



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Дальневосточный федеральный университет»

Инженерная школа

Кафедра электроэнергетики и электротехники

Афанасьев Роман Олегович

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ
ИЗОЛЯЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ**

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

по образовательной программе подготовки магистров
по направлению подготовки
13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»,
магистерская программа «Энергоэффективность и энергосбережение
в электроэнергетических системах»

г. Владивосток
2019



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Дальневосточный федеральный университет»

Инженерная школа

Кафедра электроэнергетики и электротехники

УТВЕРЖДЕНО

Руководитель ОП _____
(ученая степень, должность)

_____ (подпись) (ФИО)

« ____ » _____ 20__ г.

Заведующий кафедрой _____
(ученая степень, звание)

_____ (подпись) (ФИО)

« ____ » _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу

Студенту (ке) _____ Группа _____
(Фамилия, Имя, Отчество) (номер группы)

1. Наименование темы _____

2. Основания для разработки _____

3. Источники разработки _____

4. Технические требования (параметры) _____

5. Дополнительные требования _____

6. Перечень разработанных вопросов _____

АННОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки, представленной на 80 страницах, 3 страниц приложений и 17 слайдами презентации.

В представленной работе рассмотрен вопрос совершенствования методов оценки состояния изоляции силовых трансформаторов, указана его возможность влияния на состояние энергетических систем. Рассмотрена теоретическая сторона влияния различных факторов на изоляцию трансформатора в ходе его эксплуатации. Объяснена физическая и химическая природа происходящих процессов. На основе анализа существующих методов выявления дефектов и оценки состояния изоляции по продуктам её разложения разработана структурная схема диагностического контроля состояния трансформатора. Указана возможность повышение эффективности методов оценки состояния изоляции силовых трансформаторов, за счёт разработки технических средств регистрации малых и предельно малых концентраций диагностируемых веществ. Произведен анализ экономического эффекта от внедрения данных разработок.

В презентационном материале указаны основные концепции идей, продемонстрированных в диссертации, и выводов, сделанные по результатам проделанной работы.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
1 МИРОВОЙ И РОССИЙСКИЙ ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	9
1.1 Состояние парка трансформаторного оборудования в России.....	11
1.2. Аварийные ситуации и экономический ущерб.....	15
1.2.1. Повреждения по месту установки трансформатора.....	16
1.2.2. Повреждения по причине их возникновения.....	17
1.2.3. Повреждения по причине возраста трансформатора.....	19
1.3 Выводы по главе.....	20
2 ИНФОРМАТИВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	22
2.1 Факторы, воздействующие на изоляцию трансформатора в ходе эксплуатации.....	23
2.2 Продукты деградации изоляционных материалов.....	25
2.2.1 Гидролитическое разложение.....	27
2.2.2 Окислительное разложение.....	28
2.2.3. Термическое разложение.....	29
2.2.4 Образование фурановых соединений.....	30
2.3 Существующие методы выявления дефектов и оценки состояния изоляции по продуктам её разложения.....	33
2.3.1 Методика, принятая в России.....	36
2.3.2 Методика МЭК.....	39
2.3.3 Методика СОУ-Н.....	41

2.3.4 Методика SEGB	42
2.3.5 Методика Дорненбурга	44
2.3.6 Методика Дюваля	46
2.4 Программная и техническая реализация	47
2.5 Выводы по главе.....	52
3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	54
3.1 Контроль изоляции с учётом возможности выявления малых и предельно малых концентраций характерных веществ.....	54
3.2 Перспективные направления создания технических средств контроля изоляции силовых трансформаторов	56
3.3 Оценка экономического эффекта повышения эффективности методов оценки состояния изоляции силовых трансформаторов.....	65
3.5 Выводы по главе.....	67
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	68
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	70
ПРИЛОЖЕНИЕ А	81

ВВЕДЕНИЕ

Современная электроэнергетика требует большого внимания к надежности и качеству работы всей энергосистемы в целом. Однако, старение и износ электрооборудования приводит к увеличению числа аварийных ситуаций, которые несут за собой неблагоприятные последствия. Ситуация усугубляется ростом энергопотребления во всём мире, в результате чего нагрузка на и без того изношенное оборудование возрастает.

