в подсистемах трансформатора, в зависимости от режима работы. Неоднородность материалов подсистем трансформатора влияет на процесс распространения, аккумуляции и излучения тепла.

В традиционном подходе к прогнозированию (рисунок 2.2), трансформатор, как теплоемкий элемент, рассматривается упрощенно, в виде двух масс, источник энергии, представляющий собой потери в стали и меди, обобщается. Известна детализированная модель трансформатора, представленная в виде трех масс и двух источников тепла [65, 63]. Однако такое упрощенное представление исследуемого трансформатора ТМПН значительно снизит точность прогнозирования по причине сильной связи потерь электромагнитной энергии от параметров сети и трансформатора. Для повышения точности прогнозирования, воспользуемся системно-энергетическим подходом к рассмотрению трансформатора ТМПН в многофакторной модели прогнозирования [28, 29, 20].

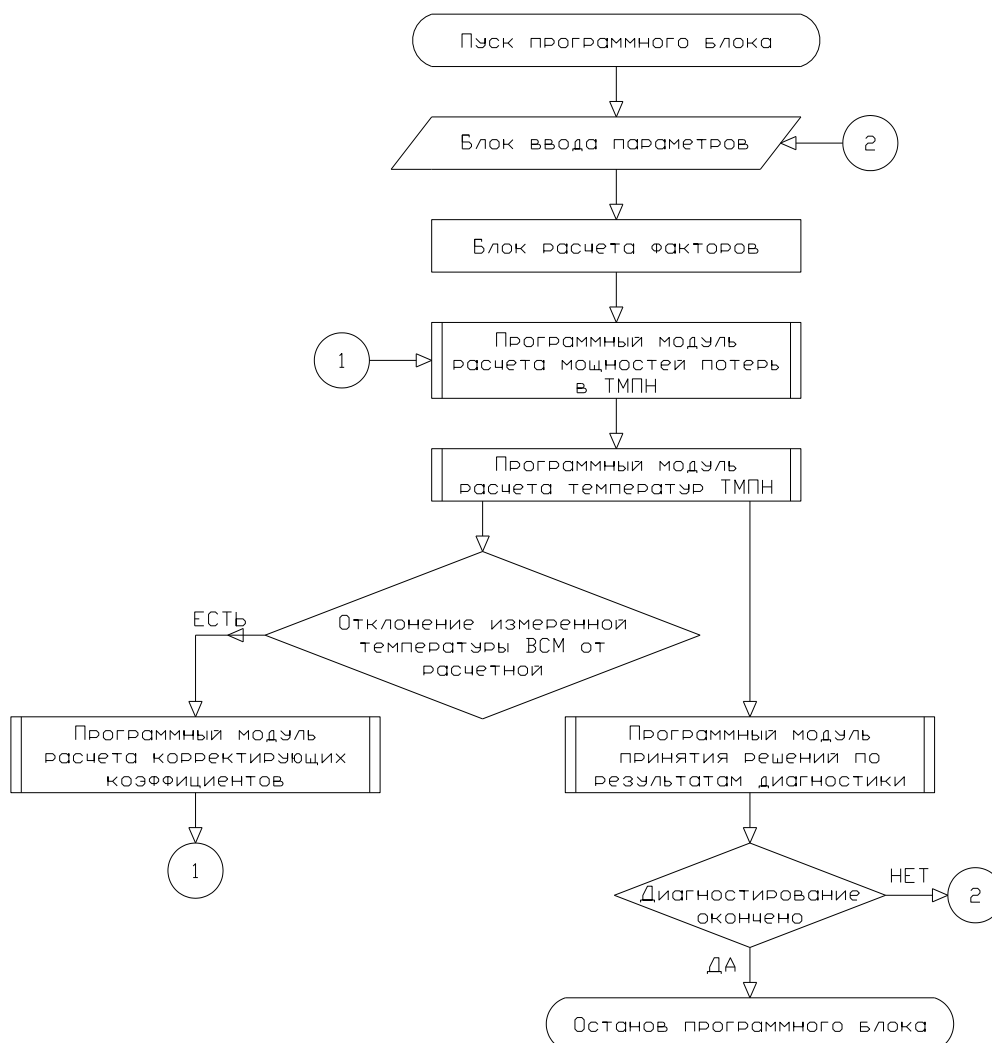


Рисунок 2.3. Алгоритм адаптивной многофакторной модели диагностирования

Системным подходом будем считать метод рассмотрения трансформатора ТМПН как системы: целостного комплекса взаимосвязанных элементов [20].

Для реализации поставленной задачи воспользуемся следующими аспектами системного подхода: системно-элементным и системно-структурным [19]. Задачей первого будет выявление элементов (узлов или подсистем), составляющих трансформатор ТМПН как электромагнитную и тепловую системы. Задачей второго — выявление внутренних связей, особенностей процессов преобразования энергий и зависимостей между элементами.

Представляя ТМПН в виде структурной энергетической схемы, по аналогии с [28, 29], как отображение совокупности, характера связей и отношений между его подсистемами, берем за основу закон сохранения энергии, и называем такой подход, системно-энергетическим.

Применительно к трансформатору как совокупности подсистем различной физической природы, преобразующему электрическую энергию для реализации технологического процесса добычи нефти, конкретными носителями энергии выступают энергоемкие элементы: индуктивные и емкостные элементы, магнитные элементы, теплоемкие элементы, а также элементы, рассеивающие энергию — резистивные элементы электрических цепей, теплопередающие элементы тепловых цепей, диссипативные механические цепи. От типа элемента зависит форма его энергии: электроемкостные и магнитные цепи накапливают потенциальную энергию W_n^T , индуктивные, механические — кинетическую W_n^U [28]. Для момента времени t запасенная трансформатором энергия будет представлена выражением (2.1), рассеиваемая системой энергия W^R — выражением (2.2) [28].

$$W_k = \sum_n (W_n^U + W_n^T), \quad (2.1)$$

$$W_R = \sum_n W_n^R. \quad (2.2)$$

Согласно принципу сохранения и превращения энергии, констатирующему тот факт, что энергия любой замкнутой системы при всех процессах, протекающих в ней, сохраняется, при этом энергия может только превращаться из одной формы в другую и перераспределяется между частями системы, для подсистемы m трансформатора, условно принятого за замкнутую систему, можно записать [28]:

$$\sum_n W_{mn} = W_{m,ex} - W_{m,blx}, \quad (2.3)$$

где $W_{m,ex}$ — энергия полученная подсистемой, $W_{m,blx}$ — энергия отданная подсистемой.

Тогда система в целом описывается выражением [28]:

$$\sum_m \left(\sum_n W_{mn} \right) = W_{эс} - W_{эд}, \quad (2.4)$$

где $W_{эс}$ — энергия полученная трансформатором от питающей сети, $W_{эд}$ — энергия, переданная системе «кабель — погружной электродвигатель насоса».

Наиболее общей формулировкой пространственно-временных преобразований энергии является теорема Умова-Пойнтинга, на основании которой можно характеризовать энергетический обмен между источником и потребителем. Для детального рассмотрения процессов, наглядным будет произвести ряд преобразований первого (2.5) и второго (2.6) уравнений Максвелла в дифференциальной форме, являющихся частью вывода теоремы Умова-Пойнтинга в дифференциальной форме [127].

$$\text{rot}\vec{H} = \varepsilon_a \frac{\partial \vec{E}}{\partial t} + \sigma \vec{E} + j_{CT}. \quad (2.5)$$

$$\text{rot}\vec{E} = -\mu_a \frac{\partial \vec{H}}{\partial t}. \quad (2.6)$$

где H — вектор напряженности магнитного поля, E — вектор напряженности электрического поля, ε_a — значение диэлектрической проницаемости, μ_a — значение магнитной проницаемости, σ — коэффициент удельной электропроводности среды, j_{CT} — плотность токов сторонних источников.

Помножим выражение (2.5) и (2.6) на $\vec{E}$ и $\vec{H}$ соответственно, вычтем из (2.5) (2.6). В итоге получаем следующие соотношения [127]:

$$\vec{E} \cdot \text{rot}\vec{H} - \vec{H} \cdot \text{rot}\vec{E} = \varepsilon_a \vec{E} \frac{\partial \vec{E}}{\partial t} + \sigma \vec{E}^2 + j_{CT} \vec{E} + \mu_a \vec{H} \frac{\partial \vec{H}}{\partial t}, \quad (2.7)$$

$$\vec{E} \cdot \text{rot}\vec{H} - \vec{H} \cdot \text{rot}\vec{E} = -\text{div}[\vec{E} \cdot \vec{H}]. \quad (2.8)$$

С учетом выражения (2.8), проинтегрируем (2.7) соотношение по объему V [127]:

$$\int_V \text{div}[\vec{E} \cdot \vec{H}] dV + \int_V \left(\varepsilon_a \vec{E} \frac{\partial \vec{E}}{\partial t} + \mu_a \vec{H} \frac{\partial \vec{H}}{\partial t} \right) dV + \int_V \sigma \vec{E}^2 dV + \int_V j_{CT} \vec{E} dV = 0, \quad (2.9)$$

$$\int_V \text{div}[\vec{E} \cdot \vec{H}] dV = \int_S [\vec{E} \cdot \vec{H}] dS, \quad (2.10)$$

$$\vec{P} = [\vec{E} \cdot \vec{H}], \quad (2.11)$$

$$\int_S [\vec{E} \cdot \vec{H}] dS = \int_S \vec{P} dS. \quad (2.12)$$

Вектор Умова-Пойнтинга (2.12) характеризует поток энергии в единицу времени через единичную площадь и представляет собой форму закона сохранения энергии. Таким образом, изменение энергии внутри объема V происходит за счет притока (оттока) электромагнитной энергии через поверхность S [127].

Для процесса преобразования энергии в СТ можно записать уравнение баланса (2.13), где P_C — выделяемая сторонними источниками (2.14), P_T — мощность тепловых потерь (2.15), $P_{\mathcal{E}}$ — мощность энергии, запасенной электрическим полем (2.16), P_M — мощность энергии, запасенная магнитным полем (2.17), $P_{ПП}$ — мощность преобразованной энергии [127].

$$P_C = P_T + P_{\mathcal{E}} + P_M + P_{ПП}. \quad (2.13)$$

$$P_C = \int_V j_{CT} \vec{E} dV, \quad (2.14)$$

$$P_T = \int_V \sigma \vec{E}^2 dV, \quad (2.15)$$

$$P_{\mathcal{E}} = \int_V \varepsilon_a \vec{E} \frac{\partial \vec{E}}{\partial t} dV, \quad (2.16)$$

$$P_M = \int_V \mu_a \vec{H} \frac{\partial \vec{H}}{\partial t} dV. \quad (2.17)$$

Интенсивность рассеивания системой трансформатора энергии W^R представляет собой потери P_T , вызывающие нагрев трансформатора. Потери удобно разбить на две группы: потери сопряженные с протеканием тока по обмоткам и потери сопряженные с действием основного магнитного потока и потоков рассеяния. Первая группа включает в себя диэлектрические: релаксационные и от токов утечки; «джоулевы»: потери от токов основной частоты, циркуляционных и вихревых токов с учетом скин-эффекта и эффекта близости. Вторая группа включает потери в магнитной системе и конструкционных нетокопроводящих частях СТ: потери на гистерезис, вызванные неоднородностью структуры магнитных материалов, потери на микровихревые токи «Фуко» в пластинах сердечника, потери на макровихревые токи «Фуко», индуцируемые в массивных токопроводящих узлах трансформатора, с учетом «магнитной вязкости», обуславливающей вытеснение основного магнитного потока, электромеханические потери, вызванные магнитострикцией, вибрацией пластин в пакетах.

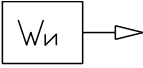
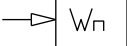
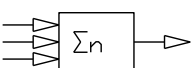
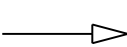
При номинальной частоте 50 Гц, основную часть «паспортных» потерь составляют потери «Джоуля-Ленца», вызванные активным сопротивлением, близким по своему значению сопротивлению постоянному току, потери на гистерезис и микротоки «Фуко» в магнитопроводе. Остальные потери являются добавочными и представляют собой величину в несколько процентов основных. При протекании в трансформаторе несинусоидальных и несимметричных токов, проявляются скрытые в нормальном режиме вышеотмеченные эффекты [50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 60]. Добавочные потери при этом возрастают и способны оказать дополнительное тепловое воздействие, опускание которого очевидно опасно.

Для составления структурной энергетической схемы ТМПН, необходимой для анализа структуры и взаимосвязей источников потерь, определим ее элементы по [28] и внесем их в таблицу 2.1.

На рисунке 2.4 представим структурную энергетическую схему ТМПН.

Таблица 2.1

Описание элементов энергетической структурной схемы ТМПН

№	Наименование	Основное уравнение	Графическое изображение
1	Источник энергии	W_{II}	
2	Приемник энергии	W_{II}	
3	Преобразователь энергии	W_k/W_m	
4	Сумматор	$\sum_n W_n$	
5	Силовой канал передачи энергии	$W_1(t) = W_2(t)$	
	Канал передачи энергии	$W_1(t) = W_2(t)$	
6	Подсистема трансформатора	—	

Основная доля рассеиваемой энергии будет преобразовываться в подсистемах обмоток, магнитопровода и конструктивной подсистеме (бак и нетоковедущие металлические элементы). Интенсивность преобразования зависит от конструктивных особенностей трансформаторов ТМПН, отображающих рецепторную электромагнитную характеристику совместимости трансформатора с нагрузкой и сетью, а также параметров самой нагрузки и факторов сети.

Рассмотрим в последующих параграфах особенности конструкций ТМПН, производимых для российского нефтяного рынка, выявим зависимости потерь в ТМПН от различных факторов, произведем оценку потерь.

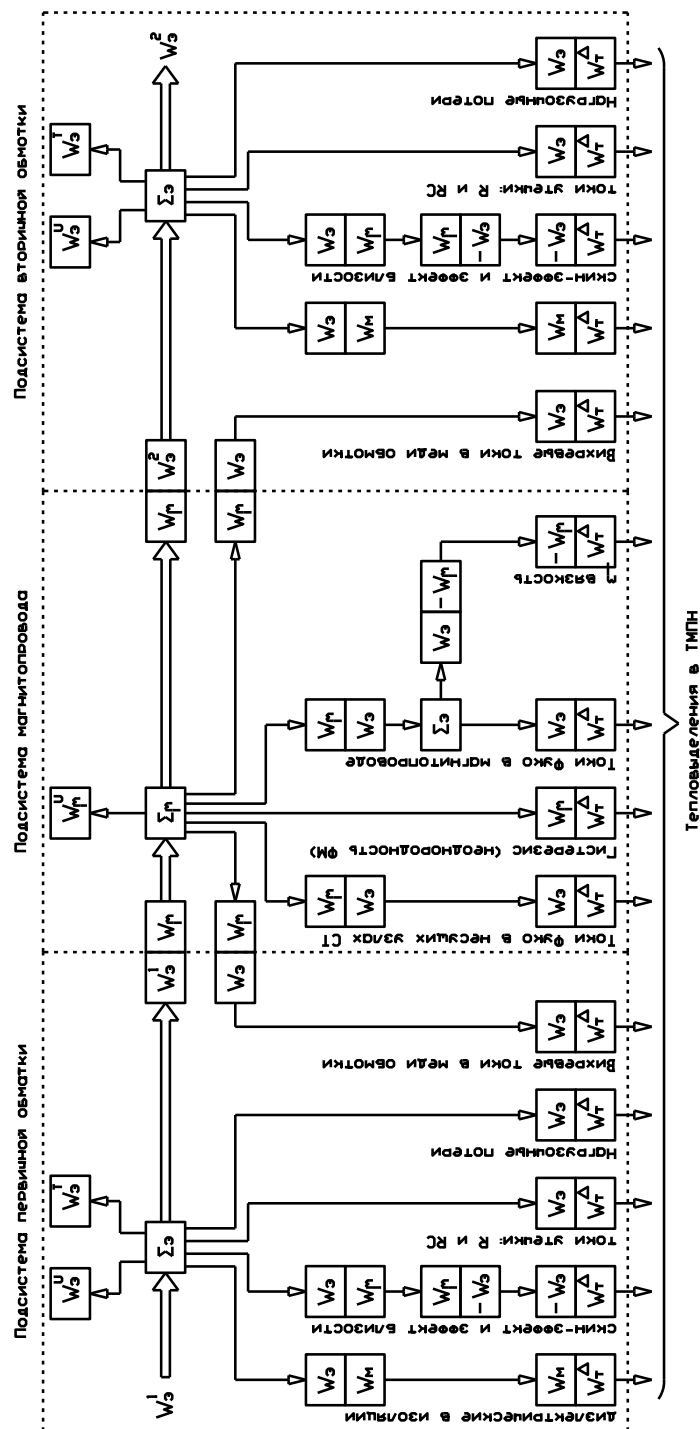


Рисунок 2.4. Структурная энергетическая схема ТМПН

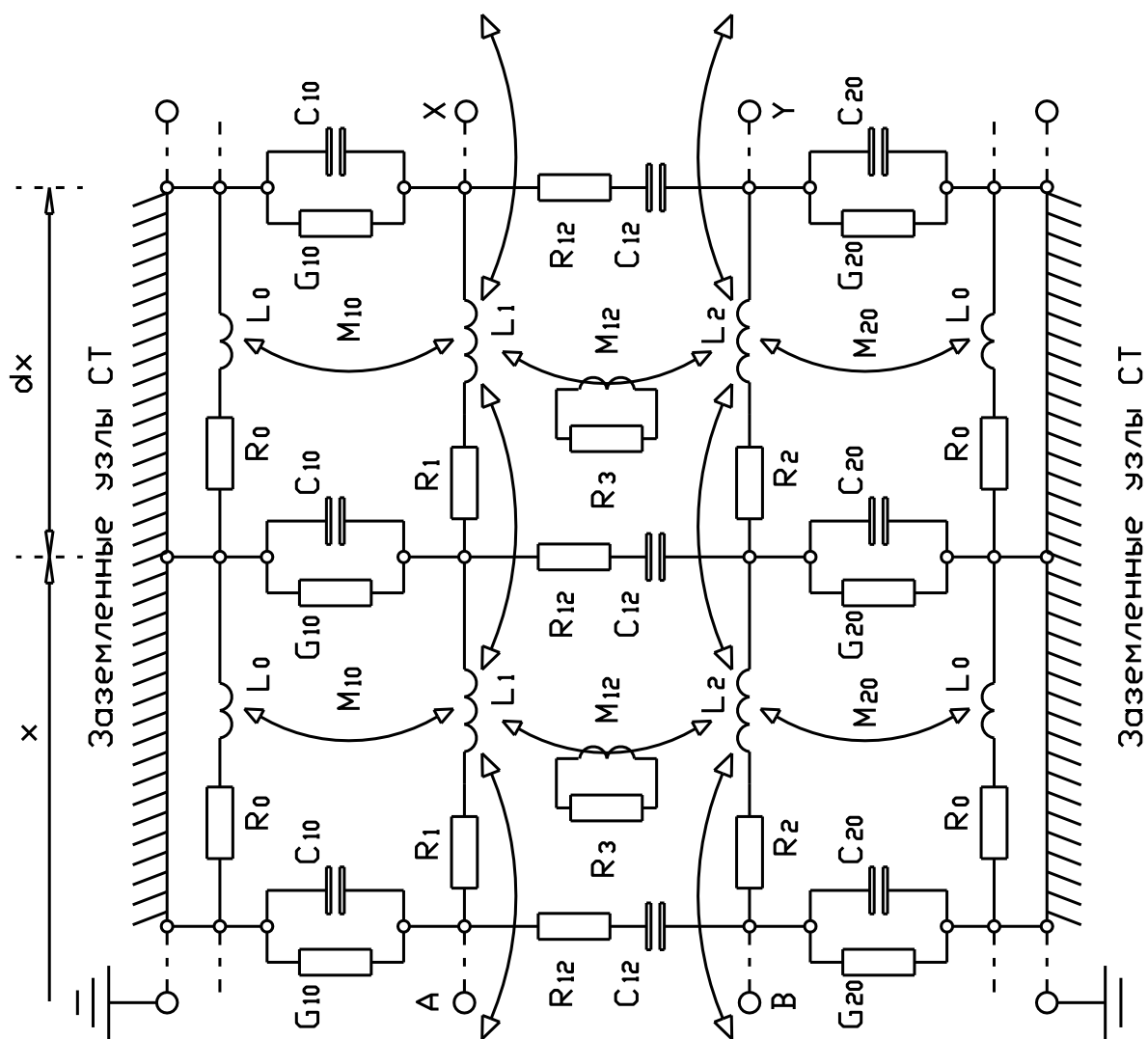
2.3. Определение функциональных зависимостей мощностей добавочных потерь в ТМПН от факторов питающей сети

Для выявления функциональных зависимостей потерь ЭЭ в ТМПН от количественных факторов сети необходимо детально изучить энергетические процессы в различных его подсистемах с учетом особенностей режимов его работы. Опуская вопросы процессов распространения, накопления и излучения тепла, которые будут разобраны детально в главе III, в настоящем разделе приведем результаты анализа теории электромагнитных превращений в обмотках, магнитопроводе и баке трансформатора ТМПН.

При подключении первичной обмотки трансформатора к источнику переменного напряжения, по ней начинает течь ток, который создает переменное магнитное поле. Цепная схема замещения обмотки ТМПН при питании от сети с высокой несинусоидальностью напряжения, кроме активных сопротивлений и индуктивностей содержит емкостные связи, обусловленные продольными емкостями между отдельными элементами — витками и катушками — и поперечными — между этими элементами и заземленными частями конструкции — магнитопроводом, баком. При рабочих частотах 35—70 Гц созданные емкостями сопротивления весьма велики и практически не оказывают влияния на работу трансформатора. Однако при питании ТМПН от частотных преобразователей с широтно-импульсной модуляцией [49] (несущее частоты до 10 кГц), влияние этих емкостей возрастает для высших гармоник, так как по мере увеличения частоты индуктивное сопротивление увеличивается, а емкостное уменьшается.

Введем индекс 1 для эквивалентных параметров первичной обмотки ТМПН, 2 — для эквивалентных параметров вторичной обмотки, 3 — для эквивалентных параметров магнитопровода, 0 — для эквивалентных параметров заземленных узлов. Введем допущение, что по длине обмотки рассматриваемые параметры однородные, характеристика магнитопровода линейна тогда для участка длиной dx параметры соответствующих элементов: активное сопротивление токопровода — R , собственная индуктивность — L , взаимная индукция — M , поперечная емкость и проводимость изоляции соответственно — C , G . На рисунке 2.5 представим полную схему замещения участка обмотки ТМПН длиной dx по аналогии с [61].

Принятая на рисунке 2.5 схема замещения трансформатора приводит к формулам, которые не целесообразно использовать при расчетах электрических режимов и имеет необоснованную сложность для анализа потерь ЭЭ. При математическом описании схемы, необходимо учитывать ряд важных явлений, такие как нелинейные зависимости потокоцеплений от токов в цепях, изменение активных сопротивлений токопроводов обмоток, вследствие «поверхностного эффекта» и «эффекта близости», увеличение потерь в магнитопроводе и массивных узлах при протекании по обмоткам СТ несинусоидальных токов.



Потери в "баке"
Потери в главной изоляции
Потери в токопроводе 10и обмотки
Потери в продольной изоляции и магнитопроводе
Потери в токопроводе 20и обмотки
Потери в главной изоляции
Потери в "баке"

Рисунок 2.5. Полная цепная схема замещения обмотки ТМНН

2.3.1. Анализ особенностей конструкций ТМПН, влияющих на их энергетические характеристики

Трансформаторы серии ТМПН являются электромагнитными статическими преобразователями электрической энергии, имеющими две индуктивно связанные обмотки, служащие для создания магнитного поля, посредством которого осуществляется передача электрической энергии, необходимой для организации технологического процесса добычи пластовой жидкости. Для усиления магнитной связи между обмотками применяется магнитопровод.

В конструкцию ТМПН входят следующие составные части:

- корпус;
- вводы;
- активная часть;
- контрольно-измерительная и защитная аппаратура;
- вспомогательная аппаратура.

Очевидно, что энергетические характеристики ТМПН в основном связаны с конструктивными особенностями систем магнитопровода, обмоток и внешней металлоконструкции.

Корпус ТМПН представляет собой массивную металлическую сварную конструкцию прямоугольной формы, состоящую из бака и крышки. Бак состоит из верхней рамы, гофрированных (реже гладких) стенок и дна. Гофрированная поверхность увеличивает площадь поверхности теплоотдачи и выполняет функции компенсатора температурного расширения масла за счет упругой деформации. Наружная поверхность большинством производителей окрашивается порошковой краской, препятствующей коррозии и изменению в процессе эксплуатации свойств теплопередачи. Геометрия бака влияет на потери от вихревых токов, вызванных сцеплениями магнитных потоков рассеяния с массивными элементами конструкции. В номинальном режиме работы потери от вихревых токов в металле бака незначительны и составляют единицы процентов основных, однако с увеличением основной частоты и доли высших гармоник в питающем напряжении, потоки рассеяния возрастают, что влечет увеличение потерь от макро вихревых токов в конструктивных элементах ТМПН. Известен способ ограничения добавочных потерь от рассеяния магнитного поля путем применения экранов и шунтов [89, 125].

Активная часть ТМПН состоит из: отводов НН и ВН, остова, обмоток НН и ВН, деталей изоляции, переключающего устройства типа ПБВ. Применяемые материалы и технологии в производстве активной части ТМПН оказывают основное влияние на энергетические параметры трансформатора в целом.

Магнитопровод используется в качестве основной части остова ТМПН, которая чаще имеет замкнутую стержневую конструкцию, шихтованную из листов холоднокатаной электротехнической стали по пятиступенчатому методу «STEP-LAP» (рисунок 2.6) [97, 121, 122, 123].

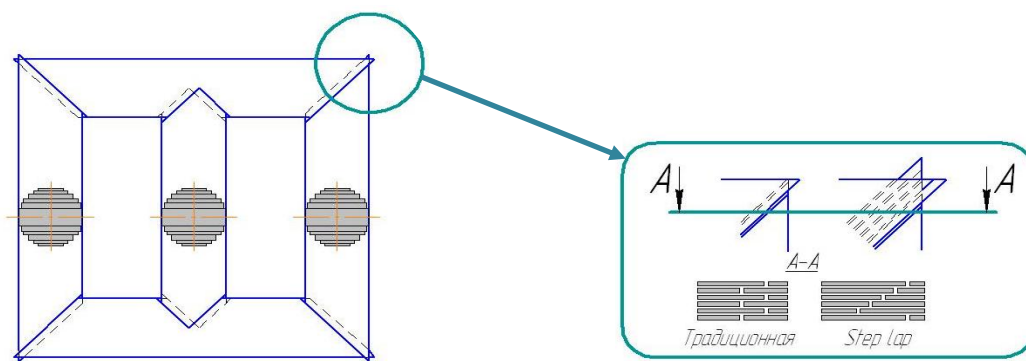


Рисунок 2.6. Технология шихтовки методом «Step Lap»

Ступенчатая шихтовка с косым стыком обеспечивает снижение потерь «холостого хода» за счет уменьшения сопротивления по пути основного магнитного потока. Стяжка ярем осуществляется при помощи ярмовых балок, швеллеров и стяжных шпилек, выполненных из стали, что оказывает негативное влияние на добавочные потери.

Согласно [124], проведенные испытания показали, что применение планарных магнитопроводов с косым стыком не оправдывает ожидаемые результаты по снижению потерь в магнитопроводе. Это объясняется невозможностью добиться совпадения направления магнитного потока и направления проката во всех частях магнитопровода.

Наибольший эффект дает применение высокопроницаемой анизотропной стали в трансформаторах с использованием витой пространственной конструкции магнитопровода [124] (рисунок 2.7) и рабочей индукцией более 1,6 Тл.

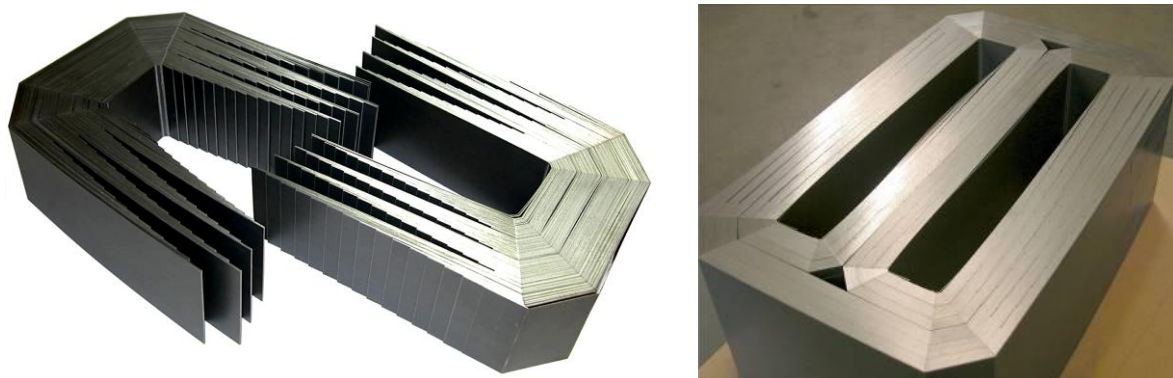
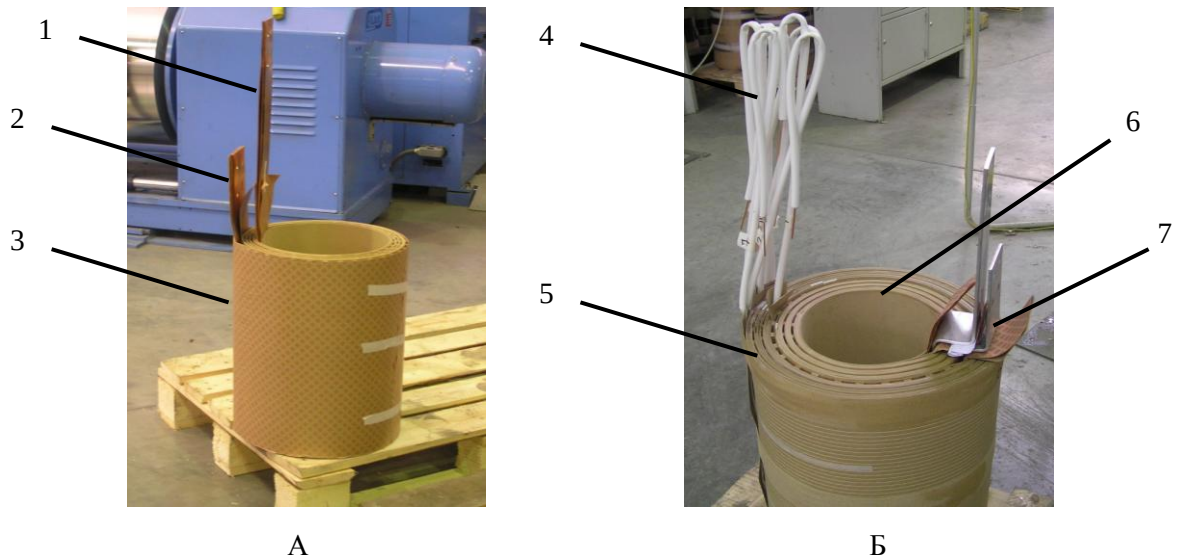


Рисунок 2.7. Конструкция квази-витого магнитопровода

Особенностью такой конструкции является то, что магнитный поток всегда совпадает с направлением проката, поэтому не наблюдается возрастание коэффициента увеличения потерь холостого хода при использовании электротехнических сталей с уменьшенными удельными потерями. В готовом магнитопроводе коэффициент увеличения потерь равен 1,33—1,35, и не зависит от характеристик применяемой трансформаторной стали.

Обмотки ТМПН, как правило, изготавливают из медного или алюминиевого токопровода круглого сечения для стороны высокого напряжения и прямоугольного для стороны низкого напряжения. Для ряда мощностей ТМПН, в целях уменьшения геометрических размеров и повышения электродинамической стойкости, обмотки изготавливаются из ленты [123] (рисунок 2.8). Применение плоского токопровода снижает индуктивность обмотки за счет большей компактности. Активное сопротивление при скин-эффекте у ленты значительно меньше чем у круглого проводника эквивалентного сечения [59].



1 — линейный отвод НН, 2 — фазный отвод НН, 3 — блок НН в сборе,
4 — отводы ВН, 5 — блок ВН, 6 — блок НН, 7 — отводы НН.

Рисунок 2.8. Конструкция обмоток ТМПП: А — блок НН, Б — блок НН-ВН

Технология запекания обмоток из цельных листов фольги с межслоевой изоляцией, содержащей участки из термокля, значительно улучшает теплопередачу и способствует снижению температуры обмоток. Ввод и вывод у таких обмоток провариваются по всей длине, таким образом, достигается более высокая проводимость соединения, чем у обычной обмотки.

2.3.2. Выявление функциональных зависимостей мощностей добавочных потерь в ТМПП от факторов питающей сети

В настоящем параграфе будут рассмотрены следующие основные параметры питающей сети: синусоидальность, симметричность и частота основной гармоники.

Трансформаторы являются статическими устройствами, поэтому протекание в них токов обратной последовательности и токов высших гармоник вызывает добавочные потери активной энергии ΔP_{TP} . При несимметрии напряжений добавочные потери можно рассчитать по выражению [113]:

$$\Delta P_{TP} = \varepsilon_U^2 \left(P_{XX} + \frac{P_{K3}}{u_{K3}^2} \right), \quad (2.18)$$

где P_{XX} , P_{K3} — действующие потери «холостого хода» и «короткого замыкания» в симметричном, синусоидальном режиме, u_{K3} — напряжение короткого замыкания в о.е., ε_U — коэффициент несимметрии напряжений, равный отношению напряжения обратной последовательности к номинальному.

При несинусоидальности напряжения добавочные потери можно рассчитать по выражению [113]:

$$\Delta P_{TP} = P_{XX} \sum_{v=2}^n U_v^2 + 0,607 \frac{P_{K3}}{u_{K3}^2} \sum_{v=2}^n \frac{1+0,05v^2}{v\sqrt{v}} U_v^2, \quad (2.19)$$

где v — номер гармоники; U_v — отношение напряжения v -ой гармоники к номинальному.

Как видно из формул (2.18), (2.19) первые слагаемые отображают добавочные потери в стали трансформатора, вторые — в меди.

Помимо высших гармоник, на добавочные потери в трансформаторах ТМПН влияет частота питающей сети, которая в различных режимах работы УЭЦН зачастую варьируется от 0 до 100 Гц. Очевидно, что добавочные потери в обмотках трансформатора не имеют сильной зависимости от значения частоты основной гармоники на интервале 0—100 Гц, т.к. значительного изменения активного сопротивления не происходит. При этом полагается, что увеличение добавочных потерь при повышении частоты напряжения в основном происходит в стали трансформатора. Для расчета потерь в трансформаторах при частотах питающего напряжения отличных от номинальной (50 Гц) можно воспользоваться выражением [78]:

$$P_{xxf} = P_{xx} \left(p_2 \left(\frac{f}{50} \right)^2 + p_1 \left(\frac{f}{50} \right) \right), \quad (2.20)$$

где P_{xxf} — потери холостого хода трансформатора при частоте питающей сети f ; p_1 — доля потерь, обусловленная гистерезисом, p_2 — доля потерь, обусловленная действием вихревых токов.

Для индукций 1,2—1,7 Т и сталей, используемых при изготовлении ТМПН значения p_1 можно принять равным 0,3, а значение p_2 равным 0,7 [123].

Тогда добавочные потери ΔP_{xx} в результате питания ТМПН током с частотой f можно определить по выражению:

$$\Delta P_{xxf} = P_{xx} \left(0,7 \left(\frac{f}{f_H} \right)^2 + 0,3 \left(\frac{f}{f_H} \right) - 1 \right), \quad (2.21)$$

где f_H — значение номинальной частоты трансформатора ТМПН.

Рассматриваемые трансформаторы ТМПН имеют схему соединения $Y_n/Y_n - 0$. При такой схеме соединения в режиме несимметричной нагрузки магнитный поток в сердечнике не компенсируется и часть нескомпенсированного потока — поток нулевой последовательности — замыкается через крышку, стальные конструкционные узлы и бак трансформатора. Очевидно, что такой поток вызывает добавочные потери, наводя макровихревые токи в массивных металлических узлах трансформатора. Вопрос добавочных потерь в крышке и баке трансформатора разбирался в источнике [114], однако предложенные формулы не позволяют учитывать влияние факторов сети.

Ток нулевой последовательности i_0 протекая по трансформатору с активным сопротивлением нулевой последовательности r_0 вызывает потери активной энергии:

$$3i_0^2 r_0 = 3i_0^2 r_1 + \Delta P_C + \Delta P_K, \quad (2.22)$$

где r_1 — фазное сопротивление прямой последовательности, ΔP_C — потери активной энергии в стержнях трансформатора, ΔP_K — потери активной энергии на макровихревые токи в стальных конструкционных узлах.

Предполагается, что активные потери в стержнях трансформатора пропорциональны полным потерям «холостого хода» и находятся в зависимости:

$$\Delta P_C = \varepsilon_{U0} \frac{\Phi_0}{\Phi_1} k_C P_{xx}. \quad (2.23)$$

где ε_{U0} — коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности, равный отношению напряжения нулевой последовательности к номинальному, Φ_1 , Φ_0 — потоки прямой и нулевой последовательности, k_C — коэффициент, учитывающий отсутствие

потерь от потока нулевой последовательности в ярмах трансформатора, ориентировочно принимаемый для трехстерженового трансформатора $k_C = 0,6$ (масса стержней $\sim 3/5$ полной массы магнитопровода).

Сопротивления рассеяния трансформатора для прямой x_1 и нулевой x_0 последовательности пропорциональны соответствующим потокам Φ_1 , Φ_0 , тогда (2.23) перепишем в виде:

$$\Delta P_C = \varepsilon_{U0} \frac{x_1}{x_0} k_C P_{XX}. \quad (2.24)$$

Зная справочные значения x_0 и r_0 определить полное сопротивление нулевой последовательности z_0 можно по выражению:

$$z_0 = \sqrt{x_0^2 + r_0^2}. \quad (2.25)$$

Зная напряжение сети, ток нулевой последовательности i_0 определяем по выражению:

$$i_0 = \frac{U_0}{z_0}. \quad (2.26)$$

где U_0 — значение напряжения нулевой последовательности первой гармоники, рассчитываемое по выражению (2.29).

Обобщая вышеприведенные выкладки можно вывести формулу расчета активных потерь в металлических конструкционных узлах трансформатора со схемой соединения $Y_n/Y_n - 0$, питаемого синусоидальным напряжением:

$$\Delta P_{КСИН} = 3 \left(\frac{U_0}{\sqrt{x_0^2 + r_0^2}} \right)^2 (r_0 - r_1) - \varepsilon_{U0} \frac{x_1}{x_0} k_C P_{XX}. \quad (2.27)$$

Для режима работы трансформатора при несинусоидальных напряжениях сети, по аналогии с выкладками, приведенными в [113], можно записать следующее выражение:

$$\Delta P_K = \left(\sum_{v=2}^n U_{v0}^2 + \sum_{v/3=2}^n U_{v/3}^2 + 1 \right) \left(3 \left(\frac{U_0}{\sqrt{x_0^2 + r_0^2}} \right)^2 (r_0 - r_1) - \varepsilon_{U0} \frac{x_1}{x_0} k_C P_{XX} \right), \quad (2.28)$$

где U_{v0} — отношение напряжения нулевой последовательности v -ой гармоники, исключая кратные трем, к номинальному, которое, если известен коэффициент несимметрии по нулевой последовательности, может быть определено по выражению (2.29), $U_{v/3}$ — отношение напряжения v -ой гармоники кратной 3 к номинальному.

$$U_{v0} = \varepsilon_{U0} U_v, \quad (2.29)$$

где ε_{U0} — коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности, равный отношению напряжения нулевой последовательности к номинальному, v — номер гармоники, не кратной трем.

Для дальнейшего использования полученных результатов, выделим функциональные зависимости мощностей добавочных потерь в обмотках, магнитопроводе и металлических конструкционных элементах трансформатора:

$$\Delta P_{ОТР} = \frac{P_{K3}}{u_{K3}^2} \left(0,607 \sum_{v=2}^n \frac{1 - 0,05v^2}{v\sqrt{v}} U_v^2 + \varepsilon_U^2 \right), \quad (2.30)$$

$$\Delta P_{MTP} = P_{XX} \left(\sum_{\nu=2}^n U_{\nu}^2 + \varepsilon_U^2 + 0,7 \left(\frac{f}{f_H} \right)^2 + 0,3 \left(\frac{f}{f_H} \right) - 1 \right), \quad (2.31)$$

$$\Delta P_{KTP} = \left(\sum_{\nu=2}^n U_{\nu 0}^2 + \sum_{\nu/3=2}^n U_{\nu/3}^2 + 1 \right) \left(3 \left(\frac{U_0}{\sqrt{x_0^2 + r_0^2}} \right)^2 (r_0 - r_1) - \varepsilon_{U0} \frac{x_1}{x_0} k_C P_{XX} \right). \quad (2.32)$$

2.3.3. Разработка обобщенной формулы расчета мощности добавочных потерь в ТМПП

Для увеличения точности расчетов технических потерь в электрических сетях, эксплуатирующим организациям необходимо учитывать добавочные потери в оборудовании. Считаем, что для расчета добавочных потерь в единице трансформаторного оборудования удобно использовать обобщенную формулу. Производить подобные расчеты для трансформаторов с магнитопроводами из холоднокатаных сталей предлагается при помощи выражения (2.33), полученного в результате обобщения материала [78, 95, 123, 113].

$$\Delta P_{TP} = P_{XX} \left(\sum_{\nu=2}^n U_{\nu}^2 + \varepsilon_U^2 + 0,7 \left(\frac{f}{f_H} \right)^2 + 0,3 \left(\frac{f}{f_H} \right) - 1 \right) + \frac{P_{K3}}{u_{K3}^2} \left(0,607 \sum_{\nu=2}^n \frac{1 + 0,05\nu^2}{\nu\sqrt{\nu}} U_{\nu}^2 + \varepsilon_U^2 \right) + \left(\sum_{\nu=2}^n U_{\nu 0}^2 + \sum_{\nu/3=2}^n U_{\nu/3}^2 + 1 \right) \left(3 \left(\frac{U_0}{\sqrt{x_0^2 + r_0^2}} \right)^2 (r_0 - r_1) - \varepsilon_{U0} \frac{x_1}{x_0} k_C P_{XX} \right).$$

Тогда расчет полных потерь в трансформаторе, работающем в режиме, отличном от номинального, можно производить по выражению:

$$P_{TP} = P_{XX} + P_{K3} + \Delta P_{TP}, \quad (2.34)$$

где P_{XX} , P_{K3} — действующие потери «холостого хода» и «короткого замыкания», ΔP_{TP} — суммарные добавочные потери, определенные по выражению (2.33).

Известно, что потери «короткого замыкания» линейно зависят от квадрата коэффициента загрузки, потери «холостого хода» нелинейно. Учитывая тот факт, что снижение потерь «холостого хода» при номинальной загрузке находится в области 10%, а также то, что эти потери кратно меньше потерям «Короткого замыкания» в режимах нагрузки, таким снижением пренебрегаем.

Как было отмечено выше, выражение (1.33) справедливо для номинальных значений индукции, что соответствует постоянству отношения частоты к напряжению. В [123] отмечено, что нарушение постоянства такого отношения может привести к значительному увеличению потерь на гистерезис в режиме работы трансформатора при низких частотах. Подобный режим часто используется на этапе раскручивания насоса или ликвидации засорения подъемных труб.

2.4. Разработка факторной модели добавочных потерь в ТМПН и методики оценки факторов питающей сети

В результате исследования уровня несинусоидальности напряжения в различных точках внутрипромысловой сети ООО «ЗМБ» (ОАО «Русснефть») отделом главного энергетика совместно с сервисной компанией ЗАО «Алнас-Волга» и метрологическим центром ЗАО «Прогрессия» определено, что на шинах 0,4 кВ ряда эксплуатируемых ТМПН суммарная несинусоидальность напряжения по ГОСТ Р 54149-2010 превышает предельно допустимый уровень 12%. Согласно скриншоту программы анализатора качества ЭЭ (рисунок 2.9), на выходных шинах станции управления Электон-05 (с ПЧ) скважины № 570, куста № 125, суммарная несинусоидальность напряжения достигает 31%, несимметрия напряжения по обратной последовательности — 1,16%, по нулевой последовательности — 0,88%. На рисунке 2.10 представим кривую фазных напряжений на зажимах станции управления.

Анализируя выражения зависимостей потерь от параметров сети, трансформатора и нагрузки (2.30)—(2.32), условно выделим три группы факторов: группа сети, группа трансформатора и группа нагрузки. Сведем их выражения в таблицу 2.2. На основании анализа показателей качества ЭЭ на зажимах станций управления различных скважин, выявим интервалы изменений факторов для сети ООО «ЗМБ», г.Нефтеюганск, и занесем их в таблицу 2.2.

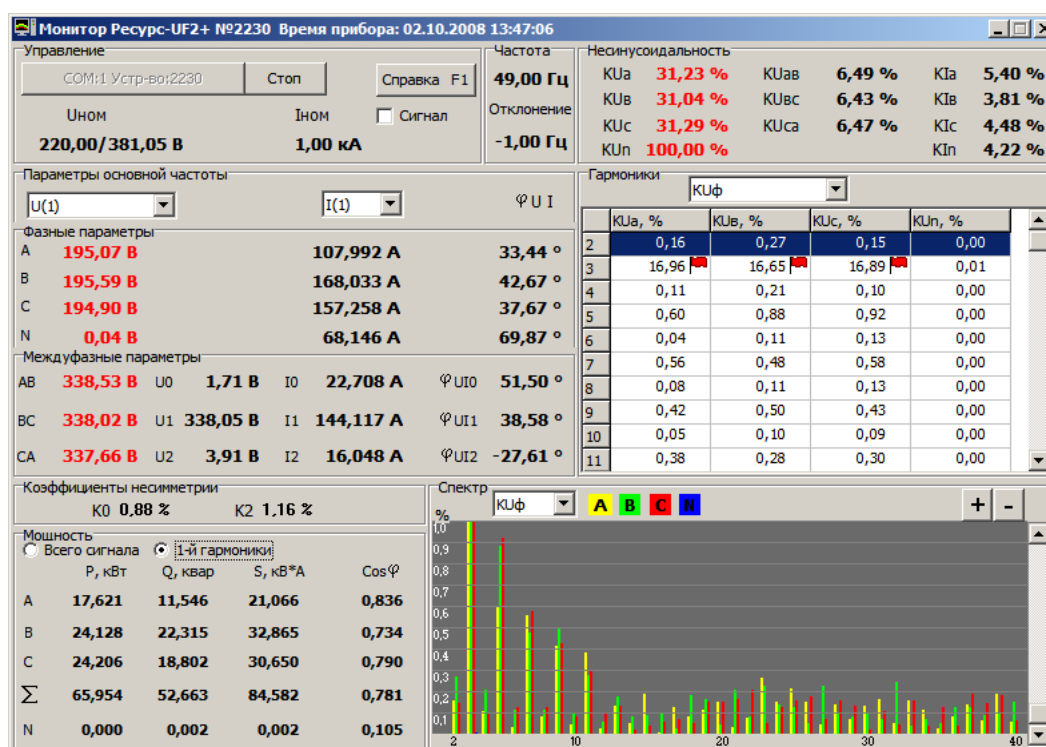


Рисунок 2.9. Скриншот результатов анализа ПКЭ программой «Монитор», прибора Ресурс UF-2

Отметим, что интервалы значений факторов под пунктами 8, 9, 10, брались исходя из технической документации на трансформаторы ТМПНГ-СЭЩ, производства ООО «Русский трансформатор», г.Самара, для ряда наиболее распространенных мощностей 100—1000 кВА. Ввиду отсутствия данных о сопротивлении нулевой последовательности для трансформаторов ТМПН(Г), основываясь на схожести их конструкции с трансформаторами серии ТМ(Г), воспользуемся известными справочными данными ТМ(Г) для аналогичных мощностей.

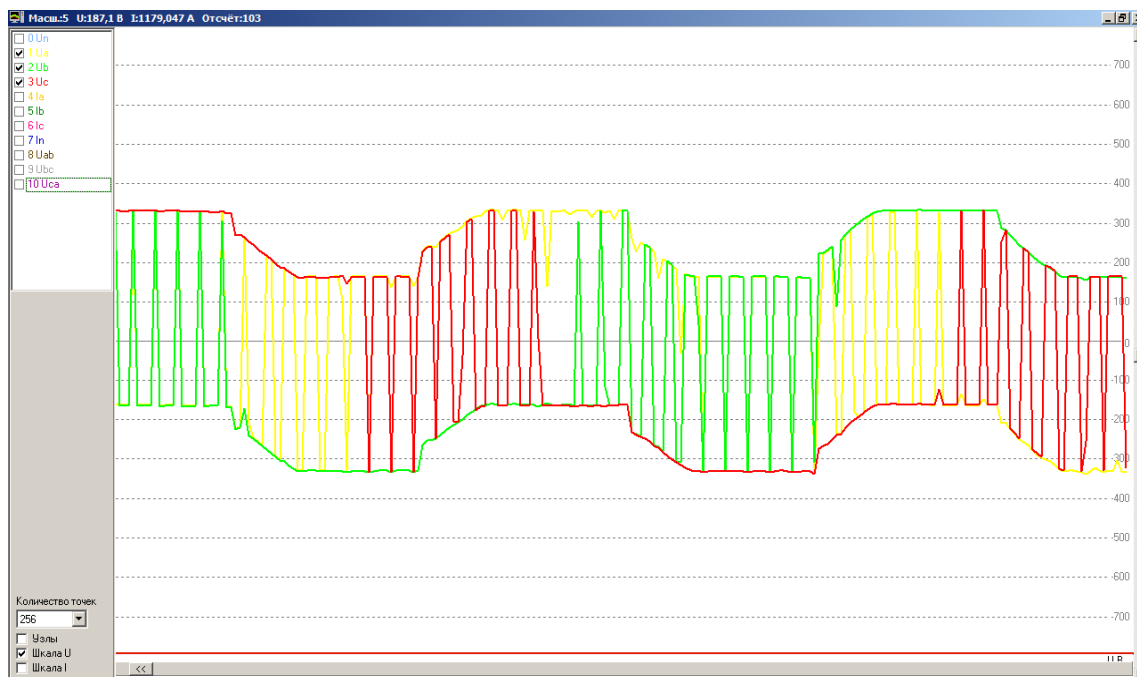


Рисунок 2.10. Скриншот форм кривых фазных напряжений, обработанных программой «Монитор», прибора Ресурс UF-2

На основании выявленных факторов сети, запишем детерминированную факторную модель добавочных потерь в СТ:

$$\Delta P_{ОП} = \frac{F_{PK3}}{F_{UK3}^2} (F_{CINH_K3} + F_{U0}^2), \quad (2.35)$$

$$\Delta P_{МТР} = F_{PXX} (F_{CINH_XX} + F_{U2}^2 + 0,7(F_f)^2 + 0,3(F_f) - 1), \quad (2.36)$$

$$\Delta P_{КТР} = (F_{CINH_K} + 1) \left(3F_r \left(\frac{F_{U0}F_U}{F_{Z0}} \right)^2 - 0,6F_{U0}F_xF_{PXX} \right). \quad (2.37)$$

где F_{Z0} — фактор трансформатора ТМПН — полное сопротивление нулевой последовательности, F_r — фактор трансформатора ТМПН — разница активного сопротивления нулевой и прямой последовательностей, F_x — фактор трансформатора ТМПН — отношение индуктивного сопротивления прямой и нулевой последовательностей, F_U — фактор питающей сети — действующее значение напряжения.

Таблица 2.2

Анализ количественных факторов по группам

п/п	Группа	Наименование	Формула	Интервал значений, у.е.
1	Сеть	Фактор мощности потерь — несимметрия по обратной последовательности	$F_{U2} = \varepsilon_{U2}$	(0 ÷ 0.04)
2		Фактор мощности потерь в конструкции СТ — несимметрия по нулевой последовательности	$F_{U0} = \varepsilon_{U0}$	(0 ÷ 0.04)

3		Фактор мощности нагрузочных потерь — несинусоидальность питающего напряжения	$F_{СИН_КЗ} = 0,607 \sum_{v=2}^n \frac{1+0,05v^2}{v\sqrt{v}} U_v^2$	(0 ÷ 0.0038)
4		Фактор мощности потерь холостого хода — несинусоидальность питающего напряжения	$F_{СИН_ХХ} = \sum_{v=2}^n U_v^2$	(0 ÷ 0.0227)
5		Фактор мощности потерь в конструкции СТ — несинусоидальность питающего напряжения	$F_{СИН_К} = \sum_{v=2}^n U_{v0}^2 + \sum_{v/3=2}^n U_{v/3}^2$	(0 ÷ 0.0226)
6		Фактор мощности потерь холостого хода — основная частота питающей сети	$F_f = \frac{f}{50}$	(0 ÷ 2)
7	Нагрузка	Фактор мощности нагрузочных потерь — коэффициент загрузки трансформатора	$F_{З_СТ} = \beta^2$	(0 ÷ 4)
8	Трансформатор ТМПН	Фактор мощности нагрузочных потерь — паспортные потери «короткого замыкания»	$F_{PKЗ} = P_{KЗ}$	(2 400 ÷ 10 500)
9		Фактор мощности потерь «холостого хода» — паспортные потери «холостого хода»	$F_{PXX} = P_{XX}$	(310 ÷ 1 950)
10		Фактор мощности нагрузочных потерь — паспортное напряжение короткого замыкания	$F_{UKЗ} = u_{KЗ}$	(5.5 ÷ 7.0)
11		Фактор мощности потерь в конструкции СТ — полное сопротивление СТ току нулевой последовательности	$F_{Z0} = \sqrt{x_0^2 + r_0^2}$	(0.0636 ÷ 0.635)

Приняв за базисные величины номинальные мощности потерь «холостого хода» и «короткого замыкания» ТМПН, произведем расчет зависимостей относительных потерь от факторов. Для наглядности представим полученные зависимости графически на рисунках 2.11—2.17. Зависимости удельных потерь в ТМПН от факторов несимметрии питающего напряжения построим для интервала коэффициента несимметрии от 0 до предельно допустимого по ГОСТ Р 54149-2010 — 4% (Рисунок 2.11, 2.14, 2.16) [94]. При расчете удельных потерь в конструктивных узлах ТМПН примем за базисную величину мощность потерь «холостого хода» (рисунок 2.14, 2.15).

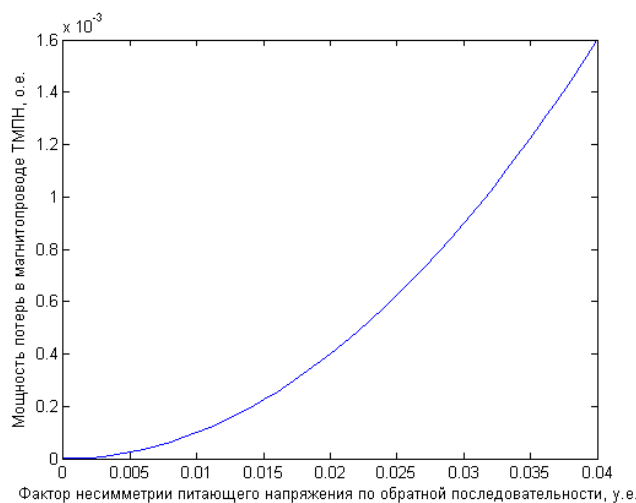


Рисунок 2.11. Зависимость мощности потерь в магнитопроводе ТМПН от фактора несимметрии питающего напряжения по обратной последовательности F_{U2}

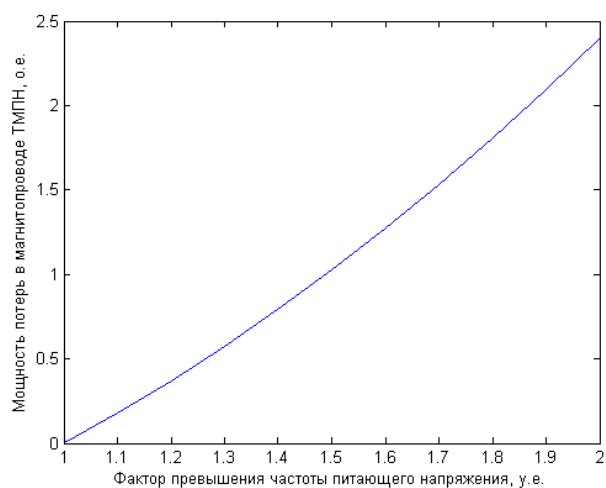


Рисунок 2.12. Зависимость мощности потерь в магнитопроводе ТМПН от фактора превышения частоты питающего напряжения F_f

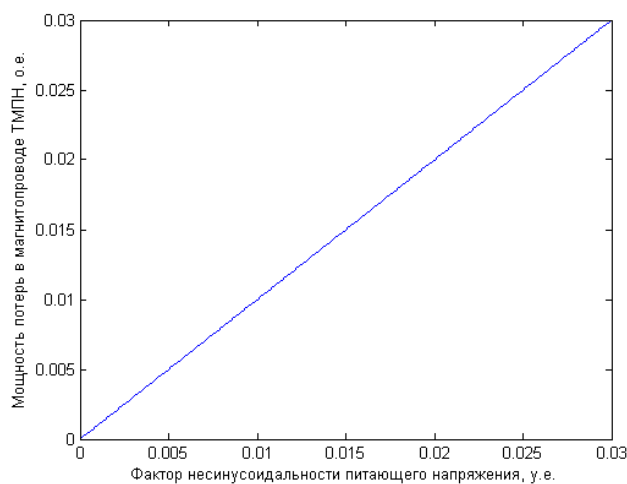


Рисунок 2.13. Зависимость мощности потерь в магнитопроводе ТМПН от фактора несинусоидальности напряжения $F_{\text{SIN_XX}}$

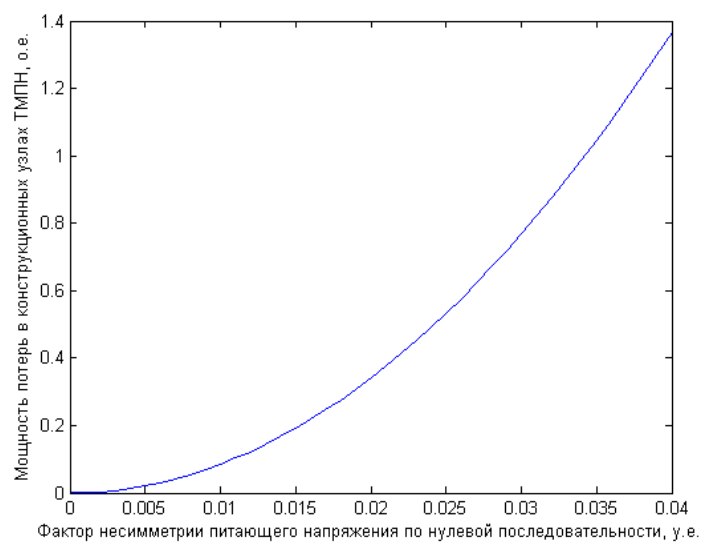


Рисунок 2.14. Зависимость мощности потерь в конструкции ТМПН от фактора несимметрии питающего напряжения по нулевой последовательности F_{U0}

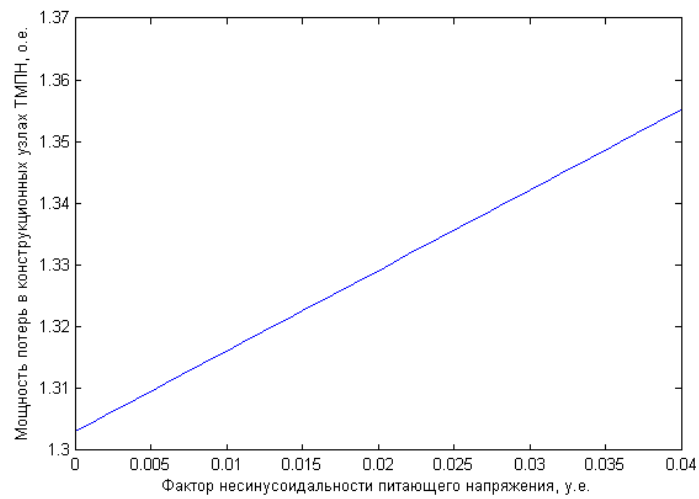


Рисунок 2.15. Зависимость мощности потерь в конструкции ТМПН от фактора несинусоидальности питающего напряжения F_{SIN_K}

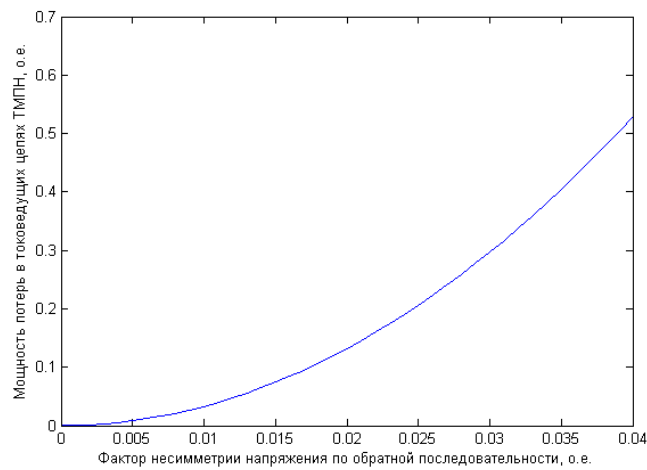


Рисунок 2.16. Зависимость мощности потерь в токоведущих цепях ТМПН от фактора несимметрии питающего напряжения по обратной последовательности F_{U2}

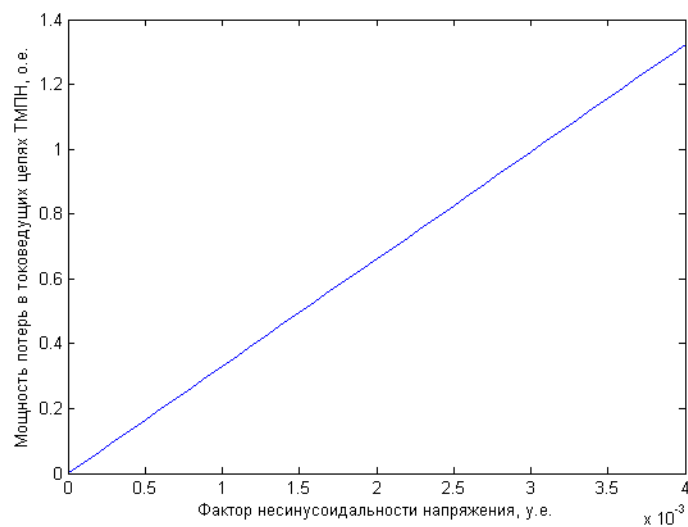


Рисунок 2.17. Зависимость мощности потерь в токоведущих цепях ТМПН от фактора несинусоидальности питающего напряжения F_{SIN_K3}

3. МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ В ТМПН

3.1. Подходы к математическому моделированию тепловых процессов в ТМПН

Конструкция трансформатора ТМПН в аспекте распределения и излучения тепловой энергии аналогична силовым трансформаторам общепромышленного назначения и имеет подобные модели тепловых процессов.

Существуют различные подходы к моделированию тепловых процессов. Можно выделить следующие наиболее распространенные модели: 1. полевые модели, представляемые дифференциальными трехмерными уравнениями теплопроводности [76, 89], составленными для различных конструктивных элементов; 2. цепные модели, основанные на подобии закона Ома об электропроводности и закона Фурье о теплопроводности [68, 72, 118, 82, 92]; 3. цепь-полевые модели, представляющие совокупность математических структур типа «поля» и структур типа «цепь» [108]; факторные модели, рассматривающие объект исследования в виде «черного ящика», описываемый зависимостью исследуемой величины от совокупности влияющих на нее факторов [90, 96].

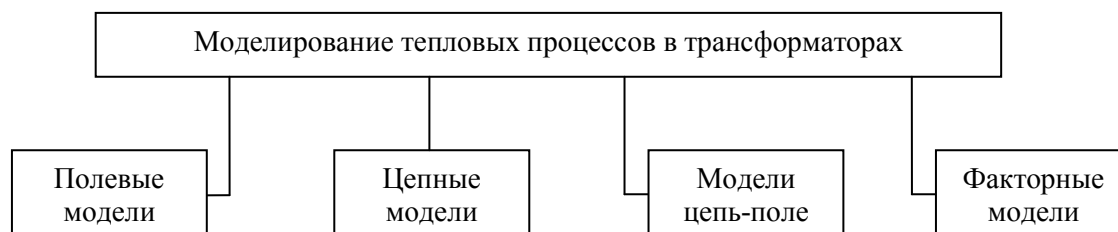


Рисунок 3.1. Модели тепловых процессов в силовых трансформаторах

Описанные выше модели могут характеризоваться как статические и динамические, планарные и пространственные, детерминированные и стохастические.

В настоящей работе будут рассматриваться цепные и факторные динамические модели, в том числе описывающие распределение тепла в пространстве конструкции трансформатора.

3.2. Разработка уточненной математической модели тепловых процессов в ТМПН по стандарту ГОСТ 14209-97

При практических расчетах трансформатор удобно рассматривать упрощенно, как систему из двух однородных тел, охлаждающихся или нагревающихся по экспоненциальному закону [119, 120, 65].

Под однородным телом, с точки зрения нагрева, подразумевается тело с бесконечно большой внутренней теплопроводностью, имеющее по всему своему объему одинаковую температуру и удельную теплоемкость [65].

Тогда трансформатор, рассматриваемый как однородное тело массой m , площадью поверхности S , удельной теплоемкостью c , и коэффициентом теплоотдачи α , нагретый в момент времени $t = 0$ выше температуры окружающей среды $\Delta\Theta_0$, описывается выражением (3.1), характеризующим накопленное количество теплоты Q_0 .

$$dQ = mc\Delta\Theta. \quad (3.1)$$

Допустим, что трансформатор без внутреннего источника тепла передает свою теплоту окружающей среде, уменьшая тем самым свою температуру. Тогда за время dt количество теплоты, запасенное узлом, уменьшится на dQ (3.2) и такое же отдается окружающей среде (3.3).

$$-Q_0 = mc\Delta\Theta_0, \quad (3.2)$$

$$dQ = \alpha S \Delta\Theta dt. \quad (3.3)$$

Приравнявая (3.2) и (3.3) получаем дифференциальное уравнение (3.4). Группируем параметры трансформатора и обозначаем их отношение как τ (3.5) [65].

$$mc \frac{d\Delta\Theta}{dt} = -\alpha S \Delta\Theta, \quad (3.4)$$

$$\tau = \frac{mc}{\alpha S}. \quad (3.5)$$

В результате решения уравнения (3.4) в соответствии с (3.5), получаем зависимость превышения температуры «однородного трансформатора» над температурой окружающей среды от времени для процесса нагревания — (3.6) [84]. По аналогии можно получить зависимость превышения температуры для процесса охлаждения — выражение (3.7) [65].

$$\Delta\Theta = \Delta\Theta_0 \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} \right), \quad (3.6)$$

$$\Delta\Theta = \Delta\Theta_0 \cdot e^{-\frac{\Delta t}{\tau}} \quad \Delta\Theta = \Delta\Theta_0 \cdot e^{-\frac{\Delta t}{\tau}}. \quad (3.7)$$

где $\Delta\Theta_0$ — конечное превышение температуры, которого достигает узел в установившемся режиме, τ — постоянная времени узла, определяемая по выражению (3.5), Δt — продолжительность переходного процесса.

Рассматривая трансформатор как систему, состоящую из двух тел: эквивалентной обмотки с магнитопроводом и остальной части конструкции с маслом, некоторыми исследователями [64, 67, 112] в качестве основы используется методика расчета температуры наиболее нагретой точки (ННТ), изложенная в стандартах [119, 120].

На основании результатов исследования режимов работы трансформаторов ТМПН при их питании от сети с высокой несимметрией и несинусоидальностью питающего напряжения, а также режимов работы при повышенной частоте основной гармоники питающего напряжения (Глава II), ниже представим уточненную методику расчета температуры ННТ по вышеуказанным стандартам [119, 120]. В отличие от известной методики, разработанная модель учитывает добавочный нагрев трансформатора, вызванный действием различных факторов питающей сети. Для упрощения расчетов введем допущение, что температура ОС изменяется незначительно на всем интервале расчетного времени, принимается равной средней арифметической между значениями на момент начала расчета (t_0) и его окончания ($t_{\max}$).

Режим нагрева ТМПН

Согласно [119] температуру ННТ в тепловом режиме повышения температуры рассчитываем с интервалом $\Delta t = t_{n+1} - t_n = 4 \tau_{об}$ по следующим формулам:

$$\Theta_{ннт, tn+1} = \Delta\Theta_{охл\Delta t} + (\Theta_{м, tn+1} + \Theta_{ннт, м, tn+1}), \quad (3.8)$$

где $\Delta\Theta_{охл\Delta t}$ — температура окружающей среды за период Δt в режиме ее повышения вычисляемая по выражению:

$$\Delta\Theta_{oxl\Delta t} = \frac{\Theta_{oxl_t0} + \Theta_{oxl_t\max}}{2}, \quad (3.9)$$

где $\Theta_{m,tn+1}$ — превышение температуры масла в верхних слоях над температурой окружающей среды к концу расчетного интервала времени вычисляемое по выражению:

$$\Theta_{m,tn+1} = \Theta_{m,kn} + (\Theta_{m,kn+1} - \Theta_{m,kn}) \cdot \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau}}\right), \quad (3.10)$$

где $\Theta_{m,kn}$ — установившееся превышение температуры масла в верхних слоях над температурой окружающей среды в предшествующем расчетном интервале времени,

$\Theta_{m,kn+1}$ — расчетное превышение температуры масла в верхних слоях над температурой окружающей среды в установившемся режиме с эквивалентным коэффициентом нагрузки K_{n+1} рассчитываемое по выражению:

$$\Theta_{m,kn+1} = \Theta_{m,ном} \cdot \left(\frac{1 + d \cdot k_{C_n+1} \cdot K_{n+1}^2}{1 + d} \right)^x, \quad (3.11)$$

где K_{n+1} — эквивалентное значение коэффициента нагрузки на расчетном интервале времени рассчитываемое как среднее арифметическое от начального и конечного значений коэффициентов нагрузки, $\Theta_{m,ном}$ — номинальное значение превышения температуры масла в верхних слоях над температурой окружающей среды, d — отношение потерь короткого замыкания к потерям холостого хода трансформатора, x — показатель степени масла, k_{C_n+1} — коэффициент, характеризующий добавочные потери на расчетном интервале времени, вызванные отклонением параметров питающей сети (Глава II), рассчитываемый по выражению (3.12):

$$k_{C_n+1} = 1 + k_{O_n+1}^* + k_{C_n+1}^* + k_{KОНСТР_n+1}^*, \quad (3.12)$$

где $k_{O_n+1}^*$, $k_{C_n+1}^*$, $k_{KОНСТР_n+1}^*$ — значения добавочных потерь в обмотках, магнитопроводе и конструктивных элементах трансформатора, приведенные к номинальному значению мощности нагрузочных потерь;

τ — тепловая постоянная времени трансформатора;

$\Theta_{нт.м,tn+1}$ — превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла в верхних слоях к концу текущего расчетного интервала времени вычисляемое по выражению:

$$\Theta_{нт.м,tn+1} = \Theta_{нт.м,kn} + (\Theta_{нт.м,kn+1} - \Theta_{нт.м,kn}) \cdot \left(1 - e^{-\frac{\Delta t}{\tau_{об}}}\right), \quad (3.13)$$

где $\Theta_{нт.м,kn}$ — установившееся значение превышения температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла в верхних слоях в предшествующем расчетном интервале времени,

$\Theta_{нт.м,kn+1}$ — расчетное значение превышения температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла в верхних слоях в установившемся режиме с эквивалентным коэффициентом нагрузки K_{n+1} рассчитываемое по выражению:

$$\Theta_{\text{нтт.м.кп+1}} = \Theta_{\text{нтт.м.ном}} \cdot (\sqrt{k_{C_n+1}} \cdot K_{n+1})^y, \quad (3.14)$$

где $\Theta_{\text{нтт.м.ном}}$ — номинальное значение превышения температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла в верхних слоях, y — показатель степени обмотки.