Надежность работы энергосистемы в значительной степени зависит от надежности работы силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Выход из строя данного оборудования приводит к весомым экономическим потерям, которые связаны, как со значительными затратами на покупку нового или восстановление повреждённого трансформатора, так и с ущербом от перерывов электроснабжения для конечного потребителя.

Надежная работа трансформатора определяется техническим состоянием всех его узлов и элементов. Основными причинами отказов в работе трансформаторного оборудования является: износ изоляции обмоток, низкое качество технического обслуживания и ремонта, несоблюдения периодичности и объема выполнения профилактических мероприятий, недостаточный уровень исполнения средств оценки технического состояния и диагностики, недостатки эксплуатации. Все, кроме первого из перечисленных пунктов, зависят от так называемого «человеческого» фактора, однако самой массовой причиной отказов трансформаторного оборудования является именно повреждения изоляции силовых обмоток.

Изоляция силовых трансформаторов представляет собой сложную систему, состоящую из различных как по значению, так и конструкции элементов и узлов. В процессе эксплуатации трансформатора, изоляция подвергается воздействию внешних и внутренних факторов. В результате чего, происходит загрязнение и увлажнение твердой изоляции и масла.

Старение изоляции - процесс изменения структуры, физико-химических и механических свойств изоляции. Когда изоляция стареет, она становится неспособной выполнять требуемые от неё функции, в результате чего, происходят сбои и отказы в работе трансформаторного оборудования.

Значительная часть отказов трансформаторов может быть предотвращена путем использования современных систем диагностики технического состояния и комплексного обследования. Данные системы опираются на действующие нормативные документы и обеспечивает не только комплексную оценку технического состояния силовых трансформаторов, но и принятие правильных решений по их дальнейшей эксплуатации. Они позволяют принимать решения по дальнейшей эксплуатации трансформатора и осуществлять техническую политику перехода к ремонту по фактическому состоянию оборудования в соответствии с правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей.

Таким образом, в современных условиях, когда потребность в надежной и качественной работе энергосистем непрерывно возрастает, вопрос совершенствование методов оценки состояния изоляции силовых трансформаторов весьма **актуален**. Он может быть решен за счёт поиска и применения новых технических решений, основанных на использовании лучших отечественных и импортных материалов, опыта передовых инофирм.

Объектом исследования – изоляция силовых трансформаторов, техническое состояние которой является решающим фактором отказов трансформаторного оборудования, влияющих на качество и надёжность работы энергосистемы.

Предмет исследования – факторы, воздействующие на изоляцию трансформатора в ходе его эксплуатации и определение существующих норм выявления дефектов по продуктам деградации изоляционных материалов.

Цель работы – разработка новых методов выявления дефектов по продуктам деградации изоляционных материалов и поиск возможных способов их реализации.

В соответствии с целью работы были поставлены и решены следующие задачи:

- анализ факторов, воздействующих на изоляцию трансформатора в процессе его эксплуатации;
- анализ продуктов деградации изоляционных материалов, формирование рабочего набора маркеров;
- анализ существующих методов выявления дефектов и оценки состояния изоляции по продуктам её разложения;
- разработка структурной схемы диагностического контроля технического состояния изоляции трансформатора;
- предложение возможной реализации разработанной схемы на базе используемого в мировой практике оборудования;
- прогнозирование экономического эффекта повышения эффективности методов оценки состояния изоляции силовых трансформаторов.

Методы исследования. Решение поставленных задач осуществлялось с использованием теоретических исследований ведущих специалистов в данной области, методов математического моделирования, программно-технических средств, методов лабораторных испытаний.

1 МИРОВОЙ И РОССИЙСКИЙ ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В настоящее время положение в мировой энергетике характеризуется некоторыми особенностями, объясняющими повышенное внимание к надежности работы оборудования энергосистем, и в том числе силовых трансформаторов [36].

Повышение надежности и экономичности эксплуатируемого оборудования необходимо не только вследствие спада темпов ввода нового оборудования, но из-за растущей мощности энергообъединений, усиления конкурентной борьбы между энергокомпаниями. На режимы работы силовых трансформаторов существенно влияет резкий рост обмена электроэнергией и увеличение потоков мощности между энергообъединениями, вызванный переходом к рынку электроэнергии.