Режим охлаждения ТМПН

Температуру НТГ в тепловом режиме снижения температуры рассчитываем с интервалом $\Delta t = t_{n+1} - t_n = 4 \tau_{об}$, по следующим формулам:

$$\Theta_{\text{нтт.тп+1}} = \Delta \Theta_{\text{охл}\Delta t} + (\Theta_{\text{м.тп+1}} + \Theta_{\text{нтт.м.тп+1}}), \quad (3.15)$$

где $\Delta \Theta_{\text{охл}\Delta t}$ — средняя температура окружающей среды за период Δt вычисляемая по выражению (3.9),

где $\Theta_{\text{м.тп+1}}$ — превышение температуры масла в верхних слоях над температурой окружающей среды к концу расчетного интервала времени вычисляемое по формуле:

$$\Theta_{\text{м.тп+1}} = \Theta_{\text{м.кп}} + (\Theta_{\text{м.кп+1}} - \Theta_{\text{м.кп}}) \cdot e^{-\frac{\Delta t}{\tau}}, \quad (3.16)$$

где $\Theta_{\text{м.кп}}$ — установившееся превышение температуры масла в верхних слоях над температурой окружающей среды в предшествующем расчетном интервале времени,

$\Theta_{\text{м.кп+1}}$ — расчетное превышение температуры масла в верхних слоях над температурой окружающей среды в установившемся режиме с эквивалентным коэффициентом нагрузки K_{n+1} рассчитываемое по выражению (3.11),

$\Theta_{\text{нтт.м.тп+1}}$ — превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла в верхних слоях к концу текущего расчетного интервала времени вычисляемое по выражению:

$$\Theta_{\text{нтт.м.тп+1}} = \Theta_{\text{нтт.м.кп}} + (\Theta_{\text{нтт.м.кп+1}} - \Theta_{\text{нтт.м.кп}}) \cdot e^{-\frac{h}{\tau_{об}}}, \quad (3.17)$$

где $\Theta_{\text{нтт.м.кп}}$ — установившееся превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла в верхних слоях в предшествующем расчетном интервале времени,

$\Theta_{\text{нтт.м.кп+1}}$ — расчетное значение превышения температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла в верхних слоях в установившемся режиме с эквивалентным коэффициентом нагрузки K_{n+1} рассчитываемое по формуле (3.14).

3.2.1. Анализ результатов расчета температур в ТМПН по уточненной модели стандарта ГОСТ-14209-97

Для оценки степени влияния рассмотренных в главе II факторов на тепловые состояния ТМПН, сравним результаты расчета температур по методике, приведенной в ГОСТ-14209-97 [119, 120] и разработанной модели.

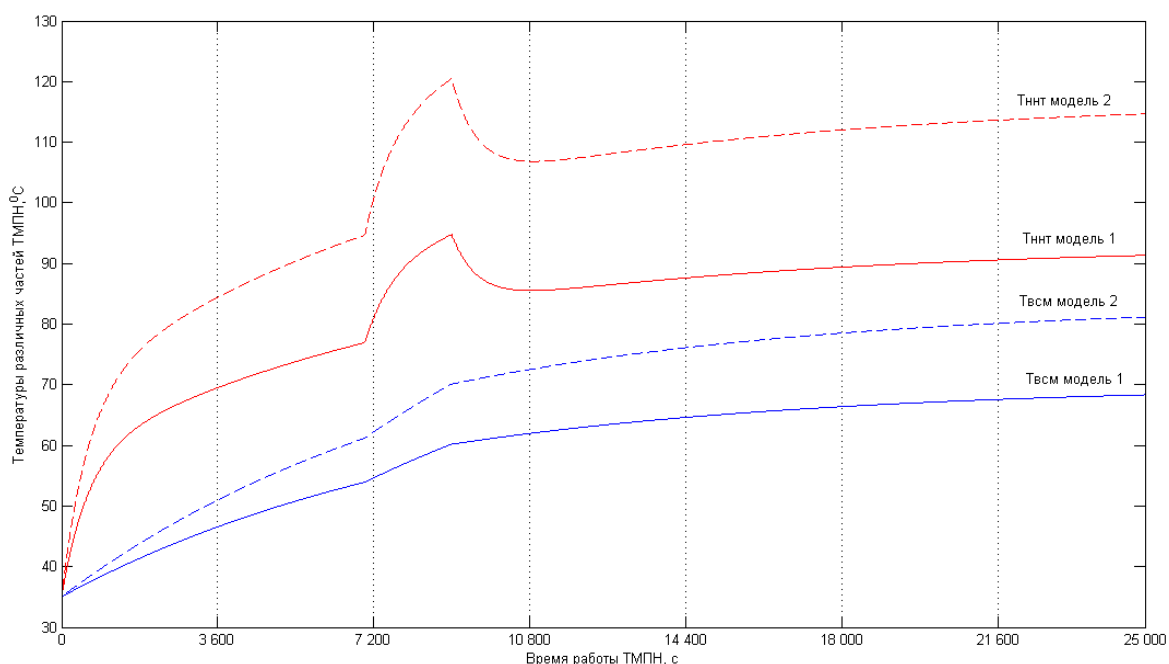
Изменение температур будем рассматривать на интервале времени, продолжительностью 7 ч. Температуру окружающей среды примем неизменной на всем интервале времени и равной +35 °С. Для сравнения динамики температур, произведем имитацию допустимой кратковременной перегрузки ТМПН на 30% в течение 30 мин., остальное время для трансформатора будет имитироваться номинальный режим работы при коэффициенте загрузки $K = 1$.

Как видно из рисунков (2.11)—(2.17), величины относительных мощностей потерь в ТМПН наиболее значимы в магнитопроводе для фактора изменения частоты питающего напряжения — 2,5 о.е., в конструкционных узлах для фактора несимметрии питающего

напряжения по нулевой последовательности — 1,4 о.е. и в обмотках для фактора несимметрии питающего напряжения по обратной последовательности и фактора несинусоидальности напряжения питающей сети — 0,5 и 1,3 о.е. соответственно. Пересчитаем величины относительных потерь для значений факторов в пределе, приняв номинальную мощность нагрузочных потерь за базисную. По формуле (3.12) рассчитаем среднее значение поправочного коэффициента для расчетного интервала времени:

$$k_{C_CP} = 1 + 0,32 + 0,18 + 0,5 + 1,3 = 3,3 \text{ о.е.} \quad (3.18)$$

На рисунке (3.2) представим результаты моделирования температур различных частей ТМПН при влиянии на него реальных значений факторов сети НГДП, при этом $k_{C_CP} = 2,3$. Как видно из графиков, расхождение температур достигает 27%, свидетельствуя о том, что упущение рассмотренных в главе II факторов вносит весомую ошибку в расчеты тепловых режимов ТМПН, эксплуатируемых в условиях действия факторов сети.



Модель 1 — модель по стандарту нагрузки силовых масляных трансформаторов [119, 120].
 Модель 2 — уточненная модель по стандарту нагрузки силовых масляных трансформаторов.
 $T_{всм}$ — температура верхних слоев масла трансформатора.
 $T_{ннт}$ — температура наиболее нагретой точки трансформатора.

Рисунок 3.2. Моделирование тепловых режимов различных частей ТМПН

3.3. Разработка тепловых планарных моделей ТМПН типа «цепь»

При анализе физических явлений и процессов, а в частности тепловых, удобно использовать сходство основных уравнений, описывающих исследуемые явления, с уравнениями, описывающими эквивалентные электрические схемы. Очевидно, что удобство такого подхода заключается в возможности применения довольно хорошо изученных методов анализа электрических схем и процессов, а также современных компьютеров и программ, реализующих численные методы счета [118].

Общеизвестен метод электротепловых аналогий [110], в котором электрическое напряжение на элементе схемы замещения соответствует разности уровней температуры на конструкционном элементе, электрический ток — тепловому потоку, электрическая

емкость — теплоемкости массивного узла, сопротивление электрическому току — тепловому сопротивлению (таблица 3.1).

Таблица 3.1

Электротепловые аналогии цепных схем

п/п	Электрическая цепь			Тепловая цепь		
	Наименование	Обозначение, формула	Ед. измерения	Наименование	Обозначение, формула	Ед. измерения
1	Удельное сопротивление	ρ	(Ом*м ²)/м	Удельная теплопроводность	λ	(Вт*м)/(м ² *К)
2	Электрическое сопротивление	R	Ом	Тепловое сопротивление	R	°С/Вт
3	Электрический ток	I	А	Тепловой поток	q	Дж/с, Вт
4	Напряжение	U	В	Перегрев	Θ	К, °С
5	Потенциал	φ	В	Температура	T	К, °С
6	Электрическая емкость	C	Ф	Тепловая емкость	C	Дж/К

Для определения соответствий, рассмотрим процесс теплопередачи, описывающийся в общем виде уравнением теплоэнергетического баланса (3.19):

$$qdt = CdT + \frac{T}{R} dt, \quad (3.19)$$

где T — разность температур, t — время.

Преобразуем (3.19) к виду:

$$q = C \frac{dT}{dt} + \frac{T}{R}. \quad (3.20)$$

Стационарный процесс описывается выражением (3.21) и подобен форме закона Ома для электрической цепи:

$$q = \frac{T}{R}. \quad (3.21)$$

Эквивалентная электрическая цепь, в динамике описывающая перепад температуры по толщине однородного узла ТМПН выделяющего тепло, представляет собой источник тока, электроемкость, сопротивление (рисунок 3.3) и описывается выражением (3.22).

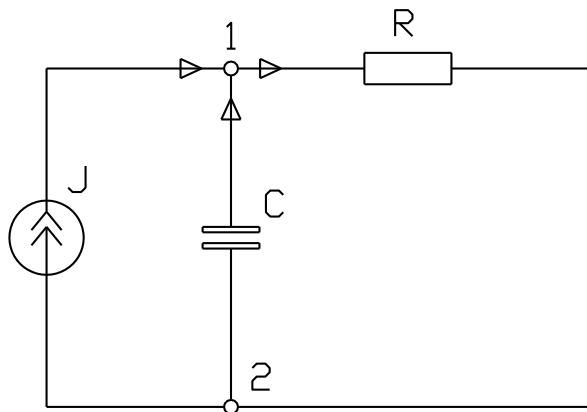


Рисунок 3.3. Эквивалентная электрическая схема нестационарного теплового процесса

$$i = C \frac{d(\phi_1 - \phi_2)}{dt} + \frac{\phi_1 - \phi_2}{R}. \quad (3.22)$$

где C — емкость, i — электрический ток, ϕ_1 — потенциал точки 1, ϕ_2 — потенциал точки 2.

Стационарный или установившийся режим теплоотдачи однородным узлом ТМПН можно представить двухэлементной эквивалентной схемой (рисунок 3.4), описывающейся выражением (3.23).

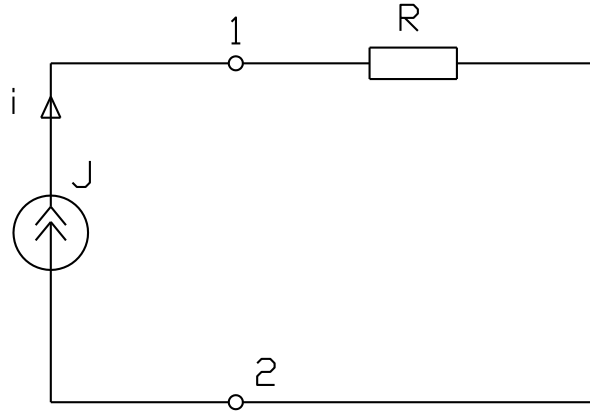


Рисунок 3.4. Эквивалентная электрическая схема стационарного теплового процесса

$$i = \frac{\phi_1 - \phi_2}{R}. \quad (3.23)$$

Помимо внутренних источников тепла, на узлы ТМПН оказывает влияние окружающая среда (ОС). Такой элемент модели в общем виде представляет собой параллельное соединение источника тока, отображающим тепловое действие ОС, и эквивалентным сопротивлением «бак-воздух» (рисунок 3.5 а). Однако, такое представление неудобно в силу сложности определения параметров. Удобней произвести преобразование схемы, изображенной на рисунке 3.5 а, в источник электродвижущей силы (ЭДС) — рисунок 3.5 б — напряжение которого соответствует температуре среды.

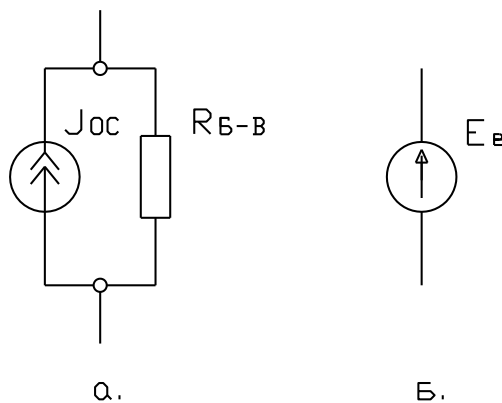


Рисунок 3.5. Схемы узла модели, имитирующего тепловое воздействие ОС на ТМПН

Пользуясь вышеприведенными выкладками, можно построить цепную модель — электрический аналог тепловых процессов трансформатора ТМПН, в общем виде представляющую собой совокупность сосредоточенных элементов: источников тока, резисторов и конденсаторов.

При составлении моделей необходимо учитывать принятые допущения: узлы трансформатора представляются однородным телом с бесконечно большой внутренней теплопроводностью, имеющие по всему своему объему одинаковую температуру и удельную теплоемкость; источники тепла представляются эквивалентными сосредоточенными источниками тока; тепловые сопротивления представляются переходными сопротивлениями между узлами, равными по величине сопротивлению реального теплового канала, при этом теплопроводности твердотельных элементов принимаются постоянными, теплопроводность масла имеет зависимость от температуры в соответствии с выражением (3.56); окружающая среда обладает бесконечно большой теплоемкостью.

3.3.1. Цепная четырехэлементная планарная модель стационарных тепловых процессов в ТМПН

Рассмотрим стационарное тепловое состояние ТМПН, а именно такой режим, при котором количество выделяемого в его узлах тепла равно отведенному теплу от наружной поверхности бака.

Согласно рассмотренным во II главе энергетическим процессам в ТМПН, представим на рисунке схему — электротепловой аналог ТМПН для исследования режимов работы в сетях НГДП. Особенностью такой схемы в отличие от известных в литературе [63, 65], является наличие дополнительного источника тепла — макровихревых токов в металлических элементах конструкции трансформатора.

Схема модели стационарных тепловых процессов в ТМПН (рисунок 3.6) представляет собой три источника тепла, отображаемые на эквивалентной схеме в виде источников тока: J_O — эквивалент потерь в обмотках ТМПН, J_C — эквивалент потерь в магнитопроводе ТМПН, J_B — эквивалент потерь в массивных токоведущих элементах ТМПН; тепловые каналы, представляемые эквивалентными электрическими сопротивлениями: R_O — тепловое сопротивление обмотки, R_C — тепловое сопротивление магнитопровода, R'_B — эквивалентное тепловое сопротивление бака, R_M — тепловое сопротивление масла; среды, как источника тепла, представленной элементом ЭДС E_B .

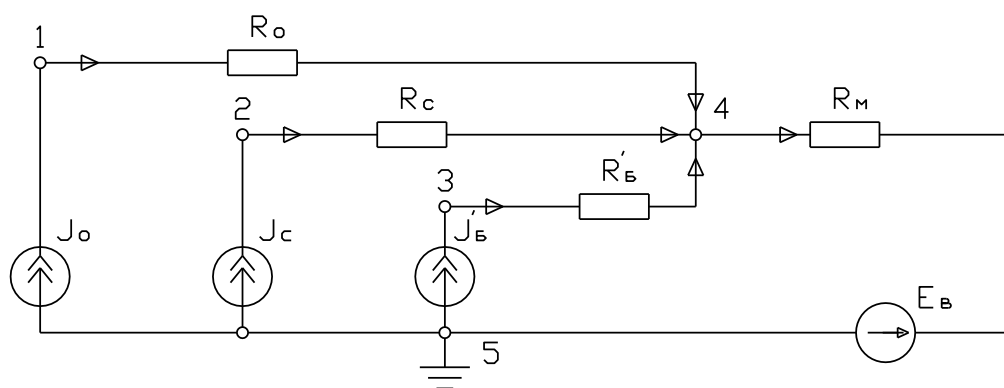


Рисунок 3.6. Электрическая схема замещения стационарных тепловых процессов в ТМПН, представленного четырьмя элементами

Учитывая, что перед нами стоит задача определения температур различных узлов ТМПН, обозначенных точками 1—5, математическое описание схемы, представленной на рисунке 3.6, удобно провести, воспользовавшись методом узловых потенциалов. При этом электрические потенциалы узлов и точек будут соответствовать температурам соответствующих элементов.

Указав предполагаемые направления токов в ветвях, для четырех неизвестных потенциалов запишем систему из четырех линейных алгебраических уравнений (СЛАУ) в соответствии с первым законом Кирхгофа:

$$\begin{cases} J_O - \frac{\phi_1 - \phi_4}{R_O} = 0 \\ J_C - \frac{\phi_2 - \phi_4}{R_C} = 0 \\ J'_B - \frac{\phi_3 - \phi_4}{R'_B} = 0 \\ \frac{\phi_1 - \phi_4}{R_O} + \frac{\phi_2 - \phi_4}{R_C} + \frac{\phi_3 - \phi_4}{R'_B} - \frac{\phi_4 - \phi_B}{R_M} = 0 \end{cases} \quad (3.24)$$

Произведем преобразования, и перепишем систему (3.24) в следующем виде:

$$\begin{cases} \phi_1 - \phi_4 = J_O R_O \\ \phi_2 - \phi_4 = J_C R_C \\ \phi_3 - \phi_4 = J'_B R'_B \\ R_C R'_B R_M \phi_1 + R_O R'_B R_M \phi_2 + R_O R_C R_M \phi_3 - \\ -(R_C R'_B R_M + R_O R'_B R_M + R_O R_C R_M + R_O R_C R'_B) \phi_4 = R_O R_C R'_B \phi_B \end{cases} \quad (3.25)$$

Векторно-матричная форма записи (3.23) примет вид (3.24):

$$A\bar{x} = b. \quad (3.26)$$

где A — матрица системы (3.25), столбцами которой являются коэффициенты при соответствующих неизвестных потенциалах, а строками — коэффициенты при неизвестных потенциалах в соответствующем уравнении:

$$\begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 \\ R_C R'_B R_M & R_C R'_B R_M & R_O R_C R_M & -R_C R'_B R_M - R_O R'_B R_M - \\ & & & R_O R_C R_M - R_O R_C R'_B \end{pmatrix}; \quad (3.27)$$

x — вектор, координаты которого искомые неизвестные:

$$\begin{pmatrix} \phi_1 \\ \phi_2 \\ \phi_3 \\ \phi_4 \end{pmatrix}; \quad (3.28)$$

b — матрица-столбец, элементы которой правые части СЛАУ:

$$\begin{pmatrix} J_O R_O \\ J_C R_C \\ J'_B R'_B \\ R_O R_C R'_B \phi_B \end{pmatrix}. \quad (3.29)$$

Если матрица системы не вырождена, существует ее обратная матрица, то решение системы (3.26) примет вид (3.30), легко программируемый в математических приложениях: MatLab, MathCad и др.

$$x = A^{-1}b. \quad (3.30)$$

3.3.2. Цепная четырехэлементная планарная модель нестационарных тепловых процессов в ТМПН

Тепловая модель нестационарных тепловых процессов ТМПН подобна модели установившегося режима, состоит из трех источников тепла, в виде источников тока, тепловых каналов, представляемых эквивалентными электрическими сопротивлениями, источника тепла ОС и теплоемкостей массивных элементов, представляемых эквивалентными электроемкостями [77, 88]: C_O — эквивалент теплоемкости обмотки, C_C — эквивалент теплоемкости магнитопровода, C'_B — эквивалент теплоемкости бака и его конструктивных элементов, C_M — эквивалент теплоемкости масла.

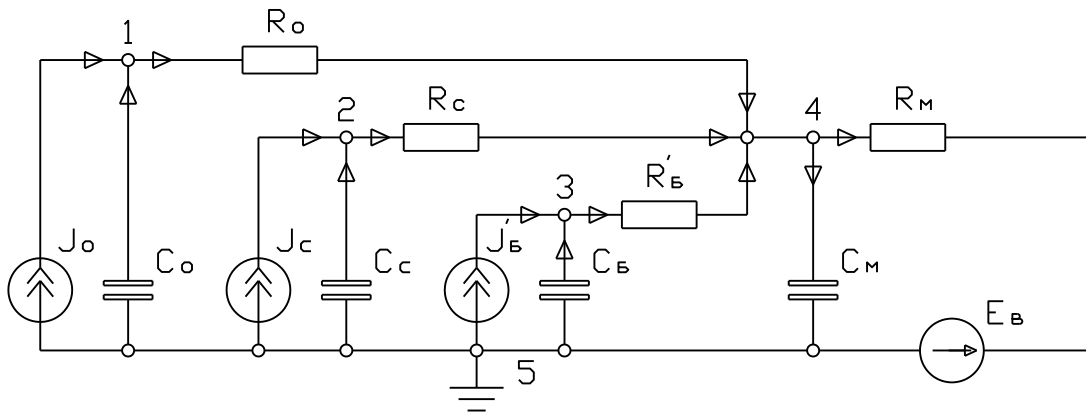


Рисунок 3.7. Электрическая схема замещения нестационарных тепловых процессов в ТМПН

Математическое описание схемы, представленной на рисунке 3.7, удобно провести, воспользовавшись методом узловых потенциалов. При этом электрические потенциалы узлов будут соответствовать температурам конструктивных элементов.

Пронумеровав узлы на схеме, и указав направления токов в ветвях для четырех неизвестных потенциалов, запишем систему из четырех обыкновенных дифференциальных уравнений (ОДУ) в соответствии с первым законом Кирхгофа:

$$\left\{ \begin{array}{l} J_O + C_O \frac{d\phi_1}{dt} - \frac{\phi_1 - \phi_4}{R_O} = 0 \\ J_C + C_C \frac{d\phi_2}{dt} - \frac{\phi_2 - \phi_4}{R_C} = 0 \\ J_B + C_B \frac{d\phi_3}{dt} - \frac{\phi_3 - \phi_4}{R_B} = 0 \\ \frac{\phi_1 - \phi_4}{R_O} + \frac{\phi_2 - \phi_4}{R_C} + \frac{\phi_3 - \phi_4}{R_B} - C_M \frac{d\phi_4}{dt} - \frac{\phi_4 - \phi_B}{R_M} = 0 \end{array} \right. \quad (3.31)$$

Разрешим уравнения относительно производной, приведем систему уравнений (3.31) к форме Коши (3.32):

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{d\phi_1}{dt} = \frac{\phi_1 - \phi_4}{R_O C_O} - \frac{J_O}{C_O} \\ \frac{d\phi_2}{dt} = \frac{\phi_2 - \phi_4}{R_C C_C} - \frac{J_C}{C_C} \\ \frac{d\phi_3}{dt} = \frac{\phi_3 - \phi_4}{R_B C_B} - \frac{J_B}{C_B} \\ \frac{d\phi_4}{dt} = \frac{\phi_1 - \phi_4}{R_O C_M} + \frac{\phi_2 - \phi_4}{R_C C_M} + \frac{\phi_3 - \phi_4}{R_B C_M} - \frac{\phi_4 - \phi_B}{R_M C_M} \end{array} \right. \quad (3.32)$$

Для удобства последующих вычислений в специализированных математических приложениях, представим систему (3.32) в векторно-матричной форме записи:

$$\bar{\Phi}' = \bar{F}(t, \bar{\Phi}), \quad (3.33)$$

где $\bar{\Phi}$ — вектор-функция искомых тепловых потенциалов:

$$\begin{pmatrix} \phi_1(t) \\ \phi_2(t) \\ \phi_3(t) \\ \phi_4(t) \end{pmatrix}, \quad (3.34)$$

$\bar{F}(t, \bar{\Phi})$ — вектор-функция правых частей системы ОДУ:

$$\begin{pmatrix} \frac{\phi_1 - \phi_4}{R_O C_O} - \frac{J_O}{C_O} \\ \frac{\phi_2 - \phi_4}{R_C C_C} - \frac{J_C}{C_C} \\ \frac{\phi_3 - \phi_4}{R_B C_B} - \frac{J_B}{C_B} \\ \frac{\phi_1 - \phi_4}{R_O C_M} + \frac{\phi_2 - \phi_4}{R_C C_M} + \frac{\phi_3 - \phi_4}{R_B C_M} - \frac{\phi_4 - \phi_B}{R_M C_M} \end{pmatrix}. \quad (3.35)$$

Нахождение вектора мгновенных значений потенциалов $\bar{\Phi}(t)$ системы $\bar{\Phi}' = \bar{F}(t, \bar{\Phi})$ при начальных условиях $\bar{\Phi}(t_0) = \bar{\Phi}_0$, является задачей Коши, хорошо изученной на численные решения [32].

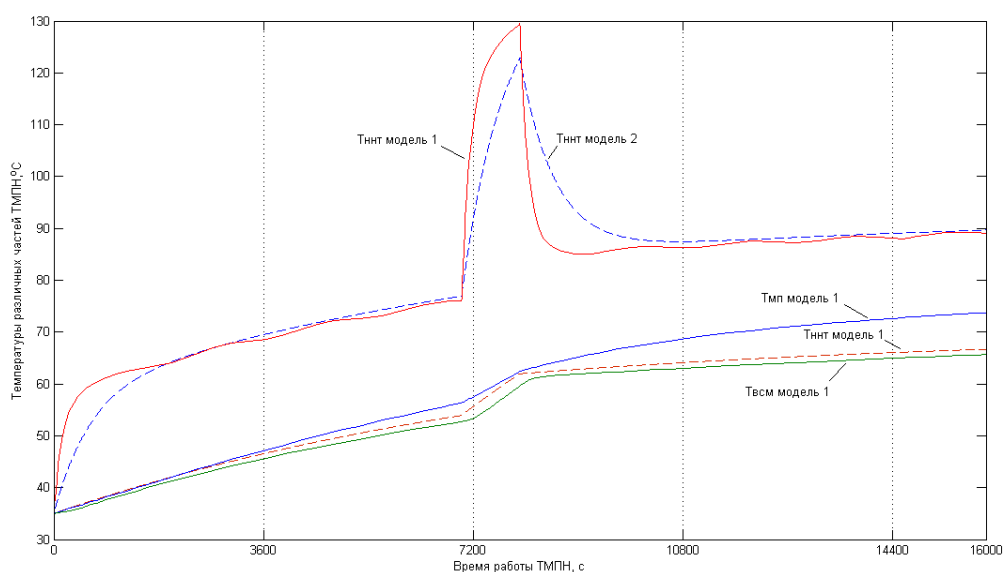
3.3.3. Анализ результатов расчета нестационарных тепловых процессов в ТМПН уточненной модели по стандарту ГОСТ 14209-97 и цепной четырехмассовой модели

Сравнение результатов моделирования нестационарных тепловых процессов в силовом трансформаторе для двух различных моделей произведем на примере ТМПН-100.

Изменение температур будем рассматривать на интервале времени, продолжительностью 4,5 ч. Температуру окружающей среды примем неизменной на всем интервале времени и равной $+35^{\circ}\text{C}$. Для сравнения динамики температур, рассчитанных по различным моделям, на рисунке 3.8 произведем имитацию допустимой кратковременной перегрузки ТМПН на 100% в течение 15 мин., остальное время для трансформатора будет имитироваться номинальный режим работы при коэффициенте загрузки $K = 1$.

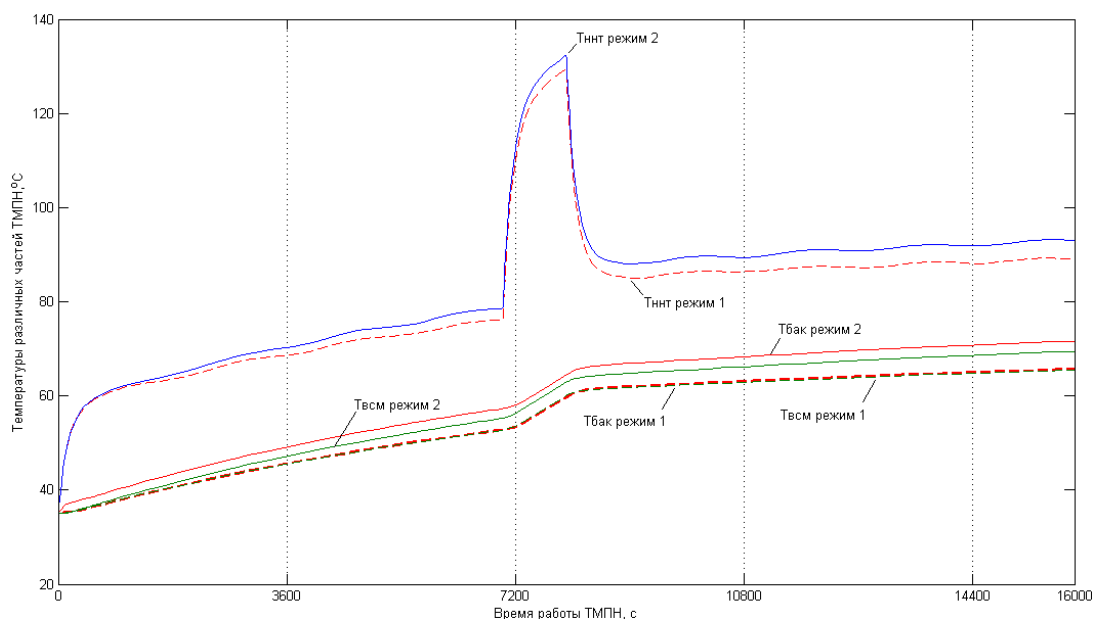
Для оценки степени влияния потерь в конструкционных узлах на температуры различных частей трансформатора ТМПН, на рисунке 3.9 произведем моделирование двух режимов на одной сетке графика: без учета конструкционных потерь и с учетом конструкционных потерь для предельных значений влияющих на данные потери факторов сети.

Как видно из результатов моделирования (рисунок 3.9), учет мощности добавочных потерь в конструкционных узлах ТМПН для предельных значений влияющих на эти потери факторов, существенно влияет на значения рассчитываемых температур (порядка 6%). Упущение факторов влияющих на мощность потерь в баке и элементов модели, имитирующих конструкционные элементы ТМПН, может привести к ошибке при расчетах температур.



$T_{\text{ВСМ}}$ — температура верхних слоев масла трансформатора, $T_{\text{ННТ}}$ — температура наиболее нагретой точки трансформатора, $T_{\text{МП}}$ — температура наиболее нагретой точки трансформатора.

Рисунок 3.8. Результаты моделирования температур различных узлов ТМПН для двух моделей: 1 — планарная четырехэлементная, 2 — по стандарту нагрузки



$T_{\text{ВСМ}}$ — температура верхних слоев масла трансформатора, $T_{\text{ННТ}}$ — температура наиболее нагретой точки трансформатора, $T_{\text{БАК}}$ — температура эквивалентного конструкционного узла трансформатора.

Рисунок 3.9. Моделирование температур различных узлов ТМПН для двух режимов:
1 — без учета потерь в конструкционных узлах ТМПН, 2 — с учетом предельных потерь в конструкционных узлах ТМПН

3.4. Разработка пространственной цепной модели нестационарных тепловых процессов в ТМПН

Планарная четырехмассовая тепловая модель ТМПН не учитывает распределение тепла в пространстве, что может быть полезным при решении задач проектирования, прогнозирования остаточного ресурса [62, 71] и диагностирования СТ методом количественной термографии [73, 74, 80, 85]. Исследование тепловых нагрузок на различные участки изоляции ТМПН в переходных режимах его работы удобно провести, воспользовавшись пространственной трехфазной цепной моделью. Для разработки модели предлагается рассмотреть устройство, как систему, состоящую из отдельных элементов, имеющих между собой тепловые связи. Такие элементы получим в результате сечения конструктивной 3D модели ТМПН в масштабе плоскими поверхностями (рисунок 3.10). Отметим, что моделирование трансформатора в масштабе делает удобным выявление тепловых связей, а также позволяет снимать необходимые геометрические параметры, необходимые для расчетов параметров тепловых каналов, связывающих элементы.

После проведения сечений, получаем 10 элементов. На основании конструктивной симметрии трансформаторов ТМПН делаем вывод, что для формирования модели необходимо провести построение тепловых схем замещения только части элементов: 1, 2, 4, 5, 8, 9.

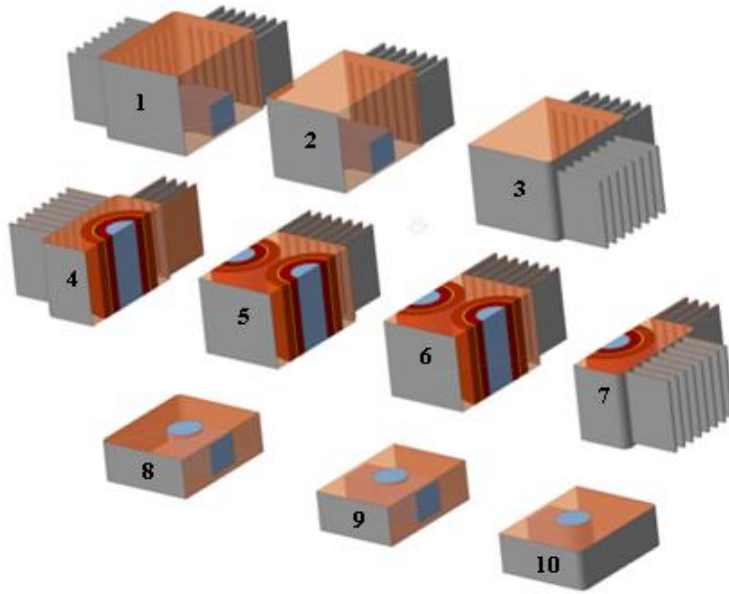


Рисунок 3.10. Поэлементное представление конструкции ТМПН

3.4.1. Расчет теплоэнергетических параметров элементов модели

Как видно из рисунка 3.10, все элементы содержат участки бака, части магнитопровода и объемы масла. Элементы 4—7 дополнительно содержат части обмоток, для удобства вычисления параметров аксиально деленные на две равные части. К примеру, **элемент 4** содержит часть магнитопровода массой m_{C4} , часть обмотки массой m_{O4} , объем трансформаторного масла массой m_{M4} и участок бака, массой $m_{Б4}$. Тепловая энергия, поступающая от смежных элементов и преобразуемая на участках магнитопровода и бака (в предлагаемой модели элементы 1, 3, 8, 10), накапливается в массивных узлах, частично рассеивается в окружающую среду и передается другим смежным элементам.

Накопление тепловой энергии массивными частями элементов моделируем эквивалентными электрическими емкостями, соответствующими по значению реальным тепловым емкостям. Так для **элемента 4** получаем следующие теплоемкости: части магнитопровода — C_{C4} (3.36), части обмотки — C_{O4} (3.37), объема масла с участком бака — $C_{M-Б4}$ (3.38).

$$C_{C4} = c_C(m_{C4} + m_{Я4}), \quad (3.36)$$

$$C_{O4} = c_{AL}(m_{AL4.1} + m_{AL4.2}) + c_{ИЗ}m_{ИЗ4}, \quad (3.37)$$

$$C_{M-Б4} = c_M m_{M4} + c_Б m_{Б4}. \quad (3.38)$$

где c_C , m_C ; c_M , m_M ; c_{AL} , m_{AL} ; $c_{ИЗ}$, $m_{ИЗ}$ — удельные теплоемкости и массы магнитопровода, масла, алюминия обмотки, изоляции обмотки соответственно.

Массы трансформаторного масла, занимаемые свободное пространство в соответствующих элементах, удобно рассчитывать, воспользовавшись соотношениями объемов:

$$m_{MЭ} = \frac{V_{MЭ}}{V_{MTP}} M_{MTP}. \quad (3.39)$$

где $m_{MЭ}$ — масса масла в элементе, $V_{MЭ}$ — объем масла в элементе, V_{MTP} — объем масла в трансформаторе, M_{MTP} — масса масла в трансформаторе.

3.4.2. Расчет параметров теплоотдачи элементов модели «бак — окружающая среда»

Зная площади поверхностей стенок бака для элементов, перепад температуры «бак-воздух» моделируем эквивалентным электрическим сопротивлением $R_{Б-В1}$ [106, 107]:

$$R_{Б-В} = \frac{1}{\alpha_{Б-В} S_B}. \quad (3.40)$$

где $\alpha_{Б-В}$ — коэффициент теплоотдачи бака, S_B — площадь наружной поверхности элемента.

Необходимо отметить, что часть наружных поверхностей содержит гофрированные элементы радиаторов, характеризующиеся большей площадью контакта с окружающей средой ($S_{БГФ1}$) в сравнении с гладкими частями стенок ($S_{БГФ1}$), но меньшей интенсивностью теплоотдачи при одинаковой скорости ветра вследствие ограниченной вентиляции [100]. Основываясь на теории, изложенной в [101], при расчете сопротивлений учитываем вышеописанный факт применением различных коэффициентов интенсивности обдувания поверхностей: для гофрированной поверхности принимаем $\eta_{ГФ} = 0,8$, для гладкой — $\eta_{ГЛ} = 1$. Для элементов 8, 9, 10, вентиляция поверхностей которых в большинстве случаев затруднена в связи с малым расстоянием между дном ТМПН и сплошным полом кустовой площадки, можно принять дополнительно заниженный коэффициент $\eta_{ГЛ} = 0,5$.

Выражение для расчета теплового сопротивления «бак-воздух» примет вид:

$$R_{Б-В1} = \frac{1}{\alpha_{Б-В} (S_{ГЛ1} (1 + \eta_{ГЛ} \sqrt{v}) + S_{ГФ1} (1 + \eta_{ГФ} \sqrt{v}))}. \quad (3.41)$$

где v — скорость ветра.

Внутренняя энергия нагретого трансформатора передается окружающей среде не только путем конвекции, но и путем преобразования в электромагнитную энергию, излучаясь в пространство посредством волн [106, 107]. В настоящей работе такой путь теплоотдачи опускается, полагая, что основная часть тепловой энергии передается в окружающую среду конвективным путем.

3.4.3. Расчет параметров твердотельных каналов теплопередачи элементов модели

Элементы трансформатора имеют между собой тепловые связи через сталь магнитопровода, изоляцию обмоток, токоведущие части обмоток, масло и сталь бака. Исследуя в настоящем параграфе тепловые воздействия на изоляцию обмоток, мы не ставим задачу изучения распределения температуры на поверхности бака, где важно учитывать его продольную теплопроводность. Поперечный перепад температуры «масло-бак» не превышает 1—3 °С [103], на основании этого, будем пренебрегать конечной теплопроводностью стенки бака ТМПН, и только учитывать ее общую массу для конкретного элемента.

Тепловую связь через сталь магнитопровода моделируем эквивалентными сопротивлениями: «стержень-стержень» — $R_{С-С}$ (3.42), «стержень-ядро» $R_{С-Я}$ (3.43). Локальные увеличения теплового сопротивления, вызванные местами стыковки стержней с ярами, учитывать не будем, считаем магнитопровод однородным, характеризующимся теплопроводностью λ_C и поперечным сечением S_C на всем протяжении. В расчетах учитываем коэффициент заполнения пакета сталью $k_3 = 0,93$ [66].

$$R_{С-С} = \frac{l_{C1}}{k_3 S_C \lambda_C}. \quad (3.42)$$

$$R_{C-Я} = \frac{l_{Я1}}{k_3 S_C \lambda_C}. \quad (3.43)$$

Обмотки, расположенные на стержнях магнитопровода, имеют тепловые связи с последним через изоляционные прокладки и масляные каналы. Считаем, что основная часть энергии распространяется через незначительную по толщине масляную прослойку между обмоткой и стержнем, в связи с чем используем теорию, изложенную в [101], и рассчитываем тепловое сопротивление «обмотка — сталь магнитопровода» как сумму сопротивлений «обмотка — масло» и «сталь магнитопровода — масло»:

$$R_{C-O} = \frac{1}{\alpha_{C-M} S_C} + \frac{1}{\alpha_{O-M} S_O}. \quad (3.44)$$

где α_{C-M} — коэффициент теплоотдачи «сталь магнитопровода — масло», α_{O-M} — коэффициент теплоотдачи «обмотка — масло», S_C — площадь поверхности стержня, S_O — площадь поверхности внутренней части обмотки.

3.4.4. Расчет параметров масляных каналов теплопередачи элементов модели

Тепловые связи между твердотельными деталями ТМПН, обусловленные объемами трансформаторного масла [105] в элементах, представляют конвективный характер. Рассматриваемые нами трансформаторы имеют естественную циркуляцию масла, при которой движение масла происходит под действием силы тяготения и обусловлено различием плотностей отдельных участков. В общем виде конвективный теплообмен между жидкостью и граничной поверхностью описывается выражением:

$$Q = \alpha S (t_{CT} - t_{Ж}). \quad (3.45)$$

где α — коэффициент теплоотдачи; t_{CT} — температура стенки; $t_{Ж}$ — температура жидкости; S — площадь поверхности контакта.

Но, несмотря на то, что формула сама по себе проста, коэффициент теплоотдачи α представляет собой очень сложную функцию потока жидкости, ее теплофизических свойств и геометрических параметров системы [104]. При решении практических задач коэффициент теплоотдачи оценивают по эмпирическим уравнениям, полученным обработкой экспериментальных результатов методом анализа размерностей (критерии подобия в теории теплопередачи). Коэффициент теплоотдачи выражают через соотношение между одним зависимым безразмерным комплексом — числом Нуссельта Nu — и тремя другими независимыми безразмерными комплексами — числами Рейнольдса Re , Грасгофа Gr и Прандтля Pr , зависящими от вида конвекции [104].

Число Нуссельта представляет отношение конвективного теплообмена к передаче тепла теплопроводностью в жидкости [104]:

$$Nu = \frac{\alpha L}{\lambda}. \quad (3.46)$$

где α — коэффициент теплоотдачи; L — характерный размер системы, соответствующий высоте обмотки, λ — коэффициент теплопроводности.

Число Рейнольдса характеризует течение вязкой жидкости и представляет отношение инерционных сил к силам вязкости [104]:

$$Re = \frac{\rho v L}{\mu}, \quad (3.47)$$

где ρ — плотность жидкости; v — скорость движения жидкости; μ — динамическая вязкость.

Число Грасгофа представляет отношение подъемной силы к силе вязкости и характеризует действие гидростатической подъемной силы и силы вязкости жидкости при естественной конвекции [104]:

$$Gr = \frac{g \beta \rho^2 L^3 \Delta t}{\mu^2}. \quad (3.48)$$

где g — ускорение свободного падения; β — температурный коэффициент объемного расширения; Δt — разность температур обмотки и жидкости.

Число Прандтля представляет отношение скорости диффузии к теплопроводности и устанавливает связь теплопередачи с движением жидкости [104]:

$$Pr = \frac{\mu c_p}{\lambda}. \quad (3.49)$$

где c_p — удельная изобарная теплоемкость.

Коэффициент теплоотдачи уравнения (3.45) входит в критерий Нуссельта (3.46), связь которого с критериями Грасгофа Gr и Прандтля Pr устанавливается следующим выражением [107]:

$$Nu = C[GrPr]^n. \quad (3.50)$$

где C , n — эмпирические константы, определяемые опытным путем для геометрически подобных тел.

Однако, согласно [104] выражение (3.50) является ограниченным и не дает полного описания настоящей физической проблемы, поэтому для расширения области ее применения вводят поправочный коэффициент K :

$$Nu = C[GrPr]^n K. \quad (3.51)$$

Подставим (3.46), (3.48) и (3.49) в (3.51). В итоге получаем выражение:

$$\frac{\alpha L}{\lambda} = C \left[\frac{g \beta \rho^2 L^3 \Delta t}{\mu^2} \cdot \frac{\mu c_p}{\lambda} \right]^n K. \quad (3.52)$$

Тогда коэффициент теплоотдачи обмотки в условиях свободной конвекции будет определяется выражением:

$$\alpha = \frac{C \lambda_M}{L_O} \left[\frac{g \beta_M \rho^2 L^3 \Delta t}{\mu^2} \cdot \frac{\mu c_p}{\lambda_M} \right]^n K. \quad (3.53)$$

Необходимо учитывать тот факт, что теплопередача посредством масла происходит в ограниченном пространстве. В таких условиях явления нагревания и охлаждения трансформаторного масла протекают вблизи друг друга, что делает невозможным их разделение и требует рассмотрения процесса в целом. В источниках [107, 109] предлагается рассматривать такой сложный процесс конвективного теплообмена как элементарное явление передачи теплоты путем теплопроводности, вводя при этом понятие эквивалентной теплопроводности $\lambda_{ЭКВ}$:

$$\lambda_{ЭКВ} = \lambda \varepsilon_K = \lambda A [GrPr]^m. \quad (3.54)$$

где λ — коэффициент теплопроводности среды; ε_K — коэффициент конвекции (3.55); A , m — коэффициенты, выбираемые исходя из значения произведения $GrPr$ [107]:

при $GrPr < 10^3$ $A = 1$, $m = 0$;
 при $10^3 < GrPr < 10^6$ $A = 0,105$, $m = 0,3$;
 при $10^6 < GrPr < 10^{10}$ $A = 0,4$, $m = 0,2$.

$$\varepsilon_K = f(GrPr). \quad (3.55)$$

Воспользовавшись данными из [109] вычисляем произведение $GrPr$ для двух «крайних» режимов тепловой перегрузки изоляции ТМПН: температуры масла 10 °С, разности температур «обмотка-масло» 150 °С (короткое замыкание «холодного» ТМПН) и температуры масла 100 °С разности температур «обмотка-масло» 60 °С (короткое замыкание ТМПН после длительной тепловой перегрузки). Предполагая, что исследуемые нами тепловые процессы будут находиться внутри ограниченного отрезка, получаем: $4\,000 < GrPr < 430\,000$ для которых $A = 0,105$, $m = 0,3$.

$$\lambda_{МЭКВ} = 0,105 \lambda_M \left[\frac{g \beta_M \rho_M^2 L_O^3 \Delta t}{\mu_M^2} \cdot \frac{\mu_M c_{PM}}{\lambda_M} \right]^{0,3}. \quad (3.56)$$

Где индекс «м» обозначает параметр масла, «о» — обмотки.

Необходимо заметить, что согласно табличным данным [109] параметры λ_M , ρ_M , β_M зависят от температуры слабо, а значения μ_M , c_{PM} имеют сильную зависимость от температуры и эта зависимость нелинейная (>20% на всем интервале исследуемых температур масла). Для упрощения математического описания трехфазной пространственной модели, опустим зависимость вышеуказанных параметров от температуры, при этом расчеты будем проводить на специально выделенных температурных интервалах, для которых будут рассчитаны усредненные значения параметров трансформаторного масла.

3.4.5. Расчет параметров двухагрегатных, двухмерных и сложной геометрической формы каналов элементов модели

Как видно из рисунка (3.10), элементы имеют тепловые каналы сложной формы. К примеру, в элементе 1, связь магнитопровода с участком бака осуществляется посредством объема масла с поверхностью контакта S_{C1} со стороны магнитопровода и S_{B1} со стороны окружающей среды. Для расчета эквивалентного сопротивления, представляем участок масла высотой h эквивалентным проводником длиной h переменного сечения, площадь которого линейно уменьшается от значения S_1 на одном конце до S_2 на другом. Тогда, к примеру, для канала «магнитопровод — станки бака» элемента 1 можно записать следующее выражение, определяющее его тепловое сопротивление:

$$R_{Б-М/С1-ЭКВ} = \frac{h_{M1}}{\lambda_{МЭКВ} (S_{Б-М1} - S_{С-М1})} \ln \left(\frac{S_{Б-М1}}{S_{С-М1}} \right). \quad (3.57)$$

Помимо сплошных масляных и твердотельных тепловых каналов, для описания связей элементов 1, 2, 3 и 8, 9, 10 удобно ввести эквивалентные двухагрегатные тепловые каналы. Эквивалентное тепловое сопротивление таких каналов можно рассчитать по аналогии с расчетом эквивалентного электрического сопротивления при параллельном соединении резисторов. Тогда, к примеру, для канала «магнитопровод/масло» между элементами 1 и 2 можно записать следующие выражения, определяющие его эквивалентное тепловое сопротивление:

$$\frac{1}{R_{C-C/M}} = \frac{\lambda_C S_C}{l_C} + \frac{\lambda_{МЭКВ} S_M}{l_M}, \quad (3.58)$$

$$R_{C-C/M} = \frac{l_C l_M}{\lambda_C S_C + \lambda_{МЭКВ} S_M}. \quad (3.59)$$

где $R_{C-C/M}$ — эквивалентно сопротивление, l_C — длина канала вдоль участка магнитопровода, l_M — длина канала вдоль объема масла, $\lambda_{МЭКВ}$, λ_C — удельные теплопроводности масла и магнитопровода соответственно.

Как видно из рисунка (3.10) часть элементов характеризуется двухмерным распределением тепла. Согласно [102], в настоящей работе также будем считать, что сопротивления в различных направлениях независимы и при взаимодействии они складываются, как параллельные сопротивления электрической цепи.

3.5. Разработка схемы замещения пространственной модели нестационарных тепловых процессов в ТМПН и ее математическое описание

На основании вышеизложенной теории, а также анализируя тепловые связи трансформатора, прослеживаемые по рисунку 3.10, изобразим пространственную тепловую схему замещения ТМПН и представим ее на рисунке 3.11.

Математическое описание полученной схемы замещения проведем, воспользовавшись методом узловых потенциалов. При этом, как было отмечено ранее, электрические потенциалы узлов будут соответствовать температурам соответствующих элементов.

Всего получаем 29 узлов, для которых составляем 29 уравнений, 25 из которых дифференциальные. 4 узла не содержат элементов, накапливающих энергию и описываются алгебраическими уравнениями.



$$\begin{aligned}
& J'_B + C_{M-B} \frac{d\varphi_1}{dt} + \frac{\varphi_2 - \varphi_1}{R_{B-M/C}} + \frac{\varphi_{13} - \varphi_1}{R_{M-M}} - \frac{\varphi_1 - \varphi_5}{R_{M-M}} - \frac{\varphi_1 - \varphi_B}{R_{B-B}} = 0 \\
& J_C + C_C \frac{d\varphi_2}{dt} + \frac{\varphi_3 - \varphi_2}{R_{C-C}} + \frac{\varphi_9 - \varphi_2}{R_{C-C/M}} - \frac{\varphi_2 - \varphi_1}{R_{B-M/C}} = 0 \\
& J_C + C_C \frac{d\varphi_3}{dt} + \frac{\varphi_8 - \varphi_3}{R_{C-O}} + \frac{\varphi_4 - \varphi_3}{R_{C-O}} - \frac{\varphi_3 - \varphi_2}{R_{C-C}} - \frac{\varphi_3 - \varphi_6}{R_{C-C}} = 0 \\
& J_O + C_O \frac{d\varphi_4}{dt} - \frac{\varphi_4 - \varphi_5}{R_{O-M-B}} - \frac{\varphi_4 - \varphi_3}{R_{C-O}} = 0 \\
& C_{M-B} \frac{d\varphi_5}{dt} + \frac{\varphi_4 - \varphi_5}{R_{O-M-B}} + \frac{\varphi_{10} - \varphi_5}{R_{M-M}} + \frac{\varphi_1 - \varphi_5}{R_{M-M}} - \frac{\varphi_5 - \varphi_7}{R_{M-M}} - \frac{\varphi_5 - \varphi_B}{R_{B-B}} = 0 \\
& J_C + C_C \frac{d\varphi_6}{dt} + \frac{\varphi_3 - \varphi_6}{R_{C-C}} + \frac{\varphi_{11} - \varphi_6}{R_{C-C/M}} - \frac{\varphi_6 - \varphi_7}{R_{B-M/C}} = 0 \\
& J'_B + C_{M-B} \frac{d\varphi_7}{dt} + \frac{\varphi_6 - \varphi_7}{R_{B-M/C}} + \frac{\varphi_5 - \varphi_7}{R_{M-M}} - \frac{\varphi_7 - \varphi_{17}}{R_{M-M}} - \frac{\varphi_7 - \varphi_B}{R_{B-B}} = 0 \\
& J_O + C_O \frac{d\varphi_8}{dt} - \frac{\varphi_8 - \varphi_3}{R_{C-O}} - \frac{\varphi_8 - \varphi_{10}}{R_{O-M}} = 0 \\
& \frac{\varphi_{14} - \varphi_9}{R_{C-C/M}} + \frac{\varphi_{10} - \varphi_9}{R_{C-M}} - \frac{\varphi_9 - \varphi_2}{R_{C-C/M}} = 0 \\
& C_{M-B} \frac{d\varphi_{10}}{dt} + \frac{\varphi_8 - \varphi_{10}}{R_{O-M}} + \frac{\varphi_{12} - \varphi_{10}}{R_{O-M}} - \frac{\varphi_{10} - \varphi_{11}}{R_{C-M}} - \frac{\varphi_{10} - \varphi_9}{R_{C-M}} - \frac{\varphi_{10} - \varphi_5}{R_{M-M}} - \frac{\varphi_{10} - \varphi_B}{R_{M-B-B}} = 0 \\
& \frac{\varphi_{16} - \varphi_{11}}{R_{C-C/M}} + \frac{\varphi_{10} - \varphi_{11}}{R_{C-M}} - \frac{\varphi_{11} - \varphi_6}{R_{C-C/M}} = 0 \\
& J_O + C_O \frac{d\varphi_{12}}{dt} - \frac{\varphi_{12} - \varphi_{15}}{R_{C-O}} - \frac{\varphi_{12} - \varphi_{10}}{R_{O-M}} = 0 \\
& C_{M-B} \frac{d\varphi_{13}}{dt} + \frac{\varphi_{14} - \varphi_{13}}{R_{C-M-B}} - \frac{\varphi_{13} - \varphi_1}{R_{M-M}} - \frac{\varphi_{13} - \varphi_{27}}{R_{M-M}} - \frac{\varphi_{13} - \varphi_B}{R_{B-B}} = 0 \\
& J_C + C_C \frac{d\varphi_{14}}{dt} + \frac{\varphi_{15} - \varphi_{14}}{R_{C-C}} - \frac{\varphi_{14} - \varphi_9}{R_{C-C/M}} - \frac{\varphi_{14} - \varphi_{13}}{R_{C-M-B}} - \frac{\varphi_{14} - \varphi_{19}}{R_{C-C/M}} = 0 \\
& J_C + C_C \frac{d\varphi_{15}}{dt} + \frac{\varphi_{12} - \varphi_{15}}{R_{C-O}} + \frac{\varphi_{18} - \varphi_{15}}{R_{C-O}} - \frac{\varphi_{15} - \varphi_{14}}{R_{C-C}} - \frac{\varphi_{15} - \varphi_{16}}{R_{C-C}} = 0 \\
& J_C + C_C \frac{d\varphi_{16}}{dt} + \frac{\varphi_{15} - \varphi_{16}}{R_{C-C}} - \frac{\varphi_{16} - \varphi_{11}}{R_{C-C/M}} - \frac{\varphi_{16} - \varphi_{21}}{R_{C-C/M}} - \frac{\varphi_{16} - \varphi_{17}}{R_{C-M-B}} = 0 \\
& C_{M-B} \frac{d\varphi_{17}}{dt} + \frac{\varphi_{16} - \varphi_{17}}{R_{C-M-B}} + \frac{\varphi_7 - \varphi_{17}}{R_{M-M}} + \frac{\varphi_{29} - \varphi_{17}}{R_{M-M}} - \frac{\varphi_{17} - \varphi_B}{R_{B-B}} = 0 \\
& J_O + C_O \frac{d\varphi_{18}}{dt} - \frac{\varphi_{18} - \varphi_{15}}{R_{C-O}} - \frac{\varphi_{18} - \varphi_{20}}{R_{O-M}} = 0 \\
& \frac{\varphi_{14} - \varphi_{19}}{R_{C-C/M}} + \frac{\varphi_{20} - \varphi_{19}}{R_{C-M}} - \frac{\varphi_{19} - \varphi_{23}}{R_{C-C/M}} = 0 \\
& C_{M-B} \frac{d\varphi_{20}}{dt} + \frac{\varphi_{18} - \varphi_{20}}{R_{O-M}} + \frac{\varphi_{22} - \varphi_{20}}{R_{O-M}} - \frac{\varphi_{20} - \varphi_{21}}{R_{C-M}} - \frac{\varphi_{20} - \varphi_{19}}{R_{C-M}} - \frac{\varphi_{20} - \varphi_{28}}{R_{M-M}} - \frac{\varphi_{20} - \varphi_B}{R_{M-B-B}} = 0 \\
& \frac{\varphi_{16} - \varphi_{21}}{R_{C-C/M}} + \frac{\varphi_{20} - \varphi_{21}}{R_{C-M}} - \frac{\varphi_{21} - \varphi_{25}}{R_{C-C/M}} = 0
\end{aligned} \tag{3.60.1}$$

$$\left\{ \begin{array}{l}
J_O + C_O \frac{d\varphi_{22}}{dt} - \frac{\varphi_{22} - \varphi_{20}}{R_{O-M}} - \frac{\varphi_{22} - \varphi_{24}}{R_{C-O}} = 0 \\
J_C + C_C \frac{d\varphi_{23}}{dt} + \frac{\varphi_{24} - \varphi_{23}}{R_{C-C}} + \frac{\varphi_{19} - \varphi_{23}}{R_{C-C/M}} - \frac{\varphi_{23} - \varphi_{27}}{R_{B-M/C}} = 0 \\
J_C + C_C \frac{d\varphi_{24}}{dt} + \frac{\varphi_{26} - \varphi_{24}}{R_{C-O}} + \frac{\varphi_{22} - \varphi_{24}}{R_{C-O}} - \frac{\varphi_{24} - \varphi_{25}}{R_{C-C}} - \frac{\varphi_{24} - \varphi_{23}}{R_{C-C}} = 0 \\
J_C + C_C \frac{d\varphi_{25}}{dt} + \frac{\varphi_{24} - \varphi_{25}}{R_{C-C}} + \frac{\varphi_{21} - \varphi_{25}}{R_{C-C/M}} - \frac{\varphi_{25} - \varphi_{29}}{R_{B-M/C}} = 0 \\
J_O + C_O \frac{d\varphi_{26}}{dt} - \frac{\varphi_{26} - \varphi_{28}}{R_{O-M-B}} - \frac{\varphi_{26} - \varphi_{24}}{R_{C-O}} = 0 \\
J'_B + C_{M-B} \frac{d\varphi_{27}}{dt} + \frac{\varphi_{13} - \varphi_{27}}{R_{M-M}} + \frac{\varphi_{23} - \varphi_{27}}{R_{B-M/C}} - \frac{\varphi_{27} - \varphi_{28}}{R_{M-M}} - \frac{\varphi_{27} - \varphi_B}{R_{B-B}} = 0 \\
C_{M-B} \frac{d\varphi_{28}}{dt} + \frac{\varphi_{27} - \varphi_{28}}{R_{M-M}} + \frac{\varphi_{20} - \varphi_{28}}{R_{M-M}} + \frac{\varphi_{26} - \varphi_{28}}{R_{O-M-B}} - \frac{\varphi_{28} - \varphi_{29}}{R_{M-M}} - \frac{\varphi_{28} - \varphi_B}{R_{B-B}} = 0 \\
J'_B + C_{M-B} \frac{d\varphi_{29}}{dt} + \frac{\varphi_{28} - \varphi_{29}}{R_{M-M}} + \frac{\varphi_{25} - \varphi_{29}}{R_{B-M/C}} - \frac{\varphi_{29} - \varphi_{17}}{R_{M-M}} - \frac{\varphi_{29} - \varphi_B}{R_{B-B}} = 0
\end{array} \right. \quad . \quad (3.60.2)$$

3.6. Алгоритм расчета тепловых процессов в трансформаторах ТМПН

Расчет тепловых процессов в специальных силовых масляных трансформаторах, в том числе ТМПН, можно выполнять по представленному на рисунке 3.12 алгоритму.

Блок ввода параметров модели и расчета регистрирует значения постоянных параметров силового трансформатора, блок ввода значений факторов регистрирует значения факторов, действующих на расчетный момент времени. На основании значений факторов и параметров исследуемого трансформатора, модуль расчета мощностей потерь ЭЭ и теплопроводности уточняет действующие на момент расчета параметры источников тепловой энергии в СТ, а также текущие теплопроводности масляных каналов. На основании требований точности результатов расчета, в качестве модуля расчета температур ТМПН может применяться любая из предложенных математических моделей. На выходе модуля расчета получаем мгновенные значения температур различных узлов СТ для расчетного момента времени. Данные фиксируются блоком записи и, если расчетный интервал не пройден, цикл расчета температур повторяется N итераций.

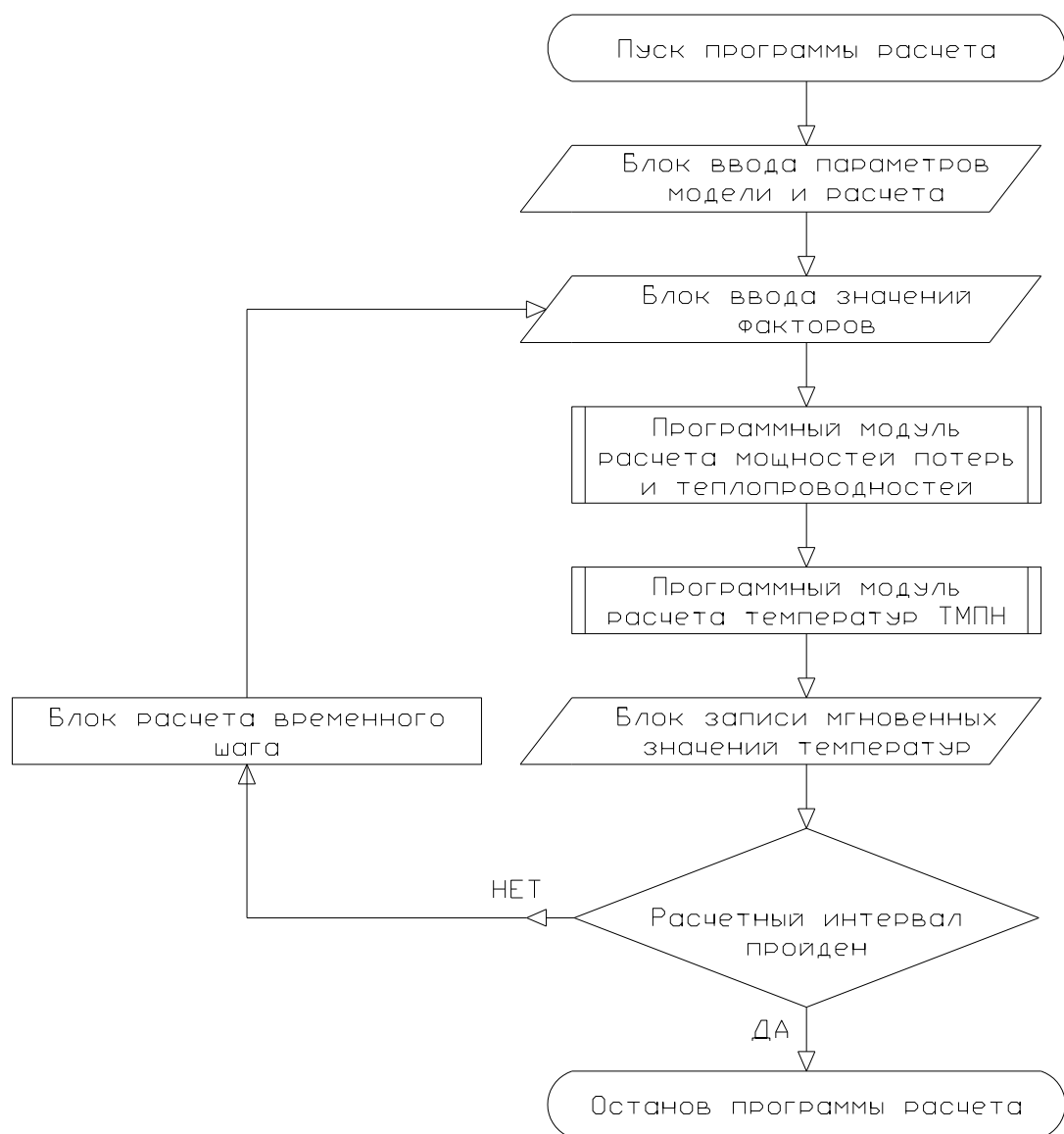


Рисунок 3.8. Алгоритм расчета температур различных узлов силовых масляных трансформаторов

4. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ В СИЛОВЫХ МАСЛЯНЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ

4.1. Мониторинг и диагностика тепловых состояний масляных трансформаторов в электрических сетях НГДП

Повышение надежности работы трансформаторного оборудования возможно за счет внедрения методов и средств оперативной диагностики и мониторинга. При этом указанным системам необходимо решать следующие задачи:

1. Анализировать текущее состояние контролируемого объекта, выявляя возможные развивающиеся дефекты и причины их возникновения;
2. Оценивать остаточный ресурс и вероятность выхода из строя объекта по причине выявленных дефектов, возможных внешних воздействий;
3. Давать рекомендации, направленные на предупреждение аварии, и/или принимать решение о защитном отключении.

Учитывая случайность воздействий на трансформатор, которые интенсифицируют развитие дефектов, а также сложность оценки скорости развития дефектов вследствие таких возмущений, заметим, что предпочтительней применение непрерывных систем — систем мониторинга. Системы мониторинга позволяют контролировать изменения параметров в динамике и, на основании отклонений измеренных значений от ожидаемых, давать оценку текущего состояния объекта [23, 38, 87]. Очевидно, что система, оперирующая большим объемом информации об объекте, дает более точную оценку его текущего состояния [22]. С другой стороны, чем совершеннее информационная система, тем больше на нее затраты и тем меньше экономический эффект в результате ее применения. К примеру, высоковольтные трансформаторы головных подстанций 220 и 110 кВ (5% от общего числа высоковольтных СТ), определяющие надежность электроснабжения в целом и характеризующиеся высокой стоимостью, оправдано могут быть оснащены системой on-line мониторинга. Состояние трансформаторов распределительных ПС 35 кВ (95%) экономически эффективней контролировать информационно-диагностической системой, анализирующей информацию, предоставляемую периодически (результаты испытаний, регистрация внешних воздействий, перегрузок и др.). Предполагается, что на основании результатов выдаваемых такой системой возможен переход от планово-предупредительных мероприятий к мероприятиям по состоянию оборудования, что снизит расходы на содержание трансформаторного оборудования.

Большая численность парка трансформаторов 6 (10) кВ (в сотни раз больше высоковольтных) сильно усложняет их индивидуальный диагностический контроль. В электрослужбах НГДП Югры распространен подход к обслуживанию трансформаторов ТМПН и комплектных трансформаторных подстанций 6(10) кВ на основании планово-предупредительных мероприятий или по факту выхода объекта из строя. Помимо запланированных работ по графику, к примеру, территориально-производственным предприятием Урайнефтегаз (Лукойл-Западная Сибирь), некоторая часть комплектных трансформаторных подстанций выводится в ремонт «по состоянию». При этом ведущими специалистами компании выделяются объекты с наибольшим износом и принимается решение об их внеплановом ремонте. Трансформаторы погружных насосов, как правило, проходят ревизию при каждом отключении скважины. При этом выездная группа производит замену остановленного трансформатора на гарантированно исправный, предварительно проверенный в электроцехе. Очевидно, несмотря на то, что такой подход позволяет снизить риск останова скважины в связи с отказом ТМПН, вызванным вялотекущими дефектами, он сопряжен с большими издержками и остается уязвим к предупреждению отказов в результате быстроразвивающихся дефектов, к которым можно отнести межвитковые

короткие замыкания вследствие локальной потери диэлектрической прочности в результате перегревов.

На рисунке 4.1 представим результаты ранжирования информационных систем по степени автоматизации и функциональным возможностям.

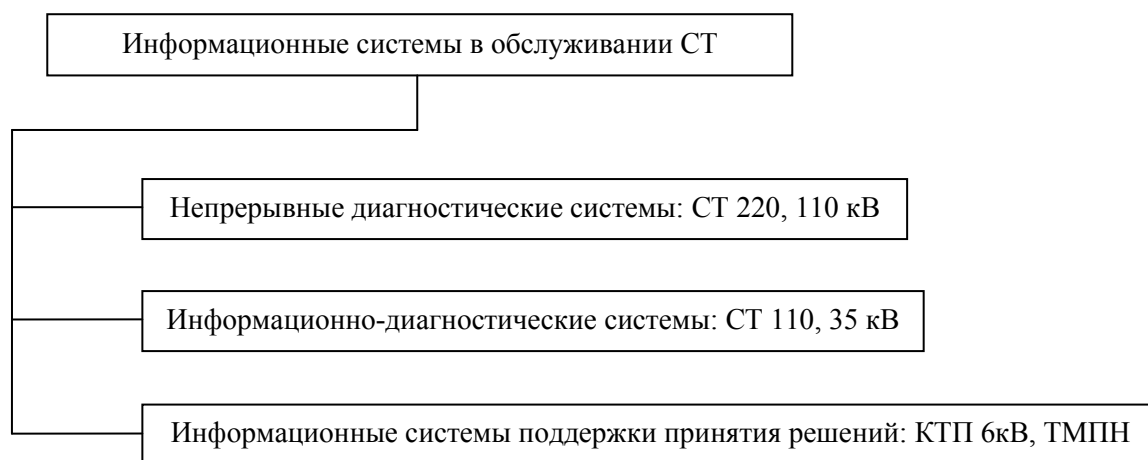


Рисунок 4.1. Ранжирование информационных систем по функциональным возможностям и группам трансформаторов

На основании результатов исследования дефектов и причин их возникновения в трансформаторах ТМПН, изложенных в главе I, предполагается, что эффективным будет разработка и внедрение системы многофакторного прогнозирования теплового состояния ТМПН, использующей разработанные модели (Глава III).

4.2. Разработка устройства on-line контроля и прогнозирования теплового состояния трансформаторов ТМПН

Описание предлагаемого устройства

Предлагается устройство прогнозирования теплового состояния трансформаторов ТМПН, предназначенное для сигнализации и ограничения недопустимых тепловых перегрузок ТМПН, не оснащенных защитой по температуре [91]. В результате использования такого устройства возможно предупреждение аварий, продление сроков службы трансформаторов, сокращение расходов на ремонт и эксплуатацию.

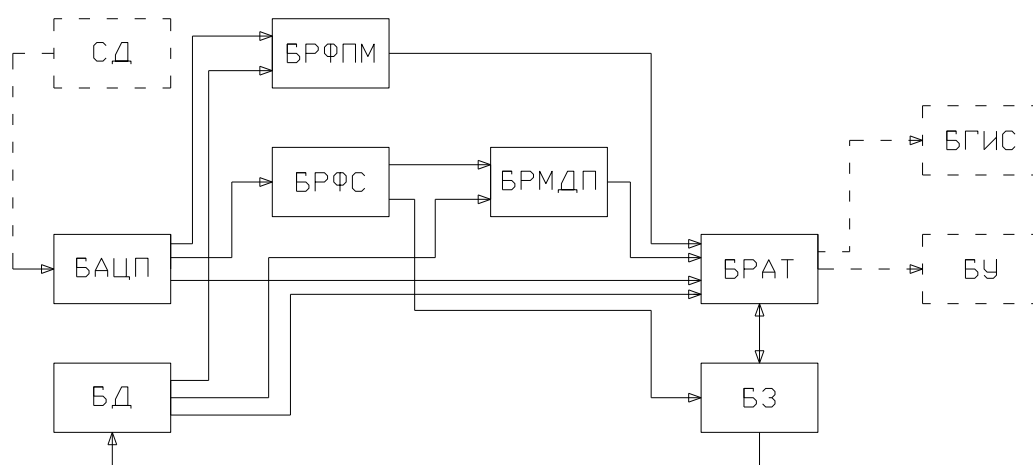
Устройство, контролируя факторы сети, нагрузки и окружающей среды, рассчитывает основные и оценивает добавочные потери, по значениям которых рассчитывает ожидаемый температурный режим и предупреждает перегрев, вызывающий ускоренное старение изоляции и повышающий вероятность отказа.

Особенность устройства в том, что оно способно накапливать знания о тепловых эффектах, возникающих в результате действия ряда факторов, в частности, трудноформализуемых факторов сети. В результате предсказания аварийного режима работы, устройство может сигнализировать о тепловой перегрузке, ограничивать основную электрическую нагрузку, подавать сигнал на отключение. Анализируя гармонический состав сетевого напряжения, устройство формирует сигнал, который может быть использован для управления фильтром, в случае его применения в связке с устройством. Скоординированная работа устройства и фильтра, в случае его совместного применения, повышает качество сетевого напряжения, снижает потери электроэнергии в электроустановках. На рисунке 4.2 представлена структурная схема предлагаемого устройства.

Режим слежения устройства

Система датчиков (СД), снимает и передает аналоговые сигналы, отображающие значения тока, напряжения, температуры окружающей среды и трансформатора блоку аналого-цифрового преобразователя (БАЦП). БАЦП преобразует аналоговый сигнал в цифровой для дальнейшего его использования блоком расчета факторов и параметров модели (БРФПМ), блоком расчета факторов сети (БРФС), блоком расчета поправочных коэффициентов (БРПК), блоком расчета и анализа температур (БРАТ). БРФПМ, используя информацию о параметрах трансформатора, полученную от блока базы данных (БД), производит расчет факторов и основных параметров тепловой модели, запрограммированной в БРАТ.

БРФС, исследуя мгновенные значения токов и напряжений, производит расчет факторов сети. БРМДП на основании данных, полученных от БРФС, рассчитывает текущие значения мощностей добавочных потерь, уточняющие тепловую модель для данного режима работы трансформатора.



СД — система датчиков;
БАЦП — блок аналого—цифрового преобразователя;
БД — база данных;
БРФПМ — блок расчета факторов и параметров модели;
БРФС — блок расчета факторов сети;

БРДП — блок расчета мощностей добавочных потерь;
БРАТ — блок расчета и анализа температур;
БЗ — база знаний;
БГИС — блок графической интерпретации сигналов;
БУ — блок управления.

Рисунок 4.2. Структурная схема устройства on-line контроля и прогнозирования теплового состояния трансформаторов ТМППН

БРАТ производит расчет температур трансформатора, рассчитывает время достижения предельного их значения при текущем режиме, сравнивает расчетное значение температур и время выхода на аварийный режим с уставками и, в случае их достижения, посылает в соответствии с текущими настройками сигналы блоку управления (БУ) и блоку графической интерпретации сигналов (БГИС).

Режим обучения устройства

Как было отмечено в главе III, потери в трансформаторе имеют сложноформализуемые связи со значениями факторов сети и конструкционными особенностями трансформатора. Так для трансформаторов с подобными паспортными данными, но разных производителей, влияние факторов сети могут быть различными. Доказательством этому служат результаты опроса специалистов эксплуатирующих организаций, указывающие на «уязвимость» трансформаторов некоторых марок к воздействию высших гармоник и отклонениям номинальной частоты. Решение проблемы, лежащей в сложности отождествления зависимостей

потерь от параметров сети и трансформатора, осуществляется за счет применения в устройстве блока знаний (БЗ) и оснащения устройств на серийных объектах контроля датчиками температуры трансформатора.

В режиме слежения, устройство производит сопоставление ретроспективных данных о значениях факторов со значениями температур трансформатора, измеренных при помощи соответствующих датчиков, производит перерасчет коэффициентов уточняющих мощности добавочных потерь и записывает информацию в БЗ. После накопления необходимого объема знаний, информацию можно аппроксимировать и перенести на типовые устройства. При этом применение датчика температуры трансформатора не требуется.

Зависимости поправочных коэффициентов от параметров сети могут быть получены и иными способами, к примеру, можно установить связь температуры трансформатора, измеренной тепловизором, с ретроспективными данными изменения параметров сети и температуры окружающей среды. Зависимость в этом случае можно получить в результате анализа достаточного объема накопленной информации.

4.3. Автоматизированное проектирование специальных силовых трансформаторов

Проектирование электрической машины — сложная многовариантная задача, при решении которой приходится учитывать большое количество факторов. Естественным стремлением всех, кто проектирует машину, является получение, по возможности быстрым путем, более близкого к заданию расчетного варианта. Поэтому методики, подход к расчету и проектированию электрических машин на всех этапах развития включали в себя все новейшие достижения в теории и практики электромашиностроения [44].

Стадии проектирования регламентированы соответствующими стандартами [40, 34]. Выполнение стадий проектирования приводит к разработке пакета проектной документации, который необходим для учета устройства, возможности его проверки, подготовки производства, повторения разработок другими исполнителями и обслуживания устройства эксплуатирующей организацией.

Основные стадии разработки конструкторской документации представлены на рисунке 4.3.

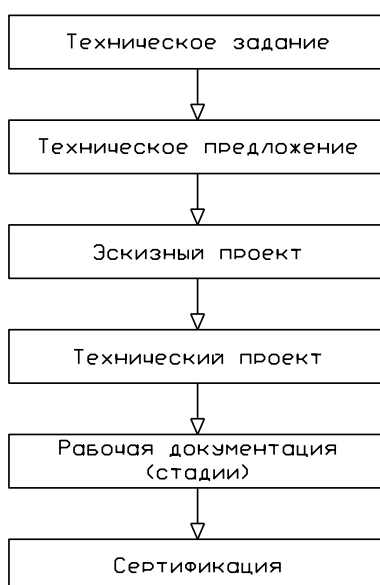


Рисунок 4.3. Основные стадии разработки конструкторской документации

Стадия «техническое задание» (ТЗ) определяет назначение объекта, его характеристики и показатели, специальные требования к изделию.

Стадия «техническое предложение» (ТП) представляет пакет документов, описывающих техническое и экономическое обоснование проекта.

Стадия «эскизный проект» (ЭП) представляет собой пакет документов, дающих представление о принципе работы устройства, основных параметрах, принципиальных решениях.

Стадия «технический проект» (ТП) представляет собой пакет документов, описывающих окончательные технические решения, дающих детальное представление об устройстве, а также исходные данные для рабочей документации.

Стадия «рабочий проект» (РП) в результате испытания опытного образца, установочной серии и налаживания производства представляет собой совокупность рабочей документации установившейся технологии.

Цифровые электронные вычислительные машины (ЭВМ) впервые начали использоваться для расчетов электрических машин в 50-х годах в США и СССР. Существуют две основные тенденции в применении ЭВМ при проектировании электрических машин: применение вычислительной техники для расчета частей или всей машины по существующим методикам и применение вычислительной техники для расчетов, в основе которых лежат дифференциальные уравнения, описывающие процессы динамики [44]. Очевидно, что первый менее точный в силу применения полуэмперических формул, второй более трудоемкий, позволяющий более эффективно применять ЭВМ и решать более сложные задачи.

Системой автоматизированного проектирования (САПР) электрических машин называется комплекс технических, информационных и математических средств, предназначенных для автоматизации расчета и конструирования электрических машин с участием человека [117]. Стадии создания различных автоматизированных систем, в том числе и проектирования, описывается стандартом ГОСТ 34.601-90 [26].

При проектировании ЭМ решается несколько задач, в связи с этим, САПР ЭМ представляет собой несколько подсистем, включающих отдельные блоки, которые могут использоваться по мере необходимости решаемой задачи. При проектировании нового трансформатора производится расчет ряда вариантов СТ, различных по конструктивным исполнениям, материалоемкостью. При этом во внимание могут браться следующие критерии:

- электрическая прочность;
- электродинамическая стойкость;
- затраты на материалы и изготовление;
- массогабаритные параметры;
- энергоэффективность;
- износоустойчивость;
- и др.

С ростом сложности объектов, в настоящее время помимо подхода «оптимального» проектирования, при котором добиваются параметров объекта, отвечающим заданным критериям, используется подход «системного» проектирования. При таком подходе трансформатор рассматривается либо как внутренний элемент комплекса с внешними связями [77], либо как система, состоящая из отдельных узлов [79, 81]. Тепловые расчеты трансформатора в аспекте системного проектирования могут рассматриваться, к примеру, в системе «трансформатор — вентилируемое помещение электроустановки», «трансформатор — окружающая среда», «питающая сеть — трансформатор», а также др.

При проверочных расчетах, как правило, рассматриваются стационарные режимы работы трансформатора [117, 44, 103, 116], однако, при проектировании специальных

трансформаторов, к которым можно отнести ТМПН, дополнительно полезно исследовать следующие динамические режимы [33, 77, 79, 81, 125]:

- броски токов в обмотках трансформатора при коротких замыканиях;
- броски токов при включении трансформатора в сеть с остаточной намагниченностью;
- внутренние перенапряжения, в том числе вызванные «срезами» тока, эскалацией напряжения и др.;
- изменение температур узлов СТ в режиме резких изменений нагрузки (бросков тока);
- изменение температур узлов СТ в результате короткого замыкания при холодном масле;
- изменение температур узлов СТ в результате нестационарного действия различных факторов;
- и др.

4.3.1. Разработка блока тепловой динамики системы автоматизированного проектирования специальных силовых трансформаторов

Процесс проектирования такого сложного устройства, как трансформатор, представляет собой многократные повторения различных проектных операций. Таким образом, начало всего процесса представляет собой выбор общей концепции проектируемого объекта, который впоследствии многократно уточняется. Итерационный характер проектирования определяется неполнотой начальных знаний о задаче. В результате пошаговых уточнений, характеристики трансформатора приближаются к оптимальным или требуемым по техническому заданию значениям.

При разработке специализированных трансформаторов, для которых динамический режим работы является определяющим, оптимизационное проектирование производится с учетом динамических процессов. При этом блок динамики может включаться как в алгоритм оптимизационного расчета, так и использоваться для проверки результатов статических расчетов [44].

В зависимости от этапа проектирования и поставленной задачи полезным может быть использование различных моделей тепловой динамики трансформатора:

- упрощенная эквивалентная («однофазная») тепловая модель трансформатора (стадии ТЗ, ПТ, ЭП);
- пространственная тепловая модель трансформатора без учета зависимости теплопроводности, температуропроводности и теплоотдачи от температур (стадии ТП, РП);
- пространственная тепловая модель трансформатора с учетом зависимости теплопроводности, температуропроводности и теплоотдачи от температур (стадии ТП, РП);
- и др.

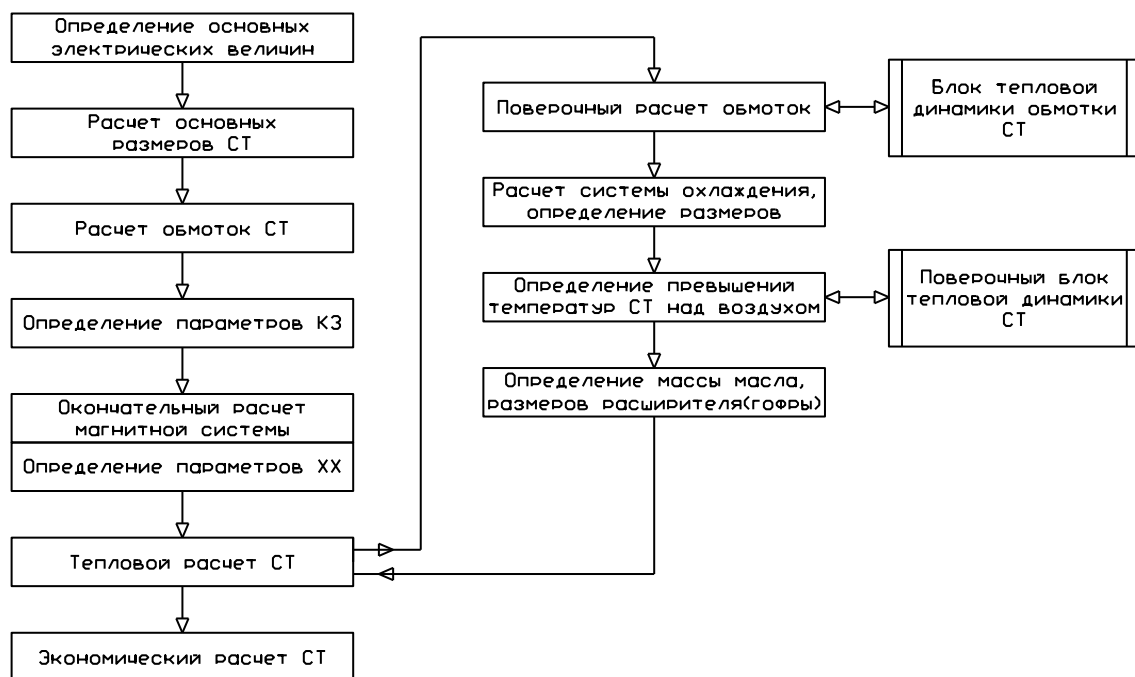


Рисунок 4.4. Автоматизация системы проектирования силовых трансформаторов

На основе «классической» схемы расчета силового трансформатора, изложенной в [103], на рисунке 4.4 покажем этапы, на которых эффективно применять блоки расчета тепловой динамики трансформатора и отдельных его узлов.

После расчета и выбора обмоток, с учетом конструктивных особенностей СТ необходимо провести поверочный расчет перепадов температуры в обмотках и на их поверхности. Помимо статических расчетов, отображающих состояние в установившемся режиме, полезно провести расчеты для режимов резких набросов нагрузки и коротких замыканий. На этом этапе расчетов может быть использована тепловая динамическая модель обмотки трансформатора.

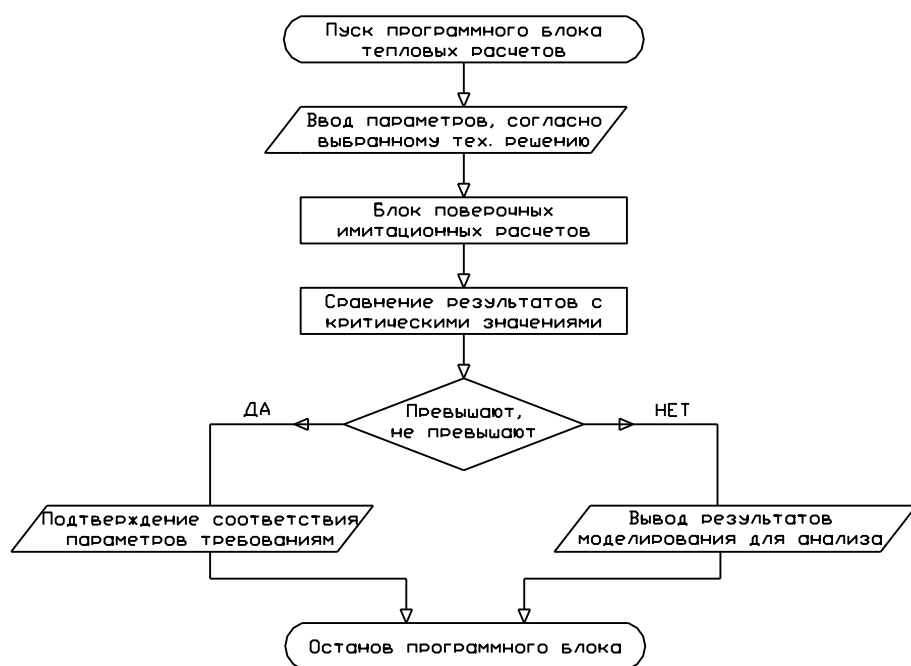


Рисунок 4.5. Алгоритм расчета блока тепловой динамики трансформатора

После стационарного теплового и механического расчета бака полезно провести расчет возможных тепловых динамических режимов СТ с учетом его пространственной конструкции. Результаты расчета позволят детально просмотреть тепловую картину трансформатора и в случае необходимости производить локальные доработки конструкции (усовершенствование отдельных узлов). На рисунке 4.5 схематично представлен алгоритм расчета блока тепловой динамики СТ. Помимо автоматизации расчетов температур, возможна автоматизация анализа полученных результатов. Для этого необходимо задать предельно допустимые значения для различных тестовых режимов. При этом анализ результатов требуется только для случаев превышения расчетных температур выставленных уставок.

Дополнительно степень автоматизация может быть повышена за счет программирования алгоритма итерационного подбора решения. В случае выявления в результате проверочных расчетов превышения возможных температур отдельных узлов СТ, программа может выбрать иной набор конструктивных параметров и затем произвести новый расчет. Наборы параметров и их пределы изменения для различных случаев могут быть сформированы в виде базы данных, в ходе накопления опыта производства, а также конструктивных особенностей типовых узлов СТ.

4.4. Разработка программы расчетов тепловых процессов в силовых масляных трансформаторах

Согласно типовым технологическим инструкциям по запуску, выводу на режим и эксплуатации скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов, обязанность по своевременной и качественной подготовке наземного электрооборудования (трансформатора для погружного насоса, УЭЦН, погружного кабеля, станции управления) возлагается на начальника службы наземного нефтедобывающего оборудования, а в случае передачи работ на аутсорсинг — главного инженера сервисной компании. При этом подбор к требуемой УЭЦН станции управления, трансформатора ТМПН, сечения кабеля производится, как правило (ООО «РН-Юганскнефтегаз», ОАО «Варьеганнефтегаз» и др.), на основании заранее подготовленных таблиц технических соответствий параметров оборудования.

Другими важными элементами вышеотмеченной инструкции являются технологические описания особенностей вывода УЭЦН на режим, а также технологии проведения работ при аварийных остановках УЭЦН и нештатных ситуациях.

Очевидно, что как при формировании карт выбора скважного оборудования, так и при составлении инструкций по его эксплуатации, необходимо учитывать всевозможные режимы работы. К примеру, выбор ТМПН по мощности УЭЦН без учета добавочного теплового воздействия различных факторов может привести к последующей эксплуатации трансформатора в режиме повышенной тепловой нагрузки и ускоренному износу его изоляции. Опускание исследования тепловых динамических режимов ТМПН при его повторных горячих пусках, при резком набросе нагрузке (режим отработки автоматики повторного включения, разрушение песчаных пробок методом прямого пуска) может привести к превышениям температур узлов ТМПН свыше предельно допустимых и вызвать отказ трансформатора вследствие межвиткового пробоя изоляции, вызванного локальным изменением диэлектрической прочности. Другим опасным режимом является резкий наброс нагрузки при «холодном» ТМПН — высокой вязкости масла, вызванной низкой температурой ОС. В таких условиях отвод тепла от обмоток затруднен в связи с низкой интенсивностью конвекции, в результате чего также возможны местные перегревы изоляции, ускоряющие ее износ, а в критических режимах — отказы.

Предполагается, что будет полезным использование программного продукта, позволяющего проводить инженерные исследования возможных динамических тепловых режимов ТМПН и других силовых маслонаполненных трансформаторов. Специалист, используя первичную информацию об электротехническом комплексе «СЕТЬ-ТМПН-УЭЦН», сможет получать результаты расчета возможных тепловых режимов ТМПН, а также результат автоматизированного анализа возможных опасных режимов в виде набора рекомендуемых параметров ТМПН, которые в последствие могут быть использованы для технико-экономического обоснования выбора трансформатора.

Приложение может быть полезно не только специалистам НГДП, а также использоваться при поверочном анализе особых режимов работы как специальных трансформаторов, так и общепромышленных. Анализ возможных тепловых режимов трансформаторов с учетом переходных процессов может быть востребован на различных этапах решения задач электроснабжения:

1. Изысканий — предпроектная проработка.
2. Синтеза — разработка новых проектов.
3. Анализа — исследование существующих решений на необходимость и эффективность модернизации.
4. Экспертизы — оценка готовых инвестиционных проектов.

Известна программа расчета нагрева и износа силовых трансформаторов [25], представляющая собой автоматизированную методику, изложенную в ГОСТ 14209-97 [119]. Программа, используя введенные пользователем параметры модели и режима по стандартам нагрузки СТ [119, 120], позволяет рассчитывать относительный годовой износ изоляции исходя из изменения температуры наиболее нагретой точки трансформатора в течение суток и года, наглядно представлять изменение температуры масла и обмотки в течение суток, как в табличном виде, так и в виде графика, рассчитывать возможные максимальные температуры в течение года с учётом изменений температуры окружающей среды зимой и летом, а также с учётом изменения нагрузки на трансформатор в зимний и летний период, учитывать тепловые характеристики различных по мощности трансформаторов с различными системами охлаждения.

Модель по стандарту нагрузки, как показано в главе III, имеет низкую адекватность при значительных отклонениях параметров сети от номинальных. Учет ряда факторов значительно влияет на результаты моделирования, их опускание во множестве режимов недопустимо.

Предлагается к компиляции программный продукт, интерфейсы вкладок которого представлены на рисунках 4.6—4.8, алгоритм работы на рисунке 4.9. Основным модулем приложения будет являться подпрограмма, использующая более адекватную тепловую модель, чем предложена в стандарте нагрузки — планарную четырехмассовую математическую модель нестационарных тепловых процессов. В отличие от известного приложения [25], предлагаемая программа позволит учитывать ряд значимых факторов, таких как несимметрия питающего напряжения по нулевой и обратной последовательности, несинусоидальность питающего напряжения, фактор повышенной частоты питающего напряжения, фактор вязкости масла и др. При программировании может быть использован один из известных численных методов решения дифференциальных уравнений [32].

Программа расчета тепловых процессов в силовых масляных трансформаторах

Параметры СТ Значения факторов сети Параметры режимов расчета

Электрические параметры силового трансформатора

Номинальная мощность, кВА: 100

Мощность потерь холостого хода, Вт: 310

Мощность нагрузочных потерь, ВА: 2400

Напряжение короткого замыкания, %: 5,5

Номинальная частота рабочего напряжения, Гц: 50

Активное сопротивление нулевой последовательности, Ом: 0,254

Индуктивное сопротивление нулевой последовательности, Ом: 0,548

Активное сопротивление прямой последовательности, Ом: 0,031

Индуктивное сопротивление прямой последовательности, Ом: 0,065

Массо-тепловые параметры силового трансформатора

Эквивалентная масса обмоток, кг: 40

Эквивалентная масса магнитопровода, кг: 180

Эквивалентная масса металлоконструкции, кг: 190

Масса масла, кг: 170

Эквивалентная удельная теплоемкость обмоток, Дж/(кг·К)⁻¹: 390

Эквивалентная удельная теплоемкость магнитопровода, Дж/(кг·К)⁻¹: 470

Эквивалентная удельная теплоемкость металлоконструкции, Дж/(кг·К)⁻¹: 420

Удельная теплоемкость масла, Дж/(кг·К)⁻¹: 2014

Тепловое сопротивление "обмотка-масло", К/Вт: 0,00958

Тепловое сопротивление "магнитопровод-масло", К/Вт: 0,0322

Тепловое сопротивление "конструкционные узлы-масло", К/Вт: 0,000369

Тепловое сопротивление "масло/бак- окружающая среда", К/Вт: 0,0121

Произвести расчет

Рисунок 4.6. Скриншот вкладки ввода параметров программы инженерных расчетов тепловых процессов в силовых маслонаполненных трансформаторах

Программа расчета тепловых процессов в силовых масляных трансформаторах

Параметры СТ Значения факторов сети Параметры режимов расчета

Факторы питающей сети

Фактор несимметрии напряжения по обратной последовательности, у.е.: 0,04

Фактор несимметрии напряжения по нулевой последовательности, у.е.: 0,04

Фактор несинусоидальности напряжения нагрузочных потерь, у.е.: 0,0038

Фактор несинусоидальности напряжения потерь холостого хода, у.е.: 0,0227

Фактор несинусоидальности напряжения потерь в конструкции СТ, у.е.: 0,0226

Фактор превышения номинальной частоты напряжения, у.е.: 2

Произвести расчет

Рисунок 4.7. Скриншот вкладки ввода значений факторов сети программы инженерных расчетов тепловых процессов в маслонаполненных СТ

Программа расчета тепловых процессов в силовых масляных трансформаторах

Параметры СТ | Значения факторов сети | Параметры режимов расчета

Количество расчетных интервалов, ед.

Параметры 1-ого расчетного интервала

Время действия параметров, с

Температура окружающей среды, оС

Фазное напряжение сети, В

Коэффициент загрузки СТ, о.е.

Параметры 2-ого расчетного интервала

Время действия параметров, с

Температура окружающей среды, оС

Фазное напряжение сети, В

Коэффициент загрузки СТ, о.е.

Параметры 3-его расчетного интервала

Время действия параметров, с

Температура окружающей среды, оС

Фазное напряжение сети, В

Коэффициент загрузки СТ, о.е.

Произвести расчет

Рисунок 4.8. Скриншот вкладки ввода параметров режимов программы инженерных расчетов тепловых процессов в маслонаполненных СТ

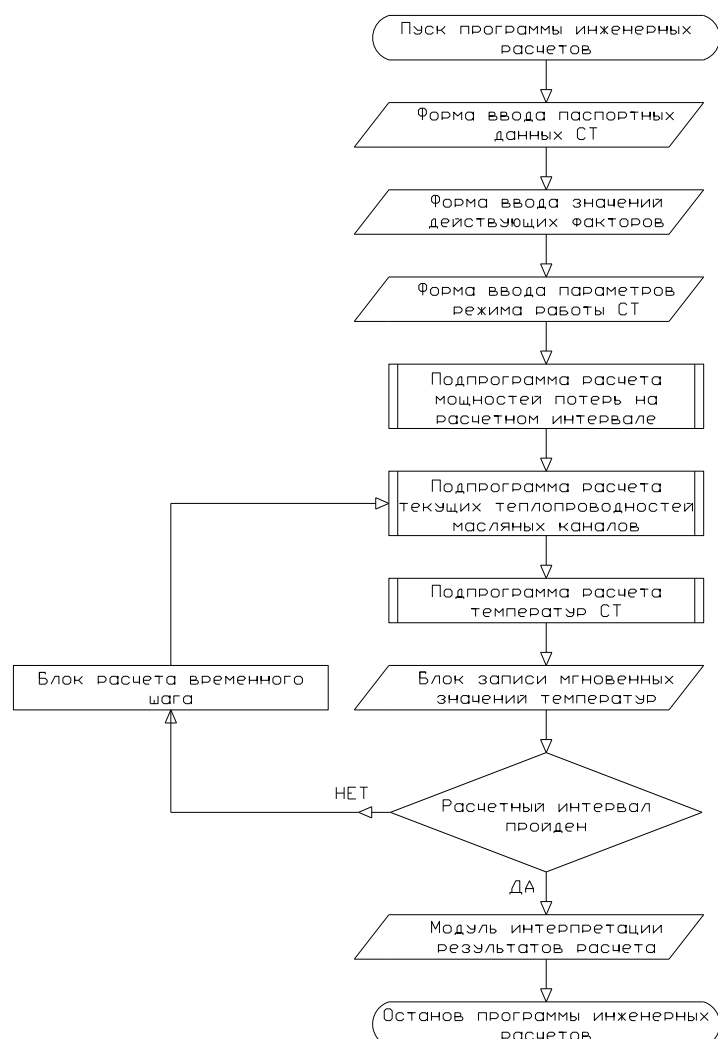


Рисунок 4.9. Алгоритм программы инженерных расчетов тепловых процессов в силовых маслонаполненных трансформаторах

5. ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ПОГРУЖНОЙ УСТАНОВКИ НА ОСНОВЕ НЕЧЕТКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

5.1. Понятие электротехнического комплекса погружной установки

Погружные установки являются одними из основных элементов системы нефтедобычи. В настоящее время в нефтяных компаниях идет непрерывная работа по совершенствованию процесса нефтедобычи и оптимизации работы оборудования, которая количественно характеризуется дополнительным объемом добытой нефти и увеличением МРП. Однако с повышением эффективности нефтедобычи усложняются режимы работы скважинного оборудования и, следовательно, предъявляются повышенные требования к мониторингу состояния оборудования механизированной добычи. В такой ситуации все более актуальным становится использование современных информационных систем на базе искусственного интеллекта, которые позволяют анализировать информацию стационарных и переносных устройств по состоянию оборудования, автоматизировать значительный объем труда специалистов по диагностике работы погружного оборудования в текущем режиме и предупреждать риск «полета» на забой скважины.

Основным способом добычи нефти является способ с применением УЭЦН, действующий фонд которых в нефтегазодобывающих предприятиях (НГДП), ведущих добычу нефти и попутного нефтяного газа на нефтяных месторождениях Западной Сибири, постоянно увеличился и составляет более 65%.

Электротехнический комплекс погружной установки в нашем случае будет состоять из трансформатора, питающего погружной электрический двигатель (ПЭД), кабеля и установок погружных центробежных насосов (УЭЦН).

В настоящей главе рассмотрен подход к диагностированию состояния погружных электроцентробежных насосов с использованием аппарата нечетких моделей и на основе анализа токовых данных и технологических параметров погружной установки.

5.2. Анализ надежности электротехнического комплекса погружной установки

Каждый элемент установки погружных центробежных насосов может находиться в различных состояниях — работоспособном (полностью или частично), неработоспособном, рабочем (полностью или частично), нерабочем, простоя (аварийного или зависимого) и ремонта (предупредительного или аварийного). Кроме того, выделяются предельные состояния. Работоспособное (неработоспособное) и рабочее (нерабочее) состояния различаются тем, что в первом случае элемент способен (не способен) выполнять заданные функции, но может и не выполнять их в данный момент, а во втором случае элемент выполняет (не выполняет) заданные функции.

Изменения состояний элементов (переход из одного состояния в другое) обусловлены, с одной стороны, волей людей, например вывод в плановый ремонт, а с другой стороны, явлениями носящими случайный характер, например отказ элемента с последующим восстановлением.

Отказы элементов обусловлены случайными событиями, следовательно, процесс чередований состояний элементов будет случайным процессом.

Под отказом УЭЦН понимается событие, заключающееся в нарушении работоспособности машины. Понятие отказ включает в себя следующие понятия: отказ установки, насоса, погружного электродвигателя (асинхронного, вентильного).

Отказ установки — любая неисправность, связанная с заменой скважинного оборудования или его части на работоспособный комплект или его части. Отказ установки

приводит к остановке эксплуатации скважины и приводит к необходимости проведения операции по замене отказавшего скважинного оборудования на работоспособное оборудование для насосной эксплуатации скважин.

Отказ насоса — нарушение его работоспособного состояния, не связанного с отказами других составляющих элементов и скважинного оборудования. Критерием отказа насоса и установки в целом является прекращение подачи продукции из нефтяной скважины.

Операции по замене скважинного оборудования при любом способе эксплуатации принято называть подземным ремонтом скважины.

В некоторых нефтяных компаниях принята следующая классификация ремонтов скважин в зависимости от наработки:

затянувшийся ремонт — УЭЦН не запускалась в работу после монтажа;

повторный ремонт — УЭЦН не отработала 2 суток после первого запуска;

преждевременный ремонт — УЭЦН не отработала от 2 до 30 суток;

преждевременный ремонт — УЭЦН не отработала от 31 до 180 суток.

Анализ работоспособности показал, что УЭЦН при эксплуатации выходит из строя в основном не по предельному износу, а в результате расчленения секций (РС-отказов) электроцентробежных насосов (аварии типа «полет» ЭЦН). Форма учета мест расчленения при РС-отказах представлена на рис. 5.1.

Анализ количественных показателей РС-отказов по нефтяным компаниям показал, что в основном местами расчленения являются: насосно-компрессорные трубы (НКТ); разрушение фланцевого соединения верхняя — нижняя секция ЭЦН, газосепаратора. На рис. 5.2 представлены примеры аварий, произошедших по причине разрушения корпуса газосепаратора.

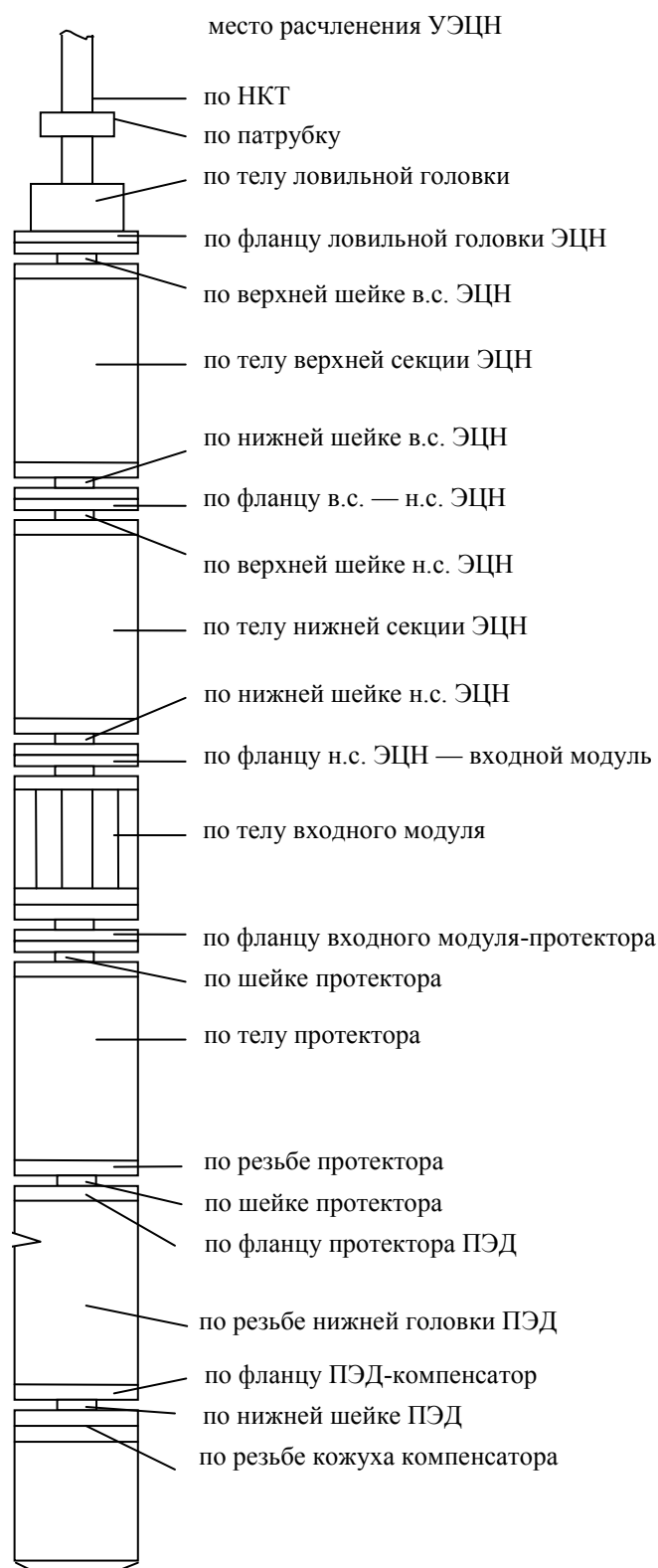


Рисунок 5.1. Форма учета мест расчленения аварий типа «полет ЭЦН-1»



Фото 1



Фото 2



Фото 3



Фото 4

Рисунок 5.2. Причины отказа УЭЦН: фото 1 — абразивный износ и коррозия корпуса газосепаратора, наработка 659 суток; фото 2, 3, 4 — К 2413, скв. 25906, разрушение корпуса газосепаратора вследствие абразивного износа и высокой вибрации, вызванной износом рабочих органов ЭЦН, наработка — 147 суток

Результаты расчетов коэффициента готовности K_g каждого типоразмера УЭЦН на аварийном фонде скважин показали, что наибольший коэффициент готовности имели установки 5—20—1200 равный $K_g = 0,961$; 5—30—1400 (1300) — $K_g = 0,956$; 5А—250—1000 — $K_g = 0,955$; 5—50—1450 — $K_g = 0,952$. Наименьший коэффициент готовности имели установки 5А—160—1250 равный $K_g = 0,647$; 5А—250—1200 — $K_g = 0,667$; 5А—160—1450 — $K_g = 0,727$.

Отказ УЭЦН из-за разрушения НКТ происходил, в основном, на первой и третьей НКТ (патрубок). Незначительное количество РС-отказов ЭЦН произошло с планшайбы устьевой арматуры. Нарботка на отказ УЭЦН, отказавших по причине обрыва НКТ, нестабильная, с большим разбросом своих значений, так как в процессе эксплуатации они подверглись воздействию вибрации, стимулирующей усталостное разрушение НКТ.

Разрушение НКТ происходило, как правило, по резьбовой ее части в месте соединения с муфтой, которая имела наименьшую площадь рабочего сечения. При спуске ЭЦН резьбовые соединения труб при прохождении колонны через максимальный темп набора кривизны скважины дополнительно подвергались нагружению напряжениями от изгиба «полетом» ЭЦН на забой скважины. Наличие усталостных трещин в резьбовых соединениях колонны, состоящих из бывших в употреблении НКТ, при 100% дефектоскопическом контроле маловероятно, поэтому наибольшее количество «полетов» ЭЦН из-за разрушения НКТ происходило после эксплуатации и последующем подъеме оборудования.

В процессе эксплуатации ЭЦН под действием вибрации в резьбовой наиболее нагруженной части НКТ по периферии внутреннего диаметра резьбы зарождались и через некоторое время развивались усталостные трещины. Обрывы НКТ при эксплуатации происходили при достижении усталостной трещины критической длины.

Обрывы НКТ при подъеме ЭЦН происходили, когда в резьбовой части наиболее нагруженных НКТ зародились и выросли усталостные трещины до длины, обеспечивающих

небольшой запас прочности и при прохождении колонны НКТ через максимальный темп набора кривизны ствола скважины, когда возросли изгибающие напряжения, резьбовое соединение НКТ обрывалось.

Таким образом, обрыв НКТ при эксплуатации ЭЦН происходил из-за недостаточного запаса статической и динамической прочности резьбовых соединений.

Классификация отказов по факторам, существенно влияющим на отказы погружных центробежных насосов с электроприводом, приведена на рис. 5.3. Факторы подразделяются на следующие виды: технические, технологические, геологические и организационные.

К техническим факторам относятся: повышенная вибрация, которая приводит к аварийным отказам (РС-отказы).

К технологическим факторам относятся [129]: плотность перекачиваемой жидкости (безводная, обводненная нефть, подтоварная вода, пластовая вода, газовый конденсат, задавочная жидкость с повышенной вязкостью). Применительно к регионам России эти факторы находятся в пределах: плотность, кг/м^3 : $595 \leq \rho_{\text{ж}} \leq 1400$; механические примеси, г/л: $0 \leq S_{\text{прим}} \leq 3$; водородный показатель перекачиваемой среды, pH: $5 \leq \text{pH} \leq 8,5$; количество сероводорода, г/л: $0 \leq H_2S \leq 5$; газовый фактор пластовый объемный, равный количеству газа, растворенного в 1 м^3 пластовой нефти, $\text{нм}^3/\text{м}^3$: $1 \leq \Gamma \leq 380$; вязкость перекачиваемой жидкости (динамическая), Ст: $0,006 \leq \gamma_{\text{ж}} \leq 6$; температура перекачиваемой жидкости: $18 \leq t \leq 110$; расходное газосодержание на приеме насоса, вычисленное как отношение расходов свободного газа к расходу газоконденсатной смеси: $0 \leq Q_{\text{расх}} \leq 0,9$; объемный коэффициент нефти, определяемый как отношение объемов пластовой нефти к объему этой нефти после сепарации, замеренному при нормальных условиях: $1 \leq b \leq 2,1$.

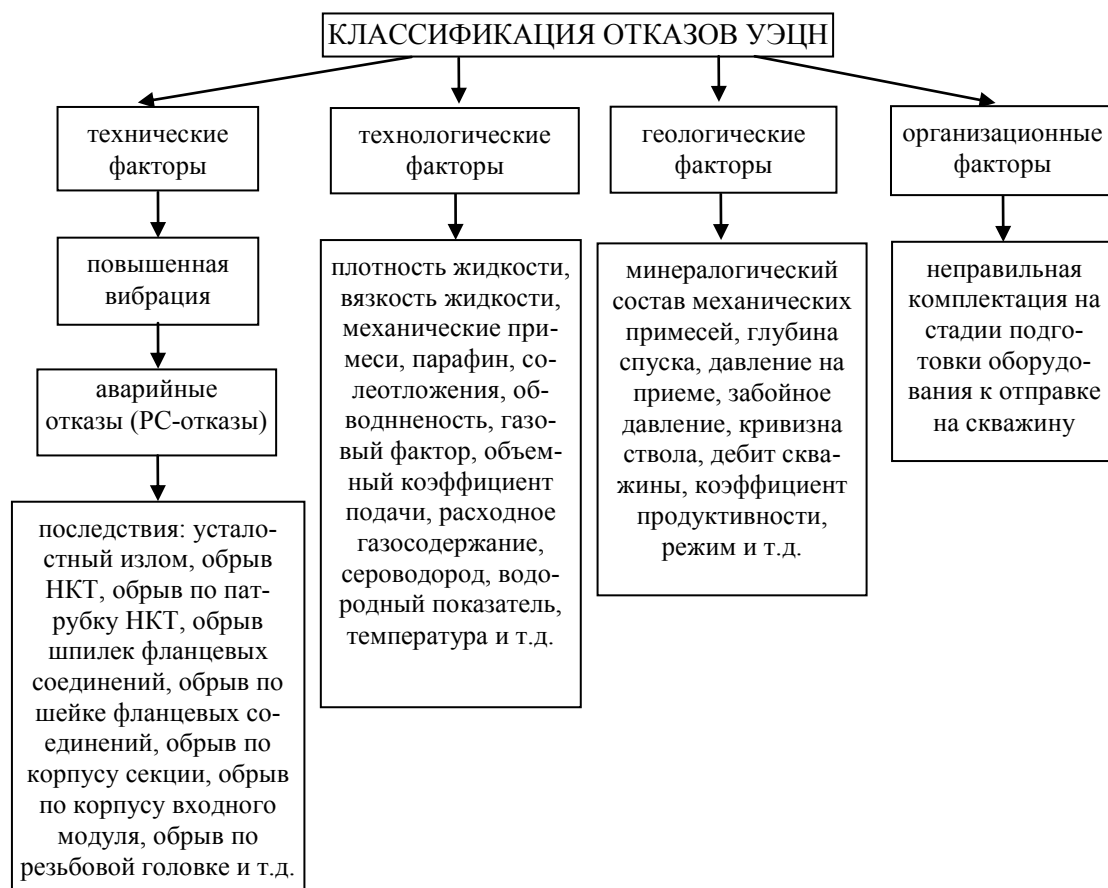


Рисунок 5.3. Классификация отказов погружных центробежных насосов с электроприводом

К геологическим факторам относятся: глубина подвески насоса в скважине, м: $350 \leq L \leq 2200$; давление на приеме насоса, МПа: $0,1 \leq P \leq 25$; коэффициент продуктивности скважин, вычисляемый как отношение фактического дебита скважин, замеренного на устье, к депрессии пласта (разности между пластовым и забойным давлением), т·сут/м³·кгс/см²: $0,2 \leq K_{prod} \leq 180$; дебит скважины в замерной установке, м³/сут: $10 < Q_{zc} \leq 2000$; давление на буфере скважины, МПа: $0,1 \leq P_{буф} \leq 12$; кривизна скважины — $0 \leq I_{кр} \leq 3^\circ$ на 10 метров (по технологии изготовления ЭЦН допустимая кривизна проводки $0 \leq I_{кр} \leq 2^\circ$ на 10 метров).

К организационным факторам относятся неправильная комплектация на стадии подготовки оборудования к отправке на скважину.

5.3. Разработка принципа оценки состояния УЭЦН

Выделяют три наиболее часто применяемых метода диагностирования УЭЦН в процессе эксплуатации — на основе анализа сигнала от переменной составляющей суммы фазных токов питания (генераторный метод), анализ статического момента по току и напряжению и оценка степени износа изоляции ПЭД по результатам измерения сопротивления изоляции (тепловой метод).

Способ диагностирования по моменту статического сопротивления погружного насоса основан на оценке динамики момента статического сопротивления погружного ЭЦН, вызванной увеличением (по мере эксплуатации) количества подклиненных рабочих колес, с определением даты отказа (по причине заклинивания) по выполнению условия $M_{ст.с} = M_{max}$ (то есть по достижении возрастающим моментом сопротивления максимального момента, который может развить ПЭД).

Тепловой метод основан на оценке динамики ресурса изоляции установок, вызванной абразивным износом рабочих органов ЭЦН и, тем самым, снижением полезной (участвующей в процессе охлаждения ПЭД) составляющей потока отбираемой жидкости.

Данный подход реализуется путем оценки характера изменения дебита скважины (по «шахматкам») с коррекцией данных по характеристике изменения сопротивления изоляции установки.

В настоящее время достаточно эффективно показал себя метод диагностирования УЭЦН на основе анализа электрического сигнала, который можно регистрировать во время эксплуатации установки без доступа к элементам конструкции установки [130]. При этом форма и амплитуда полученного сигнала обусловлена вибрацией не только корпуса установки, но и наличием электрических дефектов, которые проявляются в процессе эксплуатации УЭЦН. Полученные таким образом данные являются информацией о техническом состоянии работающей установки. Такой метод получения диагностического сигнала применяют неоднократно и, анализируя форму и амплитуду полученного сигнала по их изменению в сравнении со значениями предыдущих измерений, решают поставленную задачу и делают вывод о техническом состоянии работающей установки, в том числе о возможности ее дальнейшей эксплуатации.

Измерения проводились на питающих кабелях погружных установок, непосредственно в местах ввода в планшайбу устьевой (фонтанной) арматуры. Токовые клещи с подключенным к ним анализатором устанавливаются одновременно на три фазы питающего ПЭД кабеля. Сигнал от датчика поступает на анализатор, далее переносится на компьютер для анализа и хранения. Гармонический состав, полученный несинусоидальной периодической кривой сигнала, характеризуется спектром, т.е. зависимостью амплитуды гармоники от ее порядка. Физический смысл спектра заключается в том, что он делит полученный сигнал на составляющие с разными свойствами и достаточно часто разной природы.

5.4. Критерии оценки технического состояния УЭЦН по токовому сигналу

Техническое состояние (ТС) УЭЦН оценивается по следующим признакам дефектов: вибрация с частотой вращения вала (неуравновешенность вращающихся масс, изгиба вала, механические ослабления и т.д.); автоколебания вала установки (повышенные зазоры в подшипниках скольжения, износ пар трения, прецессия вала и т.д.); низкочастотные колебания (технологически неустойчивая работа скважины; наличие развитых механических дефектов, ослабление жесткости концевых соединений и т.д.); электрические дефекты ПЭД (нарушение диэлектрических свойств масла, эксцентриситет ротор-статор, межвитковые замыкания и т.д.); неравномерность тормозного момента на валу электродвигателя (подклинивание в парах трения, засорение проточной части технологическая и механическая неустойчивость работы).

Влияние на работоспособность УЭЦН развитых дефектов оценивают по трем уровням (табл. 5.1).

Таблица 5.1

Критерии оценки вибрационного состояния УЭЦН

Уровень сигнала	Краткая характеристика технического состояния УЭЦН	Допуск к эксплуатации
Слабый	Влияние на работоспособность незначительно	Длительная
Средний	Вероятность отказа существует (0,4—0,5) и требуется оценка остаточного ресурса	Допускается при периодическом контроле
Сильный	Высокая вероятность отказа (более 0,85), остаточный ресурс не оценивается	Не допускается

Качественная оценка вибрационного состояния по признакам дефектов УЭЦН включает три уровня сигнала: «слабый» — эксплуатация погружной установки с таким уровнем сигнала характеризуется минимальной вероятностью появления дефектов в период межремонтной эксплуатации; «средний» — эксплуатация УЭЦН возможна при периодическом контроле, вероятность отказа существует и при принятии решения по дальнейшей эксплуатации требуется оценка остаточного ресурса. «Сильный» — дальнейшая эксплуатация установки с таким уровнем сигнала не допускается. Эта оценка характеризует предаварийное состояние установки и исключает возможность ее дальнейшей эксплуатации без проведения ремонта. Оценка технического состояния производится по максимальному значению сигнала наблюдаемой частоты в исследуемом спектре. Эта оценка является предельной при принятии решения о дальнейшей эксплуатации установки.

Применение данного метода на погружных установках предполагает установления признаков дефектов (составление базы данных) и критериев оценки предаварийного состояния установок, что исключает возможность ее дальнейшей эксплуатации без проведения ремонта.

На рис. 5.4 приведен амплитудно-частотный спектр суммарного токового сигнала на скважине 15976, куста 1702а Самотлорского месторождения, тип ПЭД 36—117, тип ЭЦН 60—1700. На момент обследования техническое состояние УЭЦН неудовлетворительное. Вибрация с частотой вращения вала превысила среднестатистическую величину для данного типа оборудования. Неравномерный тормозной момент на валу вызван повышенной нагрузкой на осевых парах трения рабочих колес и направляющих аппаратов.

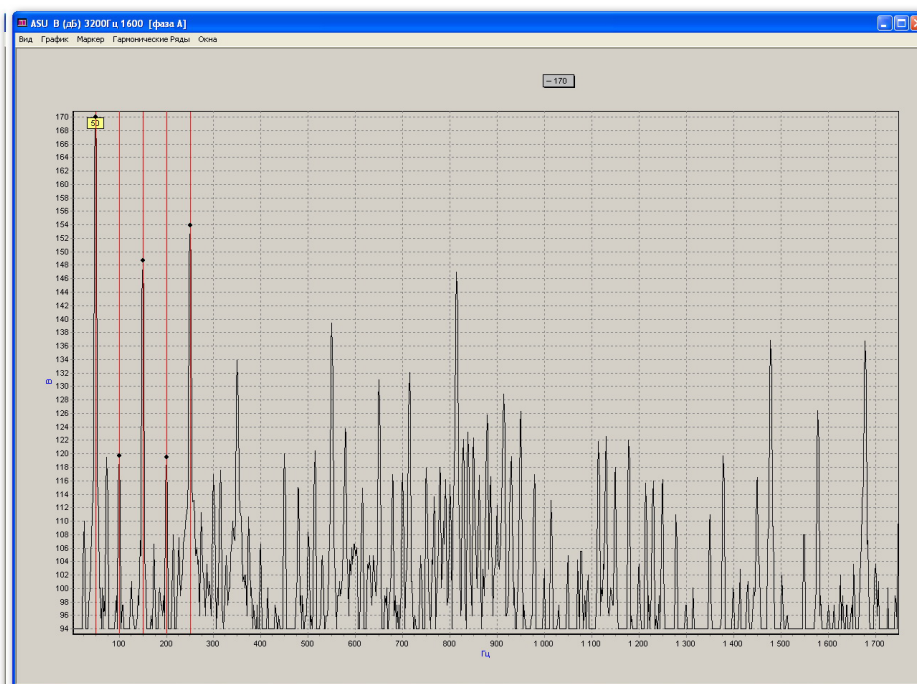


Рисунок 5.4. Амплитудно-частотный спектр суммарного токового сигнала на скважине 15976, куста 1702а Самотлорского месторождения, тип ПЭД 36—117, тип ЭЦН 60—1700

На рис. 5.5 приведен амплитудно-частотный спектр суммарного токового сигнала на скважине 4012, Куст 245 Самотлорского месторождения, тип ПЭД 56—117, тип ЭЦН 5—125—1500. На момент обследования вибрационное состояние УЭЦН неудовлетворительное. Сильные автоколебания вала и неравномерный момент вращения на валу являются признаками износа радиальных подшипниковых опор и рабочих органов УЭЦН.

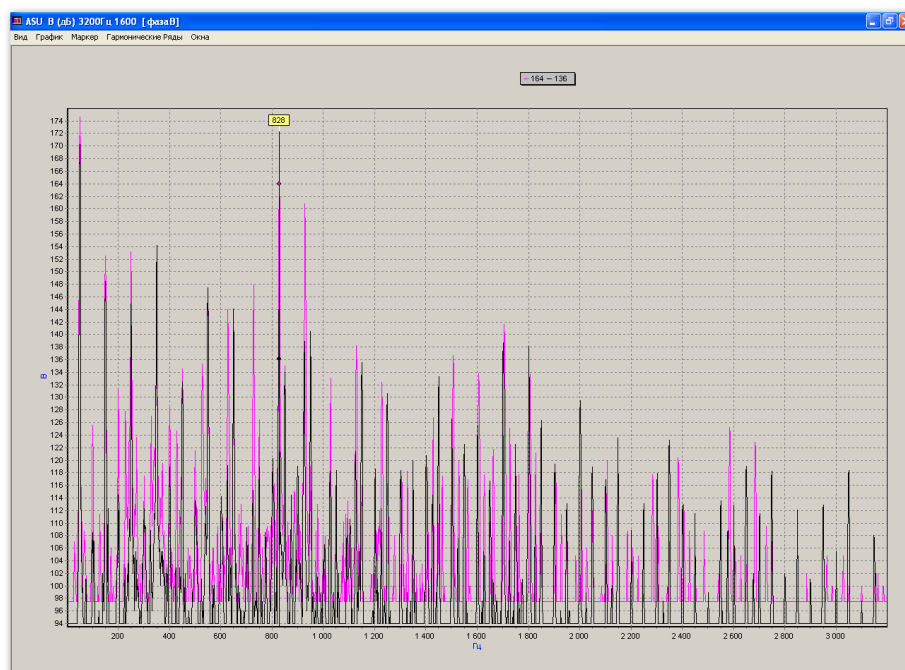


Рисунок 5.5. Амплитудно-частотный спектр суммарного токового сигнала на скважине 4012, Куст 245 Самотлорского месторождения, Тип ПЭД 56—117, Тип ЭЦН 5—125—1500

В основу принципа оценки ТС погружной установки положено измерение следующих параметров работы УЭЦН: изменение уровня сигнала (амплитуды интегральной составляющей токов фаз) выраженной в процентах, (УС); изменение амплитуды выделенных частот выраженное в процентах (АЧ); частота вращения вала (Вл); низкочастотные колебания (НК); автоколебание вала установки (АВ); частоты, свидетельствующие об электрических дефектах (ЭЛ); дебит скважины (Д); потребляемый ток по фазам; изменение тока по фазам; скачки тока единовременные и разнесенные во времени; изменения напряжения на трансформаторе, питающем погружной электродвигатель (ТМПН); температура статора ПЭД (ТП). Для уточнения данных о развивающихся дефектах можно использовать дополнительную информацию: контроль показателей качества электроэнергии (ПКЭ) (K_{0U} — коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности, $K_{U(n)i}$ — коэффициент n -ой гармонической составляющей напряжения в i -м наблюдении и т.д.), технологические параметры (глубина спуска, угол прогиба УЭЦН, динамический уровень жидкости в скважине (H_o), давление пластовое, количество взвешенных частиц (КВЧ), обводненность, давление в коллекторе, давление буферное, давление затрубное); момент статического сопротивления со стороны ЭЦН ($M_{ст.с}$), который оценивается динамикой момента статического сопротивления погружного ЭЦН, вызванной увеличением (по мере эксплуатации) количества подклиненных рабочих колес; тепловой износ, который оценивается динамикой износа изоляции установок из-за повышенной нагрузки на вал ПЭД, вследствие большого содержания взвешенных частиц в проточной части ЭЦН, солеотложением на рабочих органах и т.д. Эти параметры с точки зрения оценки состояния УЭЦН разбиты на следующие группы: технические параметры рабочих органов установки, косвенные характеристики вибрационного состояния установки, геолого-технологические параметры нефтяной скважины (рис. 5.6).

Относительное изменение дебита для ЭЦН 5—30—1600 3 группы исполнения и ПЭД 20—1171 1 группы исполнения и изменение уровня сигнала приведено в табл. 5.2. Анализ показал, что с ноября по апрель дебит Д снизился на 31%, а амплитуда УС временного сигнала — на 21%.

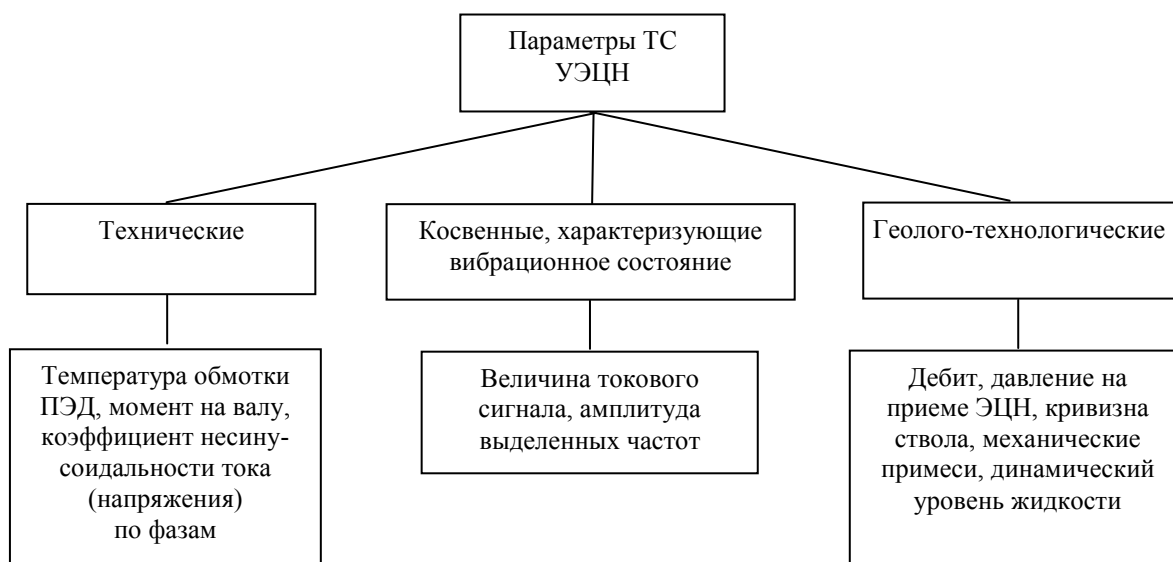


Рисунок 5.6. Классификация параметров ТС УЭЦН

Таблица 5.2

Экспериментальные данные по изменению дебита и уровня сигнала

Параметр	Месяц					
	ноябрь	декабрь	январь	февраль	март	апрель
Дебит, м ³ /ч	32	31	31	31	30	23—21
Относительное изменение дебита, %	0	3,1	3,1	3,1	6,3	28,1—34,4
Изменение уровня сигнала УС, А	19	19	19,5	20	21	23
Изменение уровня сигнала УС, %	0	0	2,6	5,3	10,5	21,1

Изменение дебита наступило на месяц раньше, чем изменение уровня сигнала, что свидетельствует о высокой информативности параметра дебита в данном случае.

На рис. 5.7 показано изменение спектра сигнала УС для ЭЦН 5—30—1600 3 группы исполнения и ПЭД 20—1171 1 группы исполнения с ноября 2009 г. по апрель 2010 г. откуда видно, что совокупность частот, соответствующей износу рабочих органов существенно изменилась. Таким образом, для построения нечеткой модели выбирается три параметра, которые в наибольшей степени характеризуют ТС УЭЦН: УС, АЧ и Д.

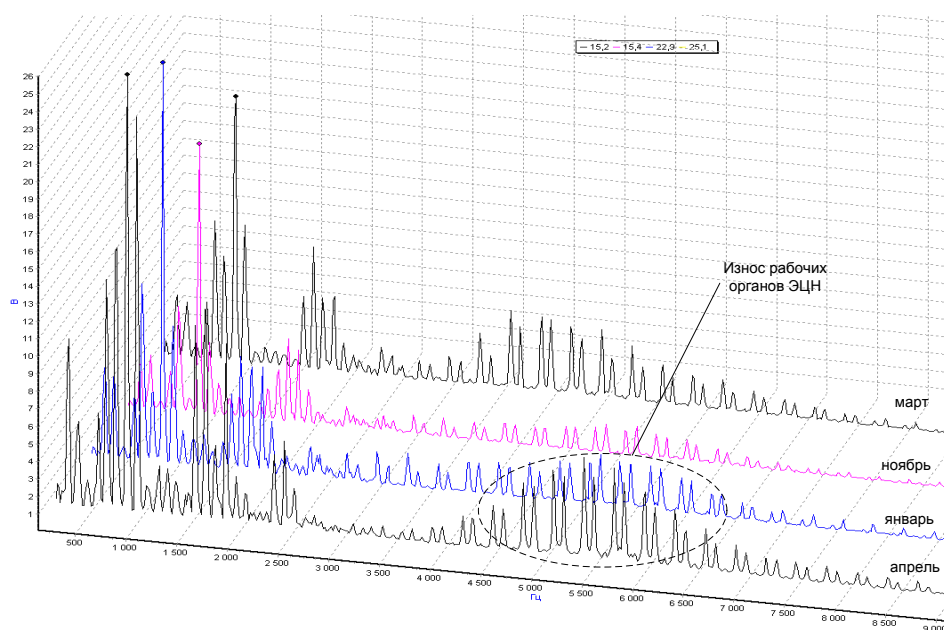


Рисунок 5.7. Изменение спектра сигнала УС во времени

5.5. Разработка модели технического состояния УЭЦН на основе теории нечетких множеств

Теоретические и практические вопросы теории нечетких множеств сформулированы и рассмотрены в работах Д.Дюбуа, Л.А.Заде, А.Кофмана, А.В.Леоненкова, М.Сугено, Е.Мамдани, С.Д.Штовбы и др.

Решение задачи оценки технического состояния (ТС) [131] УЭЦН усложняется рядом их особенностей, основными из которых являются: сложная опосредованная связь показателей характеризующих ТС и показателей работы УЭЦН в скважине; необходимость

оценки большого числа показателей при оценке ТС и выбора их состава; наличие качественных показателей, которые необходимо учитывать при оценке ТС УЭЦН; наличие взаимозависимых показателей оценки ТС, имеющих противоречивый характер.

Указанные особенности делают практически невозможным применение традиционных математических методов, в том числе методов математической статистики, теории вероятности, теории распознавания образов для решения прикладной задачи оценки ТС, применительно к УЭЦН, которые используют экспериментальные данные, обладающие строго определенной точностью и достоверностью.

Кроме того, сложность процесса принятия решения, отсутствие адекватного математического аппарата приводит к тому, что при оценке ТС и определении реальных сроков вывода в ремонт УЭЦН возникает необходимость использовать и обрабатывать качественную экспертную информацию о состоянии оборудования. Перспективным направлением разработки методов принятия решений при экспертной исходной информации ТС оборудования является лингвистический подход на базе теории нечетких множеств, которая имеет дело с «человеческими знаниями», которые принято называть экспертной информацией [132].

Формализация задачи диагностирования погружных электроцентробежных насосов на основе нечетких продукционных моделей [133] должна начинаться с определения параметров, влияющих на ТС, из которых затем посредством правил построения создаются формулы, истинность или ложность которых определяются с помощью исходных формул и правил вывода. Исходные формулы выделяются из неформальных (существующих) теорий (в данном случае экспертных знаний конструкторов и производственного персонала, а также в результате изучения взаимодействий рассматриваемых признаков).

Рассмотрим общий подход к построению нечеткой модели, характеризующей ТС УЭЦН и основные этапы формализации нечетких экспертных знаний предметных областей [134, 135, 136].

5.5.1. Формализация знаний

На рис. 5.8 представлена общая схема диагностики УЭЦН и управления параметрами режима и состояния УЭЦН в реальном масштабе времени. Она состоит из следующих компонентов: базы нечетких продукционных правил, блока фаззификации (fuzzification), блока нечеткого вывода, блока дефаззификации, базы данных параметров функций принадлежности (ФП) [134].

Для представления знаний может быть использована обобщенная модель предметной области в виде семантической сети [137].

$$C = \langle X; R_1, \dots, R_n; G \rangle, i = \overline{1, n},$$

где X — множество объектов предметной области; $R_1, \dots, R_i$ — множество типов связи между ними; G — отображение, задающее связи между объектами, входящими в X , из заданного набора типа связей.

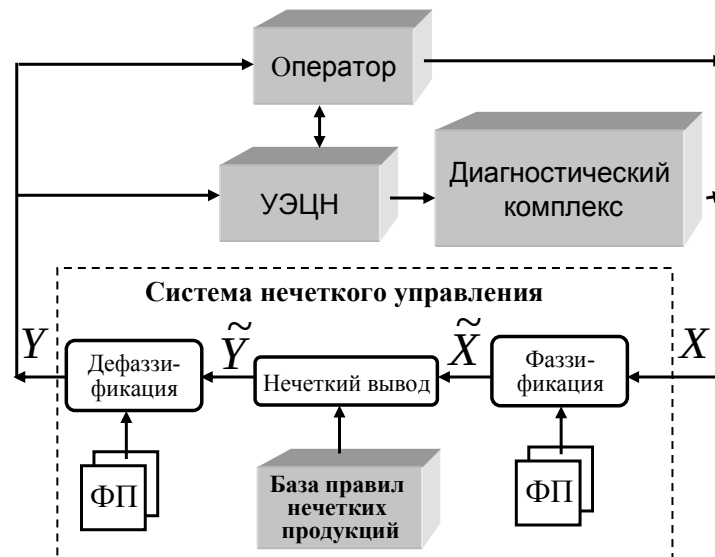


Рисунок 5.8. Общая схема системы диагностики технического состояния УЭЦН на основе интеллектуального анализа данных

Объединим нечеткие экспертные знания о техническом состоянии погружной установки в следующие множества (рис. 5.6):

1. Множество геолого-технологических параметров $X \in \{x_1, x_2, \dots, x_n\}$;
2. Множество технических параметров рабочих органов установки $Y \in \{y_1, y_2, \dots, y_n\}$;
3. Множество косвенных характеристик вибрационного состояния установки $V \in \{v_1, v_2, \dots, v_n\}$.

Лингвистические переменные (ЛП), характеризующее множество геолого-технологических параметров описаны следующим образом: $\{\mu_{x_i}, T_{x_i}, x_i\}$, где μ_{x_i} — функция принадлежности ЛП x_i , T_{x_i} — терм-множества ЛП x_i .

ЛП, характеризующие множество технических параметров рабочих органов установки — $\{\mu_{y_i}, T_{y_i}, y_i\}$.

ЛП, характеризующие множество вибрационных состояний УЭЦН — $\{\mu_{v_i}, T_{v_i}, v_i\}$.

Множество значений, которое может принять лингвистическая переменная, называется терм-множеством. В общем случае базовое терм-множество рассматриваемых лингвистических переменных имеет вид

$$T_i = \{T_1^i, T_2^i, \dots, T_m^i\}, (i \in K = \{1, 2, \dots, l\}), \text{ где } l — \text{количество ЛП.}$$

Здесь $\langle T_i, X; \tilde{C}_i \rangle$ — нечеткая переменная, соответствующая терму $T_i \in T$; $\tilde{C}_i = \{\langle \mu_{C_i}(x) / x \rangle\} (x \in X)$; C_i — носитель нечеткого множества $\tilde{C}_i$; $\mu_{C_i}(x)$ — функция принадлежности.

Терм-множество образуется на основе экспертных суждений, например:

$$T = \{a_i\}, i = \overline{1, m} \text{ {очень малая; малая; средняя; высокая}},$$

Один из возможных подходов при построении функции принадлежности термов ЛП связан с использованием (L-R) представления нечеткой переменной [138]. Рассмотрим толерантные и унимодальные (L-R)-числа с функциями принадлежности [134]

$$\mu_{\tilde{A}}(x) = \begin{cases} L\left(\frac{a_1 - x}{a_L}\right), 0 \leq \frac{a_1 - x}{a_L} \leq 1, a_L > 0 \\ R\left(\frac{x - a_2}{a_R}\right), 0 \leq \frac{x - a_2}{a_R} \leq 1, a_R > 0 \\ 1, \frac{a_1 - x}{a_L} < 0 \cap \frac{x - a_2}{a_R} < 0 \\ 0, \frac{a_1 - x}{a_L} > 1 \cup \frac{x - a_2}{a_R} > 1 \end{cases}$$

и следующими условиями на функции L и R $L(0) = R(1) = 1$, $L(1) = R(0) = 0$.

$\tilde{A}$ символически записывается в виде $\tilde{A} \equiv (a_1, a_2, a_L, a_R)$ или $\mu_{\tilde{A}}(x) \equiv (a_1, a_2, a_L, a_R)$, где a_1, a_2, a_L, a_R — параметры толерантного (L-R)-числа $\tilde{A}$; отрезок $[a_1, a_2]$ — интервал толерантности, а a_L и a_R — соответственно левый и правый коэффициенты нечеткости.

Функция $L\left(\frac{a_1 - x}{a_L}\right)$ есть левая граница функции принадлежности толерантного (L-R)-числа, а функция $R\left(\frac{x - a_2}{a_R}\right)$ есть правая граница функции принадлежности толерантного (L-R)-числа.

При $a_L = 0$ предполагается, что $L\left(\frac{a_1 - x}{a_L}\right) = 0$, при $a_R = 0$ предполагается, что $R\left(\frac{x - a_2}{a_R}\right) = 0$.

Унимодальное (L-R)-число $\tilde{A}$ имеет функцию принадлежности толерантного (L-R)-числа при условии $a_1 = a_2$. Символически унимодальное (L-R)-число $\tilde{A}$ записывается в виде $\tilde{A} \equiv (a_1, a_L, a_R)$.

Существуют следующие методы построения функций принадлежности: метод экспертных оценок, который включает в себя определение базового терм-множества, количества экспертов; метод деления функции принадлежности (ФП) пополам — обоснование кратности разбиения интервала; метод типовых функций — определение границ толерантности [139].

Проверка признака унимодальности функции принадлежности. Функции принадлежности термов ЛП аппроксимируются типовыми функциями вида:

для центральных термов

$$\mu(x, a, b, c) = \begin{cases} 0, & \text{если } x \leq a \\ \frac{x - a}{c - a}, & \text{если } a < x \leq c \\ \frac{b - x}{b - c}, & \text{если } c < x < b \\ 0, & \text{если } x \geq b \end{cases};$$

для крайнего правого терма

$$\mu(x, a, b) = \begin{cases} 0, & \text{если } x \leq a \\ \frac{x-a}{b-a}, & \text{если } a < x < b; \\ 1, & \text{если } x \geq b \end{cases}$$

для крайнего левого терма

$$\mu(x, a, b) = \begin{cases} 1, & \text{если } x \leq a \\ \frac{b-x}{b-a}, & \text{если } a < x < b; \\ 0, & \text{если } x \geq b \end{cases}$$

5.5.2. Определение количественной оценки нечеткости экспертной информации

Определение количественной оценки нечеткости информации [134, 140, 141], поступающей от экспертов осуществляется через следующие параметры.

Линейный индекс нечеткости определяется равенством:

$$d(A) = 2\rho(A, \underline{A}),$$

где $\rho(A, \underline{A}) = \int_0^1 (\mu_A(x) - \mu_{\underline{A}}(x)) dx$, $\underline{A}$ — нечеткое множество, у которого $\mu_{\underline{A}}(x) = \begin{cases} 0 \\ 1 \end{cases}$ в за-

висимости от $\mu_A(x)$: $\mu_{\underline{A}}(x) = \begin{cases} 0, & \text{если } \mu_A(x) \leq 0,5 \\ 1, & \text{если } \mu_A(x) > 0,5 \end{cases}$.

Показатель различия между моделями экспертного оценивания признака, представленными i -м и j -м экспертами, выражается как линейное расстояние (Хемминга) между нечеткими множествами с функциями принадлежности $\mu_{il}(x)$ и $\mu_{jl}(x)$:

$$d(\mu_{il}, \mu_{jl}) = \int_0^1 |\mu_{il}(x) - \mu_{jl}(x)| dx.$$

На основе показателей нечеткости и согласованности экспертных оценок определяется оптимальное число термов лингвистических переменных.

Далее следует построение нечетких множеств термов лингвистических переменных для параметров технического состояния оборудования и выполняется реализация и анализ полученного решения.

5.5.3. Нечеткая модель вибрационного состояния УЭЦН

В п. 5.3 выделены во множестве технических, геолого-технологических и вибрационных параметров значения УС, АЧ и Д. Параметры УС, АЧ и Д параметрически много-связаны, поэтому для составления модели повреждений (МП) (снижение подачи ЭЦН, заклинивание насоса, пробой изоляции ПЭД, питающего кабеля, низкое качество напряжения и т.д.) рассмотрим систему уравнений:

$$\left. \begin{aligned} УС &= F(АЧ, I, ПКЭ); \\ АЧ &= F(ВЛ, НК, АВ, ЭЛ, ПКЭ); \\ Д &= F(M_{CT.C}, I, H_{\partial}), \end{aligned} \right\} \quad (5.1)$$

где F — функционал.

Так как функциональные зависимости (5.1) сложны и неизвестны для конкретной УЭЦН примем следующую модель объекта

$$МП = F(УС, АЧ, Д). \quad (5.2)$$

Знание модели повреждений позволяет подобрать соответствующее решение по дальнейшей эксплуатации. Однако часто построение конкретной модели повреждений представляет собой сложную проблему, требующую введения различных упрощений. Модели, построение и анализ которых базируется на положениях теории нечетких множеств и нечеткой логики называют нечеткими моделями. Применение нечетких моделей для принятия решений по ТС УЭЦН не предполагает знание физических моделей процессов развития дефектов (ПРД).

Для решения уравнения (5.2) представим зависимости (5.1) в нечетком виде:

$$\left. \begin{aligned} УС &= \{(A, \mu_{УС}(A)); A \in [0,1]\}; \\ АЧ &= \{B, \mu_{АЧ}(B); B \in [0,1]\}; \\ Д &= \{Q, \mu_{Д}(Q); Q \in [0,1]\}; \end{aligned} \right\} \quad (5.3)$$

где A, B, Q — уровень сигнала, амплитуда выделенной частоты, дебит нефтяной скважины соответственно, $\mu_{УС}, \mu_{АЧ}, \mu_{Д}$ функция принадлежности значений величин уровня сигнала, амплитуды выделенных частот, дебита соответственно термам нечетких множеств УС, АЧ и Д.

Параметры A, B, Q выражаются в долях, соответствуют отношению изменения текущего значения УС, АЧ или Д к базовому. Базовое значение определяется величиной сигнала (дебита) исправной вновь запущенной установки.

В нашем случае для описания термов лингвистических переменных УС, АЧ и Д приняты треугольные нечеткие числа и интервалы. Эти числа рассматриваются как частный случай нечетких чисел и интервалов (L-R)-типа, если в качестве (L-R)-функций использовать линейные функции (рис. 5.8).

Лингвистическая переменная УС описывается термами «слабый» $УС_1$, «средний» $УС_2$, «сильный» $УС_3$ с функциями принадлежности вида:

$$\mu_{УС1} = \begin{cases} 1, & \text{если } A < 0,15 \\ \frac{0,3-A}{0,15}, & \text{если } 0,15 \leq A \leq 0,3; \\ 0, & \text{если } A > 0,3 \end{cases}$$

$$\mu_{УС2} = \begin{cases} 0, & \text{если } A < 0,15 \\ \frac{A-0,15}{0,15}, & \text{если } 0,15 \leq A \leq 0,3 \\ \frac{0,5-A}{0,2}, & \text{если } 0,3 \leq A \leq 0,5 \\ 0, & \text{если } A > 0,5 \end{cases};$$

$$\mu_{УС3} = \begin{cases} 0, & \text{если } A < 0,15 \\ \frac{A-0,3}{0,2}, & \text{если } 0,3 \leq A \leq 0,5. \\ 1, & \text{если } A > 0,5 \end{cases}$$

Лингвистическая переменная $АЧ$ описывается термами «норма» $АЧ_1$, «выше нормы» $АЧ_2$, «значительно выше нормы» $АЧ_3$ с функциями принадлежности вида:

$$\mu_{АЧ1} = \begin{cases} 1, & \text{если } B < 0,2 \\ \frac{0,5-B}{0,3}, & \text{если } 0,2 \leq B \leq 0,5; \\ 0, & \text{если } B > 0,3 \end{cases}$$

$$\mu_{АЧ2} = \begin{cases} 0, & \text{если } B < 0,2 \\ \frac{B-0,2}{0,3}, & \text{если } 0,2 \leq B \leq 0,5 \\ \frac{0,8-B}{0,3}, & \text{если } 0,5 \leq B \leq 0,8 \\ 0, & \text{если } B > 0,8 \end{cases};$$

$$\mu_{АЧ3} = \begin{cases} 0, & \text{если } B < 0,5 \\ \frac{B-0,5}{0,2}, & \text{если } 0,5 \leq B \leq 0,8. \\ 1, & \text{если } B > 0,8 \end{cases}$$

Лингвистическая переменная $Д$ описывается термами «норма» Q_1 , «ниже нормы» Q_2 , «значительно ниже нормы» Q_3 с функциями принадлежности вида:

$$\mu_{Q1} = \begin{cases} 1, & \text{если } Q < 0,05 \\ \frac{0,1-Q}{0,05}, & \text{если } 0,05 \leq Q \leq 0,1; \\ 0, & \text{если } Q > 0,1 \end{cases}$$

$$\mu_{Q2} = \begin{cases} 0, & \text{если } Q < 0,05 \\ \frac{Q-0,05}{0,05}, & \text{если } 0,05 \leq Q \leq 0,1 \\ \frac{0,25-Q}{0,15}, & \text{если } 0,1 \leq Q \leq 0,25 \\ 0, & \text{если } Q > 0,25 \end{cases};$$

$$\mu_{Q3} = \begin{cases} 0, & \text{если } Q < 0,1 \\ \frac{Q-0,1}{0,15}, & \text{если } 0,1 \leq Q \leq 0,25. \\ 1, & \text{если } Q > 0,25 \end{cases}$$

Универсум S решений о дальнейшей эксплуатации установки описывается нечеткими множествами: $B^l = \{S_K, \mu_{Sl}(S_K); S_K \in S\}$, где S^l — типовая ситуация l класса; S_K — текущая k -я ситуация; μ_{Sl} — степень принадлежности k -й ситуации к l -у классу.

Типовые ситуации согласно табл. 5.1: S^1, S^2, S^3 — соответствуют «длительному допуску к эксплуатации», «допуск при периодическом контроле», «эксплуатация не допускается». В качестве алгоритмического базиса для принятия решения о дальнейшей

эксплуатации УЭЦН предлагается использовать систему нечеткого вывода Мамдани. Принадлежность k -й ситуации к l -у классу определяется нечеткими правилами вывода (табл. 5.3).

Этап фаззификации [140] включает в себя лингвистическое описание признаков технического состояния и факторов внешней среды в виде семантических пространств. К фактическим значениям входных переменных УС, АЧ и Д определяются функции принадлежности к каждой из ЛПП для определения степени истинности каждой предпосылки каждого правила.

На следующем этапе (агрегирования) вычисленное значение истинности для предпосылок каждого правила применяется к каждому из правил. В результате получается нечеткое подмножество.

На этапе композиции все нечеткие подмножества, назначенные к каждой переменной вывода, объединяются вместе, чтобы сформировать одно нечеткое подмножество для каждой переменной вывода.

На этапе дефаззификации нечеткий набор выводов преобразовывается в четкое число, например центроидным методом [134, 140].

Таким образом, результатом использования методики моделирования нечетких экспертных знаний является лингвистическое описание предметной области, которое включает в себя определенные параметры, характеризующие ТС УЭЦН.

Таблица 5.3

Нечеткие правила вывода решения о дальнейшей эксплуатации УЭЦН

№	Нечеткое правило вывода
1	Если $A = УС_1$ и $B = АЧ_1$ и $Q = Q_1$, то S^1
2	Если $A = УС_2$ и $B = АЧ_1$ и $Q = Q_1$, то S^1
3	Если $A = УС_1$ и $B = АЧ_2$ и $Q = Q_1$, то S^1
4	Если $A = УС_1$ и $B = АЧ_1$ и $Q = Q_2$, то S^1
5	Если $A = УС_2$ и $B = АЧ_2$ и $Q = Q_2$, то S^2
6	Если $A = УС_3$ и $B = АЧ_2$ и $Q = Q_2$, то S^2
7	Если $A = УС_2$ и $B = АЧ_3$ и $Q = Q_2$, то S^2
8	Если $A = УС_2$ и $B = АЧ_2$ и $Q = Q_3$, то S^2
9	Если $A = УС_3$ и $B = АЧ_3$ и $Q = Q_3$, то S^3
10	Если $A = УС_2$ и $B = АЧ_3$ и $Q = Q_3$, то S^3
11	Если $A = УС_3$ и $B = АЧ_2$ и $Q = Q_3$, то S^3
12	Если $A = УС_3$ и $B = АЧ_3$ и $Q = Q_2$, то S^3

5.5.4. Построение нечетких множеств лингвистических переменных для параметров технического состояния УЭЦН для экспертной системы

Под нечеткой продукционной моделью будем понимать согласованное множество отдельных нечетких продукционных правил вида «ЕСЛИ А, ТО В» (где А и В — предпосылка (антецедент) и заключение (консеквент)). Различные аспекты, связанные с теорией проектирования, свойствами и приложениями модулей нечеткого управления можно найти в работах [134, 142].

При создании нечеткой продукционной модели развития дефектов могут быть использованы как априорные данные о ТС, поступающие от экспертов, так и данные, полученные в результате измерений.

Нечеткие множества (5.3) представим нечеткими числами (НЧ), описанными терм-множествами T_i^j

$$\begin{aligned} UC &= \langle T_{R1}^{yc}, T_{LR2}^{yc}, T_{L3}^{yc} \rangle, \\ AC &= \langle T_{R1}^{AЧ}, T_{LR2}^{AЧ}, T_{L3}^{AЧ} \rangle, \\ D &= \langle T_{R1}^D, T_{LR2}^D, T_{L3}^D \rangle. \end{aligned} \quad (5.4)$$

На этапе фаззификации происходит преобразование четких данных (5.1) в нечеткие методом универсальной шкалы [143], показанной на рис. 5.9. Осью отображения универсальной шкалы для UC и AC является диагональ единичного квадрата предметной шкалы. Характеристика $Q(H)$ нелинейная, поэтому осью отображения для D будет экспонента, соединяющая токи 0 и 1 единичного квадрата.

Проекции точек пересечения смежных HC , выражающих термы изображений контролируемых параметров, делят ось отображения на три части: ниже нормы, норма, выше нормы — для AC ; слабый, средний, сильный — для UC ; норма, ниже нормы, существенно ниже нормы — для D . Эти части определяют границы продукции P_i^j по уровню $\alpha = 0.5$. Таким образом, степень достоверности четких значений, отображенных в этих границах, будет находиться в интервале $[0.5, 1.0]$.

Сформированные продукции P_i^j (они могут храниться в классифицирующем компоненте ЭС) запишем в виде:

$$\left. \begin{aligned} P^{yc} &= \{P_1^{yc}, P_2^{yc}, P_3^{yc}\}; \\ P^{AЧ} &= \{P_1^{AЧ}, P_2^{AЧ}, P_3^{AЧ}\}; \\ P^D &= \{P_1^D, P_2^D, P_3^D\}. \end{aligned} \right\} \quad (5.5)$$

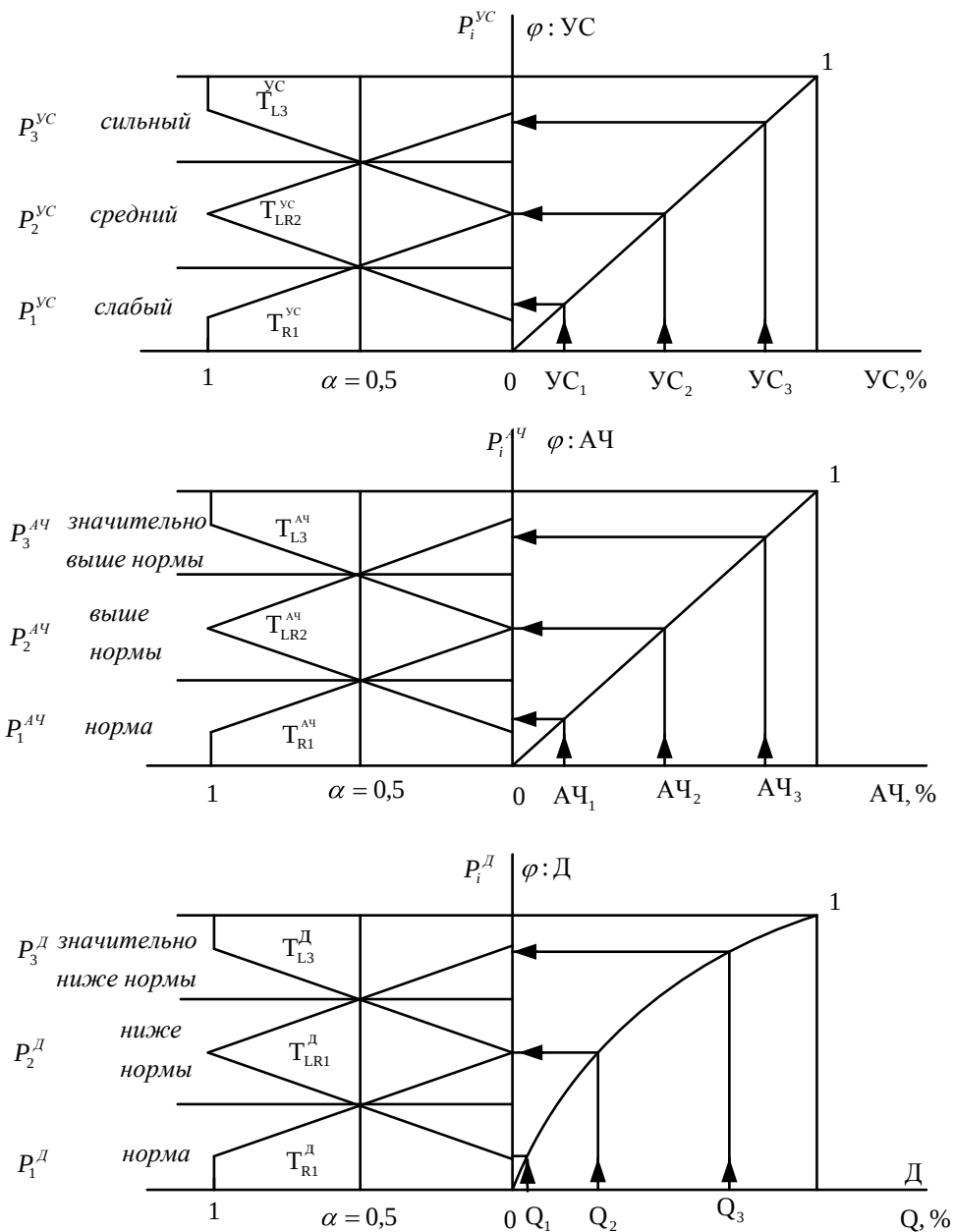


Рисунок 5.9. Универсальная шкала формирования нечетких множеств продукций от четких параметров уровень сигнала (УС), выделенная частота (АЧ), дебит нефтяной скважины (Д)

Величины отображений φ_i^j (рис. 5.8) сопоставляются с множеством продукций (5.5). Отображение, попавшее в зону одной из границ, выделяет эту зону. Такие сопоставления происходят по каждому измеряемому параметру. В результате формируется ситуация состоящая из трех продукций. Например, УС_3 , АЧ_2 и Q_2 на рис. 5.9 выделяют продукцию $P_3^{\text{УС}}$ (сильный сигнал), $P_2^{\text{АЧ}}$ (выше нормы), $P_2^{\text{Д}}$ (ниже нормы).

Ядро продукции выходной ситуации (направляется в решатель) имеет вид: $S^i = P_i^{\text{УС}} \& P_i^{\text{АЧ}} \& P_i^{\text{Д}}$.

База знаний (БЗ) путем экспертного опроса заполняется формализованными описаниями ситуации S_k^l , которые объединены в классы S^l . Допуск к эксплуатации определяется согласно табл. 5.1 в виде типовых ситуаций (табл. 5.4)

На самом деле таких ситуаций намного больше с учетом с геолого-технологических факторов и составленных для выделенной частоты или частот амплитудно-частотной характеристики спектра токового сигнала (более 100 ситуаций).

Если текущая ситуация нечетко равна одной из типовых ситуаций S^2 — «Допускается при периодическом контроле» и S^3 — «Не допускается», то для полноты описания состояния решателем используется информация из СУБД о предшествующих режимах S^2 и S^3 .

Полученные результаты анализа интеллектуальных данных о состоянии УЭЦН могут быть использованы при разработке автоматизированной системы (рис. 5.10), включающей постоянный контроль и диагностику погружной установки. Основными элементами автоматизированной системы являются: датчики, интеллектуальный интерфейс, компонент формализации ситуации (КФС), компонент объяснения и классификации, решатель, база данных и база знаний.

Таблица 5.4

Набор типовых ситуаций

Допуск к эксплуатации	База нечетких правил
Длительная S^1	Если $УС = P_1^{УС}$ и $АЧ = P_1^{АЧ}$ и $Q = P_1^D$ то S^1. Если $УС = P_2^{УС}$ и $АЧ = P_1^{АЧ}$ и $Q = P_1^D$ то S^1. Если $УС = P_1^{УС}$ и $АЧ = P_2^{АЧ}$ и $Q = P_1^D$ то S^1. Если $УС = P_1^{УС}$ и $АЧ = P_1^{АЧ}$ и $Q = P_2^D$ то S^1.
Допускается при периодическом контроле S^2	Если $УС = P_2^{УС}$ и $АЧ = P_2^{АЧ}$ и $Q = P_2^D$ то S^2. Если $УС = P_3^{УС}$ и $АЧ = P_2^{АЧ}$ и $Q = P_2^D$ то S^2. Если $УС = P_2^{УС}$ и $АЧ = P_3^{АЧ}$ и $Q = P_2^D$ то S^2. Если $УС = P_2^{УС}$ и $АЧ = P_2^{АЧ}$ и $Q = P_3^D$ то S^2.
Не допускается S^3	Если $УС = P_3^{УС}$ и $АЧ = P_3^{АЧ}$ и $Q = P_3^D$ то S^3. Если $УС = P_2^{УС}$ и $АЧ = P_3^{АЧ}$ и $Q = P_3^D$ то S^3. Если $УС = P_3^{УС}$ и $АЧ = P_2^{АЧ}$ и $Q = P_3^D$ то S^3. Если $УС = P_3^{УС}$ и $АЧ = P_3^{АЧ}$ и $Q = P_2^D$ то S^3.

Сформированные продукции (5.5) находятся в классифицирующем компоненте (КлК) ЭС. Классифицированная информация в виде ядра продукции (5.5) поступает в решатель ЭС, где происходит ее сравнение с ядрами продукции типовых ситуаций по нечеткой мере равенства

$$\mu(s_i, s_k^l) = \mu(s_i \leftrightarrow s_k^l) = 1,$$

$$s_i = s_k^l,$$

где μ — степень принадлежности k -й ситуации к l -му классу.

Таким образом, из 3 классов, включающих 12 ситуаций, оператор (решатель) выбирает одну ситуацию, соответствующую текущим данным следующим образом: текущая ситуация нечетко равна одной из типовых ситуаций классов $S^1 - S^3$. Решатель выбирает управляющее решение по модели: ЕСЛИ $s_i = s_k^l$, ТО $U_k = U_l$. Управляющее решение U_k соответствует номеру l -го класса при любых нижних индексах ситуаций входящих в этот класс.

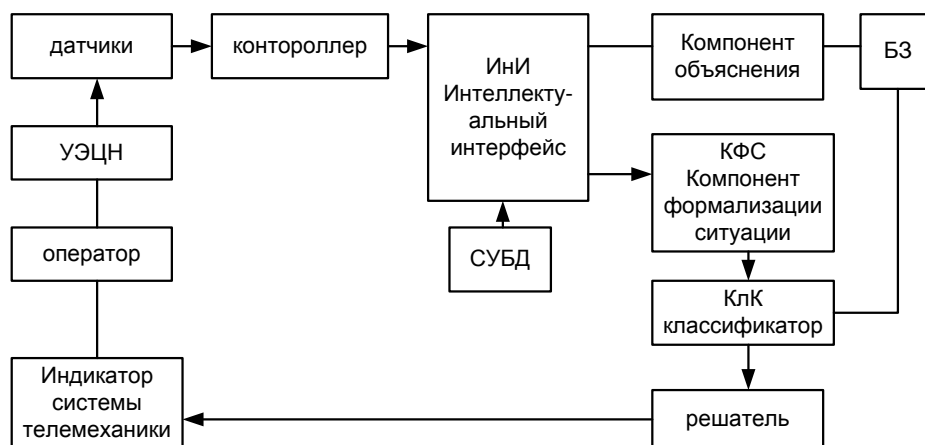


Рисунок 5.10. Структурная схема ЭС диагностики и управления состоянием УЭЦН в реальном масштабе времени

Дальнейший выбор решения зависит от класса типовой ситуации. Ситуация нечетко равна одной из ситуации S^1 — «Длительная эксплуатация». Тогда управляющее решение производится по следующей модели: ЕСЛИ $s_i = s_k^1$, ТО $U_k = U_1$, т.е. управляющее решение соответствует номеру l -го класса при любых нижних индексах ситуациях входящих в данный класс. В любой из ситуации S^1 принимается решение о продолжении эксплуатации УЭЦН до следующей плановой проверки.

Таким образом, переход к новым методам диагностики и контроля в условиях неопределенности информации позволит автоматизировать поддержку принятия решений с помощью ЭС и предупредить развивающиеся дефекты элементов и узлов погружной установки.

5.6. Разработка подхода к выбору напряжения трансформатора, питающего погружной электродвигатель на основе теории нечетких множеств

Перед запуском УЭЦН переключателем отпаяк трансформатора ТМПН (напряжением $0,4/U_{\text{раб}}$) устанавливают напряжение, соответствующее номинальному напряжению ПЭД с учетом потерь напряжения на кабеле и величины напряжения сети. Как отмечено в п. 5.3.1 при оценке технического состояния погружной установки необходимо учитывать изменения напряжения на трансформаторе, питающем ПЭД.

Процесс определения номера отпайки целесообразно автоматизировать ввиду изменения нагрузки трансформатора и напряжения сети в течение суток. Предлагается использовать контроллер, функционирующий на основе теории нечетких множеств, что значительно упростит и ускорит процесс решения. Автоматизация процесса регулирования вторичного напряжения ТМПН способствует объективному диагностированию самого трансформатора и УЭЦН.

Для решения задачи определения напряжения (номера отпайки) трансформатора ТМПН (скважинного трансформатора) исходными данными являются множества возможных значений напряжений сети, тока нагрузки и длины кабельной линии до ПЭД.

Выделяем лингвистические переменные: «напряжение сети» U (ЛП1), «ток нагрузки» I (ЛП2), «длина кабеля» L (ЛП3).

Термами лингвистических переменных являются: A_1^U «Напряжение ниже номинального»; A_2^U «Напряжение номинальное»; A_3^U «Напряжение выше номинального»; A_1^I «ток значительно меньше номинального»; A_2^I «ток меньше номинального»; A_3^I «ток

номинальный»; A_4^I «ток выше номинального»; A_1^L «кабель очень короткий»; A_2^L «кабель короткий длины»; A_3^L «кабель средней длины»; A_4^L «кабель длинный»; A_5^L «кабель очень длинный»;

Нечеткие множества в пространствах возможных значений напряжения сети, нагрузки трансформатора и длины кабеля записываются следующим образом:

$$A_j^{IIIi} = \{Di, \mu_{A_j^{IIIi}}(Di); Di \in A^{IIIi}\},$$

где i — лингвистическая переменная; j — номер термина ЛПИ; Di — значение параметра ЛПИ; $\mu_{A_j^{IIIi}}(Di)$ — функция принадлежности значения Di к нечеткому множеству A_j^{IIIi} ; A^{IIIi} — множество возможных значений Di .

Для определения соответствия напряжения сети, тока нагрузки и длины кабельной линии конкретной отпайке скважинного трансформатора вводится универсум — напряжение на выходе скважинного трансформатора, содержащий нечеткие множества:

$$B_N = \{DU, \mu_{B_N}(DU); DU \in Y\},$$

где DU — напряжение на выходе скважинного трансформатора с N -й отпайки; $N = [1, 10]$ — номер отпайки; DU — значение напряжения на выходе трансформатора; $\mu_{B_N}(DU)$ — функция принадлежности значения напряжения на выходе трансформатора к нечеткому множеству B_N ; Y — множество возможных значений напряжения на выходе скважинного трансформатора.

Значения функции принадлежности находятся в интервале $[0, 1]$ и интерпретируются как степень принадлежности аргумента к соответствующим нечетким множествам.

В качестве алгоритмического базиса для вычисления номера отпайки предлагается использовать систему нечеткого вывода Мамдани [142].

Выделены следующие этапы нечеткого вывода [142]:

1. Формирование базы правил систем нечеткого вывода.

Значение номера отпайки скважинного трансформатора соответствует определенному уровню напряжения на выходе, которое в свою очередь определяется различными сочетаниями величины напряжения сети, тока нагрузки и длины кабеля.

Некоторые правила нечеткого вывода представлены в табл.5.5.

Таблица 5.5

Некоторые правила определения номера отпайки трансформатора ТМПП

№ правила	Нечеткие правила вывода уровня напряжения на выходе трансформатора напряжением $0,4/U_{раб}$	Четкий вывод (номер отпайки трансформатора)
1	Если $U = A_3^U$ и $I = A_1^I$ и $L = A_1^L$ то B_1	1
2	Если $U = A_3^U$ и $I = A_1^I$ и $L = A_2^L$ то B_2	2
3	Если $U = A_3^U$ и $I = A_1^I$ и $L = A_3^L$ то B_2	2
4	Если $U = A_3^U$ и $I = A_2^I$ и $L = A_1^L$ то B_2	2
5	Если $U = A_3^U$ и $I = A_1^I$ и $L = A_4^L$ то B_3	3
6	Если $U = A_3^U$ и $I = A_2^I$ и $L = A_2^L$ то B_3	3
7	Если $U = A_3^U$ и $I = A_3^I$ и $L = A_1^L$ то B_3	3
8	Если $U = A_3^U$ и $I = A_1^I$ и $L = A_5^L$ то B_3	3
9	Если $U = A_3^U$ и $I = A_2^I$ и $L = A_3^L$ то B_4	4

10	Если $U = A_3^U$ и $I = A_2^I$ и $L = A_4^L$ то B_4	4
11	Если $U = A_3^U$ и $I = A_3^I$ и $L = A_4^L$ то B_5	5
12	Если $U = A_3^U$ и $I = A_4^I$ и $L = A_2^L$ то B_5	5
13	Если $U = A_3^U$ и $I = A_4^I$ и $L = A_4^L$ то B_7	7
14	Если $U = A_2^U$ и $I = A_2^I$ и $L = A_1^L$ то B_7	7
15	Если $U = A_2^U$ и $I = A_3^I$ и $L = A_2^L$ то B_8	8
16	Если $U = A_2^U$ и $I = A_3^I$ и $L = A_3^L$ то B_9	9
17	Если $U = A_2^U$ и $I = A_4^I$ и $L = A_2^L$ то B_9	9
18	Если $U = A_2^U$ и $I = A_2^I$ и $L = A_4^L$ то B_9	9
19	Если $U = A_1^U$ и $I = A_1^I$ и $L = A_1^L$ то B_9	9
20	Если $U = A_2^U$ и $I = A_3^I$ и $L = A_4^L$ то B_{10}	10
21	Если $U = A_1^U$ и $I = A_1^I$ и $L = A_2^L$ то B_{10}	10
22	Если $U = A_1^U$ и $I = A_2^I$ и $L = A_1^L$ то B_{10}	10

2. На этапе фаззификации фактические значения напряжения сети, тока нагрузки и длина кабеля являются аргументами функции принадлежности нечетких множеств.

Функции принадлежности построены для скважинного трансформатора ТМПН(Г) 63/856 (ВН = 42,5 А ; НН = 95,8 А) и для кабеля сечением 3х16.

Для формализации качественных высказываний А11 «Напряжение ниже номинального», А12 «Напряжение номинальное», А13 «Напряжение выше номинального» использованы LR- (трапециевидная), L-, и R- (треугольные) функции принадлежности соответственно [136] (рис. 5.11 а).

$$\mu_1^U = \begin{cases} 1, & \text{если } U < 342 \\ \frac{361-U}{19}, & \text{если } 342 \leq U \leq 361 \\ 0, & \text{если } U > 361 \end{cases}; \mu_2^U = \begin{cases} 0, & \text{если } U < 342 \\ \frac{U-342}{19}, & \text{если } 342 \leq U \leq 361 \\ 1, & \text{если } 361 \leq U \leq 399 \\ \frac{418-U}{19}, & \text{если } 399 \leq U \leq 418 \\ 0, & \text{если } U > 418 \end{cases};$$

$$\mu_3^U = \begin{cases} 0, & \text{если } U < 399 \\ \frac{U-399}{19}, & \text{если } 399 \leq U \leq 418 \\ 1, & \text{если } U > 418 \end{cases}.$$

Для формализации качественных высказываний А21 «ток значительно меньше номинального», А22 «ток меньше номинального», А23 «ток номинальный», А24 «ток выше номинального» использованы треугольные функции принадлежности L-, LR-, LR-, R-типа (рис. 5.11 б) соответственно:

$$\mu_1^I = \begin{cases} 1, & \text{если } I < 10 \\ \frac{25-I}{10}, & \text{если } 10 \leq I \leq 25 \\ 0, & \text{если } I > 25 \end{cases}; \mu_2^I = \begin{cases} 0, & \text{если } I < 10 \\ \frac{I-10}{15}, & \text{если } 10 \leq I \leq 25 \\ \frac{40-I}{15}, & \text{если } 25 \leq I \leq 40 \\ 0, & \text{если } I > 40 \end{cases};$$

$$\mu_3^I = \begin{cases} 0, & \text{если } I < 25 \\ \frac{I-25}{15}, & \text{если } 25 \leq I \leq 40 \\ \frac{55-I}{15}, & \text{если } 40 \leq I \leq 55 \\ 0, & \text{если } I > 55 \end{cases}; \mu_4^I = \begin{cases} 0, & \text{если } I < 40 \\ \frac{I-40}{15}, & \text{если } 40 \leq I \leq 55 \\ 1, & \text{если } I > 55 \end{cases}.$$

Для формализации качественных высказываний А31 «кабель очень короткий», А32 «кабель короткий длины», А33 «кабель средней длины», А34 «кабель длинный», А35 «кабель очень длинный» использованы треугольные функции принадлежности L-, LR-, R-типа (рис. 5.11 в) описываются выражениями:

$$\mu_1^L = \begin{cases} \frac{500-L}{500}, & \text{если } 0 \leq L \leq 500 \\ 0, & \text{если } L > 500 \end{cases}; \mu_2^L = \begin{cases} \frac{L}{500}, & \text{если } 0 \leq L \leq 500 \\ \frac{1000-L}{500}, & \text{если } 500 \leq L \leq 1000 \\ 0, & \text{если } L > 1000 \end{cases};$$

$$\mu_3^L = \begin{cases} 0, & \text{если } L < 500 \\ \frac{L-500}{500}, & \text{если } 500 \leq L \leq 1000 \\ \frac{1500-L}{500}, & \text{если } 1000 \leq L \leq 1500 \\ 0, & \text{если } L > 1500 \end{cases}; \mu_4^L = \begin{cases} 0, & \text{если } L < 1000 \\ \frac{L-1000}{500}, & \text{если } 1000 \leq L \leq 1500 \\ \frac{2000-L}{500}, & \text{если } 1500 \leq L \leq 2000 \\ 0, & \text{если } L > 2000 \end{cases};$$

$$\mu_5^L = \begin{cases} 0, & \text{если } L < 1500 \\ \frac{L-1500}{500}, & \text{если } 1500 \leq L \leq 2000 \\ 1, & \text{если } L > 2000 \end{cases}.$$

Нечеткие множества описывающие напряжения на выходе скважинного трансформатора изображены на рис. 5.12.

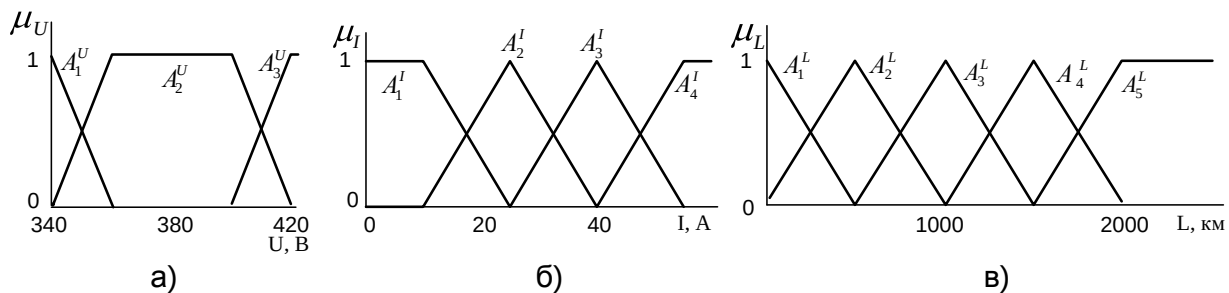


Рисунок 5.11. Описание лингвистических переменных: напряжение сети (а), ток нагрузки (б), длина кабеля (в)

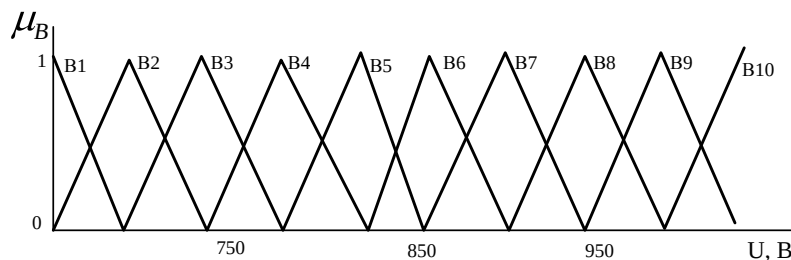


Рисунок 5.12. Описание нечетких множеств напряжения на выходе трансформатора

3. Агрегирование подусловий в нечетких правилах продукции. На этапе агрегирования с помощью операции нечеткой логической конъюнкции вычисляется степень истинности подусловий правил нечеткой логической продукции. Для номинального напряжения сети 380 В при токе нагрузки 30 А и длине кабеля 1000 м графически результат агрегирования имеет вид рис. 5.13 [142].

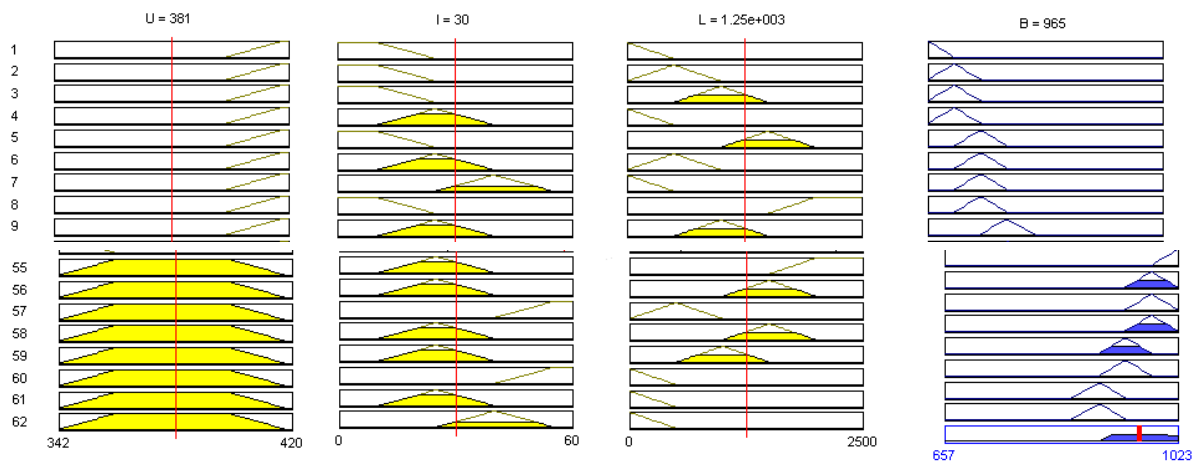


Рисунок 5.13. Иллюстрация агрегирования условий нечеткого вывода и этапа активации подзаключений в нечетких правилах продукции

4. Активизация или композиция подзаключений (рис. 5.13) [142] в нечетких правилах продукции дает требуемую величину напряжения на выходе скважинного трансформатора. В рассмотренном примере напряжение на выходе трансформатора должно быть 956 В.

5. На этапе дефазификации полученному значению напряжения определяют соответствующий номер отпайки трансформатора. В рассмотренном примере результат вывода — отпайка 7.

Реакцию алгоритма нечеткого вывода можно представить в виде поверхности «Напряжение на выходе трансформатора». Семейство графиков представлено на рис. 5.14—5.16.

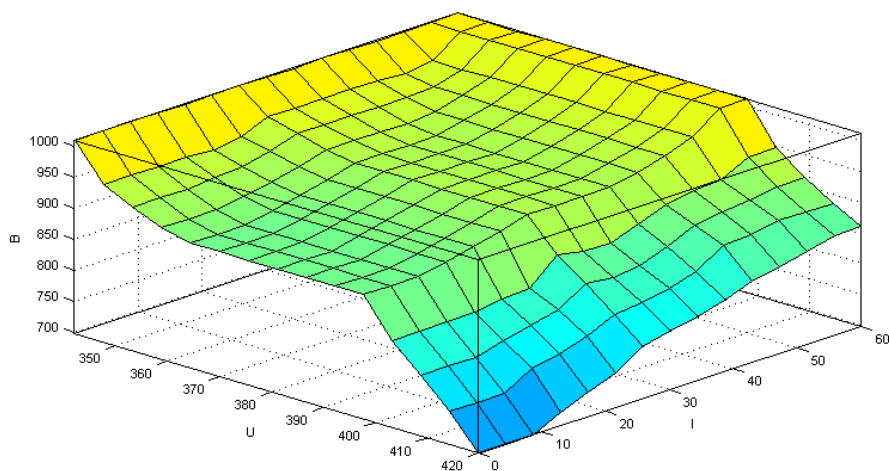


Рисунок 5.14. Изменение напряжения на выходе скважинного трансформатора от напряжения сети и тока нагрузки при длине кабеля 1000 м

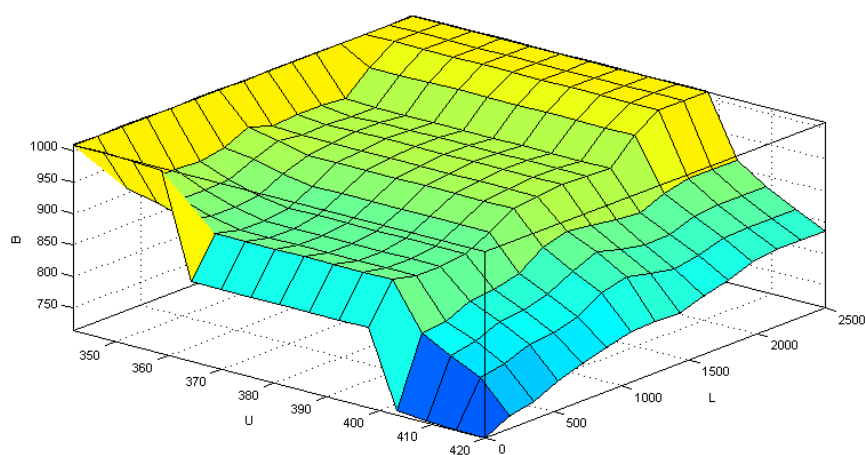


Рисунок 5.15. Изменение напряжения на выходе скважинного трансформатора от напряжения сети и длины кабеля при токе нагрузки 30 А

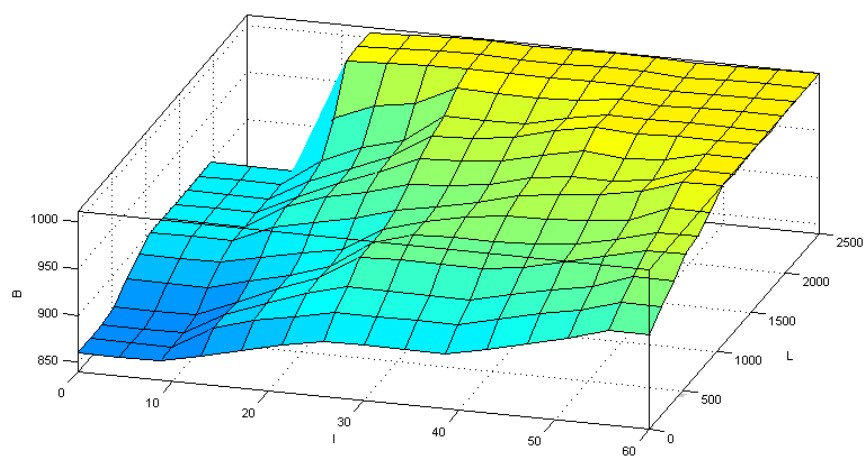


Рисунок 5.16. Изменение напряжения на выходе скважинного трансформатора от длины кабеля и тока нагрузки при напряжении сети 380 В

Таким образом, на основе теории нечеткой логики, можно определить номер отпайки трансформатора напряжением $0,4/U_{\text{раб}}$, что позволит автоматизировать процесс управления напряжением ПЭД, используя нечеткий контроллер, входными параметрами которого являются напряжение сети, ток нагрузки трансформатора и длина кабеля от трансформатора до ПЭД.

Таким образом, в главе 5 провели классификацию отказов погружных центробежных насосов с электроприводом, на основании которой выделили следующие факторы, существенно влияющие на состояние УЭЦН: технические, технологические, геологические и организационные.

Установили, что влияние на работоспособность УЭЦН развитых дефектов следует оценивать по трем уровням сигнала: слабый, средний, сильный, что соответствует допуску к работе: длительная эксплуатация, допускается при периодическом контроле (мониторинг), эксплуатация не допускается.

Построили нечеткую модель, для которой выбрали три параметра, которые в наибольшей степени характеризуют ТС УЭЦН: $УС$, $АЧ$ и $Д$. В случае недостаточной определенности и для большей достоверности определения ТС необходимо учитывать следующие параметры: изменения напряжения на трансформаторе, питающем погружной электродвигатель (ТМПН); температуру статора ПЭД (ТП); показатели качества электроэнергии; динамический уровень жидкости в скважине (H_o); момент статического сопротивления со стороны ЭЦН ($M_{ст.с}$), содержание взвешенных частиц в проточной части ЭЦН.

Разработали базу нечетких правил на основе универсальной шкалы формирования нечетких множеств продукции от четких параметров: изменение уровня сигнала, выделенной частоты и производительности УЭЦН. Полученные результаты анализа интеллектуальных данных о состоянии УЭЦН могут быть использованы при разработке автоматизированной системы, включающей постоянный контроль и диагностику погружной установки. Основными элементами автоматизированной системы являются: датчики, интеллектуальный интерфейс, компонент формализации ситуации (КФС), компонент объяснения и классификации, решатель, база данных и база знаний.

Предложили решение задачи определения номера отпайки скважинного трансформатора с использованием теории нечетких множеств. В качестве исходных данных приняли множества возможных значений напряжений сети, тока нагрузки и длины кабельной линии до ПЭД. Предложили правила нечеткого вывода напряжения отпайки трансформатора напряжением $0,4/U_{\text{раб}}$. Для формализации качественных высказываний А11 «Напряжение ниже номинального», А12 «Напряжение номинальное», А13 «Напряжение выше номинального» использовали Z-трапециевидная и S-функции. На основании алгоритма нечеткого вывода Мамдани получили поверхности «Напряжение на выходе трансформатора», которые определяют реакцию нечеткого вывода на напряжение сети, ток нагрузки, длину кабельной линии до ПЭД.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Официальный веб-сайт органов государственной власти Ханты-Мансийского автономного округа — Югры [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.admhmao.ru/economic/prom/elekener.htm> [дата обращения 27.05.2010].
2. РД 153-34.0-46.302-00. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле: разработ. Деп. науч.-техн. полит. и разв. РАО «ЕЭС России», науч.-исслед. инст. электроэнергетики (АО ВНИИЭ) совм. с ЗАО Моск. завод «Изолятор» им. А.Баркова. Срок дейст. с 01.01.2001. М.: АО ВНИИЭ, 2001. 41 с.
3. Алексеев Б.А. Системы непрерывного контроля состояния крупных силовых трансформаторов / Б.А.Алексеев // Электр. станции. 2000. № 8. С. 62—70.
4. Русов В.А. Системы диагностического мониторинга силовых трансформаторов / В.А.Русов // Электро. 2009. № 6. С. 35—37.
5. Хренников А.Ю. “On-line” система защиты и мониторинга механического состояния обмоток силовых трансформаторов и реакторов / А.Ю.Хренников // Вест. СамГТУ. Технические науки. 2007. № 2(20). С. 158—163.
6. Хренников А. Ю Опыт диагностики силового трансформаторного оборудования / А.Ю.Хренников [и др.] // [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://diarost.ru/publications> [дата обращения 27.05.2012].
7. МУ 14-606-2010. Методические указания по проведению испытаний вводов и проходных изоляторов. Парижмонтажремонт. 2010. 14 с.
8. РД 16 363-87. Трансформаторы силовые: Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://transform.ru/sst/- \\$rd/16.363-87.htm](http://transform.ru/sst/-$rd/16.363-87.htm) [дата обращения 27.05.2010].
9. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. М.: ЗАО «Энергосервис», 2002. 280 с.
10. Голоднов Ю.М. Контроль за состоянием трансформаторов. М.: Энергоатомиздат, 1988. 88 с.: ил.
11. Трансформаторы трехфазные силовые масляные: Каталог продукции низкого напряжения. Самара: Управляющая компания «Электрощит»-Самара. Вып. 6. 60 с.: ил.
12. Гольдштейн Е.И. Определение параметров и характеристик ветви намагничивания однофазного трансформатора по массивам мгновенных значений токов и напряжений / Е.И.Гольдштейн, А.В.Панкратов // Известия ВУЗов: Электромеханика. 2008. № 5. С. 20—24.
13. Ванин Б.В. О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110—500 кВ в эксплуатации [Электронный ресурс] / Б.В.Ванин и [др.]. Режим доступа: <http://www.transform.ru/articles/html/06exploitation/a000050.article> [дата обращения 15.03.2012].
14. Давиденко И.В. Разработка системы многоаспектной оценки технического состояния и обслуживания высоковольтного маслонаполненного электрооборудования: автореф. дисс. на соиск. уч. степ. д-ра техн. наук: 05.14.12 / И. В.Давиденко. Екб., 2009. 48 с.: ил.
15. Захаров О.Г. Поиск дефектов в электрооборудовании: Справ. пособие для сред. ПТУ. М.: Высш. шк., 1986. 127 с.: ил.
16. Атабеков В.Б. Ремонт трансформаторов и электрических машин: Учеб. пособие для средн. проф.-техн. училищ. М.: Высш. шк., 1983. 352 с.: ил.
17. Ивановский В.Н. Нефтегазопромысловое оборудование / В.Н.Ивановский [и др.] // Под общ. ред. В.Н.Ивановского. Учеб. для ВУЗов. М.: «ЦентрЛитНефтеГаз», 2006. 720 с.: ил.
18. Молчанов Г.В. Машины и оборудование для добычи нефти и газа / Г.В.Молчанов, А.Г.Молчанов // Учеб. для вузов. М.: Недра, 1984. 464 с.: ил.
19. Чернышов В.Н. Теория систем и системный анализ / В.Н.Чернышов, А.В.Чернышов // учеб. пособие. Тамбов: Изд-во тамб. гос. тех. ун-та, 2008. 96 с.
20. Перегудов Ф.И. Введение в системный анализ / Ф.И.Перегудов, Ф.П.Тарасенко // М.: Высш. шк., 1989. 361 с.
21. Грищенко О.В. Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности предприятия: Учеб. пособ. Таганрог: Изд-во ТРТУ, 2000. 112 с.
22. Архитектура системы «диагностика+» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://transform.ru/diagnostika_ar.shtml [дата обращения 15.03.2012].

23. Комков Е.Ю. Оценка состояния электрооборудования на основе программного комплекса «Диагностика+» в режиме on-line / Е.Ю.Комков, Е.Б.Игнатьев, Г.В.Попов // Перспективные виды электротехнического оборудования для передачи и распределения электроэнергии. Материалы конференции ТРАВЭК. 2005. с. 104—105.
24. Савицкая Г. В. Анализ хозяйственной деятельности предприятия: 4-е изд., перераб. и доп. Минск: ООО «Новое знание», 2000. 688 с.
25. Программа расчета нагрева и износа силовых трансформаторов [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://nashaucheba.ru/v8942/> [дата обращения 15.03.2012]
26. ГОСТ 34.601-90. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Автоматизированные системы. Стадии создания. Введ. 1992.01.01. переизд. М.: Изд-во стандартов, 1992. 6 с.
27. Алексеев Б.А. Крупные силовые трансформаторы: контроль состояния в работе и при ревизии. М.: НТФ «Энергопрогресс», 2010. 88 с.: ил.
28. Ковалев В.З. Математическое моделирование электротехнических комплексов нефтегазодобычи в задачах энергоснабжения: Монография / В.З.Ковалев, Г.В.Мальгин, О.В.Архипова. Ханты-Мансийск: Полиграфист, 2008. 222 с.
29. Архипов А. В. Энергетическая структурная модель дизельной когенерационной установки / А.В.Архипов, А.А.Зябкин, П.Н.Ремизов // Сб. научн.-исслед. работ финалистов конкурса аспирант. и молод. уч. в обл. энергосбер. в пром. Новочеркасск: Лик, 2010. С. 9—13.
30. Аль Акоюн Г.Е., Основные принципы системы технической диагностики маслоснаполненного электрооборудования высокого напряжения / Аль Акоюн Г.Е. [и др.] // Электрические станции. 1991. № 3. С. 67—71.
31. Беспалов В.Я. Электрические машины / В.Я.Беспалов, Н.Ф.Котеленец // Academia. 2006. 320 с.
32. Архипов А. В. Анализ одношаговых численных методов применимых к решению задач динамики силовых трансформаторов / А.В.Архипов, А.А.Зябкин, П.Н.Ремизов // Сб. науч. труд. по мат. междунар. научн.-практ. конф. «Современные проблемы и пути их решения в науке, транспорте, производстве и образовании '2010». Одесса: Черноморье, 2010. С. 46—52.
33. Климов Д.А. Математическое моделирование динамических режимов работы силовых трансформаторов для автоматизированного проектирования и диагностики: дис. ... канд. техн. наук / Климов Дмитрий Александрович; науч. рук. Г.В.Попов; Ивановский ГЭУ. Иваново, 2007. 143 с.
34. ГОСТ Р 15.201-2000. Система разработки и постановки продукции на производство. Продукция производственно-технического назначения. Порядок разработки и постановки продукции на производство. Введ. 2001.01.01. Переизд. (апрель 2003 г.) М.: СТАНДАРТИНФОРМ, 2008. 15 с.
35. Архипов А.В. Децентрализованное энергоснабжение в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре / А.В.Архипов, А.А.Зябкин, П.Н.Ремизов // Омский научный вестник. 2010. № 3(93). С. 188—190.
36. Минченко Ю.Д. Потребность в оценке работоспособности силового трансформатора при диагностике механического состояния обмоток / Ю.Д.Минченко, С.М.Шимановский // Технические и прикладные науки: науч.-тех. конф. по итогам раб. професс.-преп. сост. СевКавГТУ за 2007 г.: СевКавГТУ. 2008. 236 с.
37. Современные методы комплексной диагностики силовых трансформаторов 35 кВ и выше [Электронный ресурс] // Информационно-справочное издание «Новости электротехники». 2006. № 2(38). Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2006/38/16.php> [дата обращения 15.03.2012].
38. Зябкин А.А. Система непрерывного контроля параметров обмоток силовых трансформаторов на основе имитации динамических режимов работы / А.А.Зябкин, В.З.Ковалев, Н.Г.Ровкина // Омский научный вестник. 2011. № 3(103). С. 191—193.
39. Голунов А.М. Вспомогательное оборудование трансформаторов / А.М.Голунов, А.Л.Мазур // М.: Энергия, 1978. 144 с.
40. ГОСТ 2.103-68. Единая система конструкторской документации: Стадии разработки. Введ. 1971.01.01. Изд. (авг. 2007 г.) с изм. № 1, 2, утв. в июле 1981 г., июне 2006 г. М.: Изд-во стандартов, 2007. 5 с.
41. Лагутин М.Б. Наглядная математическая статистика: Учебное пособие / М.Б. Лагутин // 2-е изд., испр. М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2009. 472 с.: ил.

42. Вешелев Д.С. Экспертные оценки / Д.С.Вешелев, Ф.Г.Гурвич // М.: «Наука», 1973. 158 с.
43. Елтаренко Е.А. Обработка экспертных оценок / Е.А.Елтаренко, Е.К.Крупина // Учебное пособие. М.: Изд. МИФИ, 1982. 96 с.
44. Копылов И.П. Проектирование электрических машин: Учеб. пособие для вузов / И.П.Копылов [и др.] // Под ред. И.П.Копылова. М: Энергия, 1980. 496 с.: ил.
45. Орлов А.И. Теория принятия решений: Учебное пособие. М.: Изд. Экзамен, 2005. 656 с.
46. Исследование дефектов в силовых трансформаторах и разработка мероприятий по повышению эффективности их диагностирования: автореферат диссертации на соискание ученой степени к.т.н.: специальность 05.14.02 / Аль Хамри Саид Сейф Сабир; [Иван. гос. ун-т им. В.И.Ленина]. Иваново: Б.и.: 2005. 18 с.
47. Комаров В.И. Анализ причин повреждаемости и специфика диагностики трансформаторов до 35 кВ. Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования: сб. докладов «Современное состояние и проблемы диагностирования оборудования электрических сетей на напряжением 6—35 кВ» / В.И.Комаров, И.В.Давиденко // С-Пб.: ПЭИПК, 2008. Вып. 31. С. 44—48.
48. Попов Г.В. Экспертная поддержка при диагностике состояния силовых трансформаторов [Электронный ресурс] / Г.В.Попов, А.В.Ватлецов, С.С.Аль-Хамри // Режим доступа: [http://www.transform.ru/sst/\\$articles.ispu/ai00004.htm](http://www.transform.ru/sst/$articles.ispu/ai00004.htm) [дата обращения 15.03.2012].
49. Попов А.П. Влияние широтно-импульсной модуляции на погрешность индукционных счетчиков электроэнергии и на потери в асинхронном двигателе [Электронный ресурс] / А.П.Попов, А.О.Чугулёв, А.А.Горшенков, С.М.Клеванский // Режим доступа: <http://www.pozitron.ru/vliyanie.htm> [дата обращения 11.11.2012].
50. Владимиров Ю.В. Исследование влияния высших гармоник на различные типы силовых трансформаторов напряжением 6—10 кВ [Электронный ресурс] / Ю.В.Владимиров, Ю.В.Шумилина // Режим доступа: <http://vestnik.kpi.kharkov.ua/files/2011/> [дата обращения 11.11.2012].
51. Жежеленко И.В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промышленных предприятий / И.В.Жежеленко // М.: Энергоатомиздат, 2004. 358 с.
52. Asaad Ali Elmoudi Evaluation of power system harmonic effects on transformers: hot spot calculation and loss of life estimation [Электронный ресурс]. Режим доступа: [lib.tkk.fi/Diss/2006/-isbn9512280787/isbn9512280787.pdf](http://lib.tkk.fi/Diss/2006/isbn9512280787/isbn9512280787.pdf) [дата обращения 11.11.2012].
53. Юхименко М.Ю. Определение потерь мощности в асинхронном двигателе с питанием от преобразователя напряжения с широтно-импульсной модуляцией [Электронный ресурс] / М.Ю.Юхименко, Е.А.Домбровский // Режим доступа: http://www.kdu.edu.ua/statti/tezi_2011-0153.pdf [дата обращения 11.11.2012].
54. Ешелева Э.Д. Расчет добавочных потерь в трансформаторах по коэффициенту несимметрии [Электронный ресурс] / Э.Д.Ешелева, К.П.Путилин // Режим доступа: http://www.nbu.gov.ua/portal/natural/znpnu/2009_2/Z30R7S1.pdf [дата обращения 11.11.2012].
55. Dr. Ray Ridley Потери в обмотках в следствие эффекта близости [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.electrik.org/forum/index.php?act=attach&type=post&id=3532> [дата обращения 11.11.2012].
56. Lloyd H. Потери на вихревые токи в обмотках трансформаторов и в монтаже схемы (перевод Д.Машаков) [Электронный ресурс] / H.Lloyd, Jr.Dixon // Режим доступа: http://www.stud-med.ru/poteri-na-vihrevye-toki-v-obmotkah-transformatorov-i-v-montazhe-shemy_193e8a4c51d.html [дата обращения 11.11.2012].
57. Чайковский В.П. Определение потерь в ярах пространственных магнитных систем при несинусоидальности магнитного потока [Электронный ресурс] / В.П.Чайковский, Е.П.Насыпаная, С.А.Игнатенко // Режим доступа: http://www.nbu.gov.ua/portal/natural/emeo/ee_69/9.pdf [дата обращения 11.11.2012].
58. Чайковский В.П. Оценка характеристик холостого хода трансформатора при большом значении третьей гармоники [Электронный ресурс] / В.П.Чайковский, С.И.Крысенко, В.А.Матухно // Режим доступа: www.nbu.gov.ua/portal/natural/Emeo/ee_61/11.pdf [дата обращения 11.11.2012].
59. Агунов М.В. Энергетические процессы в электрических цепях с несинусоидальными режимами и их эффективность / М.В.Агунов // Кишнев-Тольятти: МолдНИИТЭИ. 1997. 84 с.
60. Лейтес Л.В. Электромагнитные расчеты трансформаторов и реакторов. М.: Энергия, 1981. 392 с.: ил.
61. Бернас С. Математические модели элементов электроэнергетических систем: Пер. с польск / С.Бернас, З.Цёк // М.: Энергоиздат, 1982. 312 с.: ил.

62. Боднар В.В. Нагрузочная способность силовых масляных трансформаторов. М.: Энергоатомиздат, 1983. 176 с.: ил.
63. Комков Е.Ю. Разработка проектно-диагностического комплекса для оптимизации жизненного цикла силовых трансформаторов с принудительным охлаждением: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.13.12. М., 2008. 24 с.
64. Лыков А.А. Повышение эффективности работы систем электроснабжения на основе совершенствования моделей силовых трансформаторов и кабелей: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.09.03. М., 2007. 24 с.
65. Киш Л. Нагрев и охлаждение трансформаторов: перевод с венгерского М.А.Бики; под ред. Г.Е.Тарле. М.: Энергия, 1980. 180 с.
66. Гуревич Э.И. Переходные тепловые процессы в электрических машинах / Э.И.Гуревич, Ю.Л.Рыбин // Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1983. 216 с.: ил.
67. Валуйских А.О. Моделирование теплового режима трансформатора в системах управления, мониторинга и диагностики / А.О.Валуйских, И.Н.Дулькин, А.А.Филиппова, Г.М.Цфасман // Электро. 2008. № 1. С. 15—19.
68. Михалев С.В. Улучшение качества практического применения тепловых моделей электродвигателей / С.В.Михалев, М.Г.Пирогов // Энергоэксперт. 2011. № 2. С. 52—54.
69. Комков Е.Ю. Система управления охлаждением силового трансформатора на основе проектно-диагностической модели / Е.Ю.Комков, А.И.Тихонов // Автоматизация и ИТ в энергетике. 2009. № 5. С. 16—20.
70. Комков Е.Ю. Разработка модели управления системой охлаждения силовых трансформаторов / Е.Ю.Комков, А.И.Тихонов // Автоматизация в промышленности. 2008. № 8. С. 45—47.
71. Щербатов В.В. Моделирование теплового состояния тягового электродвигателя для прогнозирования ресурса / В.В.Щербатов, О.Л.Рапопорт, А.Б.Цукублин // Известия Томского политехнического университета. 2005. Т. 308. № 7. С. 156—159.
72. Жадан В.А. Тепловой расчет электрических машин закрытого исполнения с естественным охлаждением и оребренным корпусом [Электронный ресурс] / В.А.Жадан, С.В.Говязова // Известия ТПУ. 2005. № 7. Режим доступа: <http://cyberleninka.ru/article/n/teplovoy-raschet-elektricheskikh-mashin-zakrytogo-ispolneniya-s-estestvennym-ohlazhdeniem-i-orebrennym-korpusom> [дата обращения: 11.11.2012].
73. Алпатов М.Е. Электротепловая диагностическая модель и диагностика теплового состояния трансформаторного оборудования / М.Е.Алпатов, А.А.Голованов // Электро. 2004. № 4. С. 40—43.
74. Попов Г.В. Технология тепловизионного контроля в диагностике силовых трансформаторов [Электронный ресурс] / А.Н.Журавлев, Г.В.Попов // Режим доступа: <http://www.transform.ru/articles/html/06exploitation/ai00002.article> [дата обращения: 11.11.2012].
75. Зябкин А.А. Исследование причин возникновения дефектов силовых трансформаторов, питающих установки погружных электроцентробежных насосов нефтяных скважин / А.А.Зябкин, В.В.Сушков // Омский научный вестник. 2012. № 3(113). С. 231—235.
76. Сериков А.В. Расчет трехмерного температурного поля нагревательного элемента трансформаторного типа / А.В.Сериков, В.М.Кузьмин. Электротехника. 2012. № 4. С. 35—41.
77. Зябкин А.А. Моделирование тепловых процессов и диагностирование силовых трансформаторов систем электроснабжения нефтяных месторождений / А.А.Зябкин, В.В.Сушков // Промышленная энергетика. 2013. № 2. С. 39—42.
78. Алексенко Г.В. Испытание мощных трансформаторов и реакторов / Г.В.Алексенко, А.К.Ашрятов, Е.А.Веремей, Е.С.Фрид // 2-е изд., перераб. М.: Энергия, 1978. 520 с.: ил.
79. Архипов А.В. Информационная система «Динамические режимы работы трансформаторов» / А.В.Архипов, А.А.Зябкин // Сб. мат. конф. междунар. IT-Форума. Ханты-Мансийск: «Полиграфист», 2010. С. 157—162.
80. Власов А.Б. Дистанционная оценка значения тепловых потоков оборудования на основе тепловизионной диагностики / А.Б.Власов // Электротехника. 2006. С. 45—49.
81. Архипов А.В. Математическое моделирование трансформатора в информационной системе «динамические режимы работы трансформаторов» / А.В.Архипов, А.А.Зябкин, П.Н.Ремизов // Инфокоммуникационные и вычислительные технологии и системы: сб. мат. сем. молодых уч. в рамках III междунар. конф. Улан-Удэ: Изд.-полигр. комплекс ВСГАКИ. 2010. С. 3—6.

82. Архипов А.В. Исследование тепловых процессов в многооболочечной модели / А.В.Архипов, А.А.Зябкин, П.Н.Ремизов // Развитие автотранспортного комплекса Ханты-Мансийского автономного округа — Югры: Сб. мат. второй рег. науч.-техн. конф. Ханты-Мансийск: ЮГУ, 2011. С. 99—104.
83. Прохоров А.В. Мониторинг изменений механического состояния обмоток силовых трансформаторов, обусловленных радиальными деформациями / А.В.Прохоров, Е.И.Гольдштейн // Электротехника. 2011. № 7. С. 20—26.
84. Гарасько Г.И. Определение установившегося превышения температуры и постоянных времени по данным тепловых испытаний трансформаторов / Г.И.Гарасько, И.Н.Дулькин // Электротехника. 2010. № 4. С. 16—20.
85. Власов А.Б. Оценка теплового состояния электрической машины на основе количественной термографии / А.Б.Власов // Электротехника. 2012. № 3. С. 13—18.
86. Дробышевский А.А. Оценка уровня технологии изготовления обмоток трансформаторов по результатам динамических испытаний / А.А.Дробышевский, Е.И.Левицкая // Электротехника. 1997. № 3. С. 52—54.
87. Архипов А. В. Моделирование электромагнитных процессов в системах мониторинга силовых трансформаторов / А.В.Архипов, А.А.Зябкин, П.Н.Ремизов // Информационные системы и модели в научных исследованиях, промышленности, образовании и экологии : сб. докл. VII Всерос. науч.-техн. конф. Тула : Изд. «Инновационные технологии», 2010. С. 10—14.
88. Зябкин А.А. Оценка добавочных потерь в трансформаторах для установок погружных электрических центробежных насосов / А.А.Зябкин, В.В.Сушков // Инновационные подходы в организации и обеспечении учебного процесса ФГОС: Мат. рег. метод. сем.-конф. Нижневартовск: Издательство НГГУ, 2012. С. 156—160.
89. Туровски Я. Расчет трехмерного поля рассеяния и добавочных потерь в трансформаторе / Я.Туровский // Электротехника. 1995. № 8. С. 25—28.
90. Бычков М.Г. Тепловые модели машин в системе «источник тока — двигатель постоянного тока» / М.Г.Бычков, А.Трайяя // Электротехника. 1996. № 11. С. 63—64.
91. Вейнблат А.В. Функциональный способ диагностирования теплового состояния трансформаторов ТМПН на основе on-line контроля электромагнитной обстановки питающей сети / А.В.Вейнблат, А.А.Зябкин, В.В.Сушков // Энергоэффективность и экономика: темат. сб. науч. тр. Омск: Полиграфический центр КАН, 2011. С. 172—176.
92. Зюзев А.М. Термодинамические модели для проверки асинхронного двигателя по нагреванию / А.М.Зюзев, В.П.Метельков // Электротехника. 2012. № 9. С. 48—52.
93. Слатинова М.Н. Обоснование рациональных режимных параметров силовых трансформаторов электропитающих систем для повышения надежности и качества их функционирования: автореф. дис. на соиск. ученой степ. канд. техн. наук: 05.09.03 / М.Н.Слатинова. Тула, 2010. 20 с.: ил.
94. Вейнблат А.В. Зависимость добавочных потерь в трансформаторах ТМПН от частоты и несинусоидальности питающего напряжения / А.В.Вейнблат, А.А.Зябкин // Культура, наука, образование: проблемы и перспективы: Мат. II всерос. научн.-практ. конф. Нижневартовск: Издательство НГГУ, 2013. С. XX-XX. (в печать выйдет в мае 2013 г.)
95. Дружинин В.В. Магнитные свойства электротехнической стали. Изд. 2-е, перераб. М.: Энергия, 1974. 240 с.: ил.
96. Адлер Ю.П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий / Ю.П.Адлер, Е.В.Маркова, Ю.В.Грановский // Изд. второе перераб. и доп. М.: Издат. «Наука», 1976. 278 с.
97. Биробиджанский завод силовых трансформаторов. Каталог продукции: Силовые и распределительные трансформаторы [Электронный ресурс]. Производственная группа «Трансформер». 2012. 44 с. Режим доступа: www.birzst.ru [дата обращения: 11.11.2012].
98. Гемке Р.Г. Неисправности электрических машин. Л.: Энергия, 1969. 272 с.: рис.
99. Хренников А.Ю. Системы мониторинга и опыт диагностики состояния электротехнического оборудования в ОАО «Самараэнерго» / А.Ю.Хренников [и др.] // Электро. 2004. № 2. С. 32—38.
100. Готтер Г. Нагревание и охлаждение электрических машин: пер. с нем. М.-Л.: Госэнергоиздат, 1961. 264 с.: черт.
101. Алексеев А.Е. Тяговые электрические машины и преобразователи. Л.: Энергия, 1977. 444 с.: ил.

102. Филиппов И.Ф. Теплообмен в электрических машинах: Учеб. пособие для вузов. Л.: Энергоатомиздат, 1986. 256 с.: ил.
103. Тихомиров П.М. Расчет трансформаторов: Учеб. пособие для вузов. Изд. 4-е, перераб. и доп. М.: «Энергия», 1976. 544 с.: ил.
104. Уонг Х. Основные формулы и данные по теплообмену для инженеров: Пер. с англ. Справочник. М.: Атомиздат, 1979. 216 с.
105. Липштейн Р.А. Трансформаторное масло / Р.А.Липштейн, М.И.Шахнович // 3-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1983. 296 с.: ил.
106. Нащокин В.В. Техническая термодинамика и теплопередача: Учебн. пособие для не-энергетических специальностей вузов. М.: Высш. шк., 1975. 496 с.: ил.
107. Ларионов Н.Н. Теплотехника: Учеб. для вузов. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Стройиздат, 1985. 432 с.: ил.
108. Андреева Е.Г. Математическое моделирование электротехнических комплексов: Монография / Е.Г.Андреева, В.З.Ковалев // Под общ. ред. Ю.З.Ковалева. Омск: Изд-во ОмГТУ, 1999. 172 с.
109. Михеев М.А. Основы теплопередачи / М.А.Михеев, И.М.Михеева // Изд. 2-е, стереотип. М.: Энергия, 1977. 344 с.: ил.
110. Фокин В.М. Основы технической теплофизики: Монография / В.М.Фокин, Г.П.Бойков, Ю.В.Видин // М.: Издательство Машиностроение-1, 2004. 172 с.
111. Температурный монитор трансформатора: описание устройства [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.mironomika.ru/catalog/1/48> [дата обращения: 11.11.2012].
112. Мониторинг силовых трансформаторов от НТЦ «АРГО» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://argoivanovo.ru/download/articles/TransMon_00.pdf [дата обращения: 11.11.2012].
113. Овчаренко А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий / А.С.Овчаренко, Д.И.Розинский // К. Техника. 1989. 287 с.
114. Туровский Я. Техническая электродинамика: пер. с польск. М.: Энергия, 1974. 488 с.: ил.
115. Карандаев А.С. Контроль технического состояния силовых трансформаторов методом акустического диагностирования / А.С.Карандаев [и др.] // Вестник ЮУрГУ. 2008. № 26. С. 26—31.
116. Белопольский И.И. Расчет трансформаторов и дросселей малой мощности / И.И.Белопольский, Л.Г.Пикалова // М.-Л.: Госэнергоиздат, 1963. 272 с.: ил.
117. Гольдберг О.Д. Проектирование электрических машин: Учебник для втузов / О.Д.Гольдберг, Я.С.Гурин, И.С.Свириденко // Под ред. О.Д.Гольдберга. М.: Высш. шк., 1984. 431 с.: ил.
118. Лопухина Е.М. Автоматизированное проектирование электрических машин малой мощности: Учеб. пособие / Е.М.Лопухина, Г.А.Семенчуков // М.: Высш. шк., 2002. 511 с.: ил.
119. ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов. Взамен ГОСТ 14209-85. Введ. 2002.01.01. Минск: Изд-во стандартов, 1998. 82 с.
120. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения: допустимые нагрузки. Введ. 1985.31.01. М.: Изд-во стандартов, 1985. 37 с.
121. Руководство по эксплуатации: Трансформаторы серии ТМГПН мощностью 100-630 кВА класса напряжения 3 кВ [Электронный ресурс]. 2010. 37 с. Режим доступа: <http://www.alttrans.ru/-catalogue/> [дата обращения: 11.11.2012].
122. Каталог: Силовые трансформаторы [Электронный ресурс]. Минский электротехнический завод им. В.И.Козлова. 2012. 92 с. Режим доступа: <http://metz.by/products/catalog/20.html> [дата обращения: 11.11.2012].
123. ОРТ.135.023 ТИ. Трансформаторы для погружных электронасосов добычи нефти типа ТМПНГ серии-11 мощностью 100—1000 кВА, класса напряжения изоляции 3 кВ / Самара: ЗАО «ГК «Электрощит»-Самара», 2012. 71 с.
124. Презентация перспективных направлений в развитии техники марки «СЭЩ» [Электронный ресурс]. Материалы XVI ежегодной научно-практической конференции ЗАО «ГК «Электрощит»-ТМ Самара»: «Перспективы развития электроэнергетики нефтедобывающего и нефтеперерабатывающего комплекса с применением российского оборудования». опт. диск (CD-ROM).
125. Александров Г.Н. Режимы работы трансформаторов [Электронный ресурс]. Учеб. пособ. Издание Центра подготовки кадров энергетики. 2006. 143 с. Режим доступа: www.spk-energo.ru [дата обращения: 11.11.2012].

126. Архипова О.В. Экономическая модель определения условий эффективного применения децентрализованной схемы электроснабжения северо-запада ХМАО / О.В.Архипова, А.А.Зябкин, П.Н.Ремизов // Сб. науч. труд. по мат. междунар. научн-практ. конф. «Перспективные инновации в науке, образовании, производстве и транспорте '2011». Одесса: Черноморье, 2011. С. 57—62.
127. Матвеев А.Н. Электричество и магнетизм: Учеб. пособие. М.: Высш. шк., 1983. 463 с.: ил.
128. Лукашин Ю.П. Современные направления статистического анализа взаимосвязей и зависимостей / Ю.П.Лукашин, Л.И.Рахлина // Отв. ред. Ю.П.Лукашин. М.: ИМЭМО РАН, 2012. 54 с.
129. Бочарников В.Ф., Пахаруков Ю.В. Вибрации и разрушения в погружных центробежных электронасосах для добычи нефти. Тюмень: ТюмГНГУ, 2005. 141 с.
130. Диагностирование установок погружных центробежных электронасосов на специализированных стендах ремонтных предприятий / Н.Н.Матаев, С.Г.Кулаков, С.А.Никончук, В.В.Сушков // Промышленная энергетика. 2002. № 8. С. 21—23.
131. Сушков В.В., Матаев Н.Н., Кулаков С.Г., Емелина Н.М., Басырова Т.Д. Надежность, техническое обслуживание, ремонт и диагностирование нефтегазопромыслового оборудования/ Под общ. ред. Сушкова В.В.: Монография. СПб.: Нестор, 2008, 296 с.: ил.
132. Джозеф Джарратано, Гари Райли «Экспертные системы: принципы разработки и программирование»: Пер. с англ. М.: Издательский дом «Вильямс», 2006. 1152 стр. с ил.
133. Малышев А.С., Пашали А.А., Маркелов Д.В., Волков М.Г., Халфин Р.С., Жонин А.В. Применение элементов искусственного интеллекта для диагностики неисправностей электроцентробежных насосов в системе мониторинга Rosneft-WellView// Нефтепромысловое оборудование, 2009. № 11.
134. Борисов В.В., Круглов В.В., Федулов А.С. Нечеткие модели и сети. М.: Горячая линия — Телеком, 2007. 284 с.: ил.
135. Информационный отчет по обследованию технического состояния насосных агрегатов и качества напряжения электрических сетей напряжением 0.4 и 6 кВ СП «Черногорское» // В.В.Сушков, С.А.Никончук, П.А.Алейников, В.Б.Сердюк, Т.Д.Басырова. Нижневартовск: рукопись, 2008. 51 с.
136. Прикладные нечеткие системы / К.Асаи, Д.Ватада, С.Сугэно; пер с япон. М.: Мир, 1993. 368 с.
137. Обработка нечеткой информации в системах принятия решений / А.Н.Борисов, А.В.Алексеев, Г.В.Меркурьев и др. М.: Радио и связь, 1989. 394 с.
138. Хофман А. Введение в теорию нечетких множеств. М.: Радио и связь, 1982.
139. Рутковская Д., Пилиньский М., Рутковский Л. Нейронные сети, генетические алгоритмы и нечеткие системы: Пер. с польск. И.Д.Рудинского. М.: Горячая линия — Телеком, 2008. 452 с.: ил.
140. Dhillon B.S., Dingh G. Engineering Reliability. New Techniques and Application. John Wiley. Sons, New York, 1981.
141. Леоненков А.В. Нечеткое моделирование в среде MATLAB и fuzzyTECH. СПб.: БХВ-Петербург, 2005. 736 с.: ил.
142. Сазыкин В.Г. Экспертная система для нового поколения АСУ // Промышленная энергетика. 1995. № 11. С. 22—28.

Изд. лиц. ЛР № 020742. Подписано в печать 28.05.2013
Формат 60×84/8. Бумага для множительных аппаратов
Гарнитура Times. Усл. печ. листов 14,25
Тираж 300 экз. Заказ 1443

*Отпечатано в Издательстве
Нижевартковского государственного университета
628615, Тюменская область, г.Нижевартовск, ул.Дзержинского, 11
Тел./факс: (3466) 43-75-73, E-mail: izdatelstvo@nggu.ru*