Развитие свободного рынка электроэнергии во многих странах мира (большинство энергокомпаний в мире к настоящему времени являются частными) привело к усилению конкурентной борьбы между компаниями, производящими, передающими и распределяющими электроэнергию [37]. Это в свою очередь привело к стремлению любыми средствами повысить рентабельность производства и снизить расходы на эксплуатацию парка оборудования. Для основного оборудования энергосистем прямым последствием этого явилось снижение капитальных вложений в обновление парка оборудования, стремление как можно дольше эксплуатировать уже работающее оборудование. Другой особенностью настоящего момента, также вызываемой, главным образом, конкуренцией, являются повышенные требования к качеству электроснабжения потребителей, к надежности работы оборудования. Эти требования противоречат желанию продлить срок работы

установленного оборудования и компромиссные решения являются весьма непростыми.

Современное трансформаторостроение переживает достаточно сложный период своего развития, который характеризуется ростом потребности энергетики в новом оборудовании, вызванным старением парка трансформаторов и увеличивающимся энергопотреблением [75].

На данный момент существуют две мировые тенденции:

- Значительное снижение числа квалифицированных специалистов в области трансформаторостроения;
- Отсутствие производственных генерирующих мощностей, удовлетворяющих потребностям растущей энергетики.

В ближайшем будущем данные «проблемы» могут значительно сказаться на ситуации в мире и привести к дефициту электроэнергии, повышению аварийности оборудования и другим негативным последствиям.

При разработке современных силовых трансформаторов принимается во внимание изменение тенденций в развитии мировой энергетики [36]. Эти изменения характеризуются расширением электрических сетей. В результате техническая политика энергокомпаний и производителей оборудования изменилась от стремления максимального использования активных материалов к максимальной эксплуатационной надежности и экономичности оборудования.

Энергосистемы предъявляют следующие требования к силовым трансформаторам [24]:

- повышенная надежность в эксплуатации в условиях воздействий больших токов короткого замыкания, кратковременных и длительных перегрузок, режимов с частыми переключениями напряжений под нагрузкой;
- снижение потерь холостого хода и нагрузочных потерь;
- высокая ремонтпригодность и минимальные затраты при эксплуатации;
- наличие диагностических систем;
- снижение уровня шума, наличие систем защиты от взрыва и пожара.

В связи с этим, разработка и внедрение трансформаторов и автотрансформаторов базируются на применении новых технических решений, использовании лучших отечественных и импортных материалов, опыта передовых инофирм.

Основными направлениями разработки трансформаторов нового поколения являются [24]:

- совершенствование параметров;
- повышение технического уровня на базе пользования результатов научных исследований, новых методик расчета и т.п.
- совершенствование методов диагностики состояния трансформатора для обеспечения оптимизации его жизненного цикла.

1.1 Состояние парка трансформаторного оборудования в России

Надежность работы трансформаторного оборудования непосредственно связана с его сроком службы. От продолжительности эксплуатации трансформатора зависят допустимые значения воздействующих режимных факторов и их количество.

Основная особенность трансформаторного оборудования состоит в том, что срок службы в большой степени определяется состоянием бумажно-масляной изоляции в процессе ее естественного временного старения и под воздействием внешних факторов.

Рост повреждаемости при работе за пределами нормированного срока службы увеличивает расходы на текущий ремонт оборудования, повышает вероятность аварийного выхода из строя и из-за этого - растет объем профилактических мероприятий. В условиях рыночной конкуренции снижение рентабельности оборудования приводит к потерям значительно большим, чем расходы на ремонты - к потере конкурентоспособности.

Опыт эксплуатации показывает, что силовые трансформаторы производства СССР и РФ по надежности находятся примерно на уровне трансформаторов зарубежных фирм. Однако технический уровень выпускаемой в СССР по ГОСТ 12965-85 и ГОСТ 17544-85 трансформаторного оборудования по массогабаритным показателям и потерям уступает мировой практике, особенно в части потерь холостого хода [47].

Во время распада СССР крупнейший производитель трансформаторного оборудования "Запорожтрансформатор" остался за пределами России. У московского "Электрозавода", Тольяттинского трансформаторного завода и других предприятий отрасли были трудности. Преодоление кризиса началось в середине 90-х годов. В настоящее время в российском трансформаторостроении начался период устойчивого роста. Стабилизировал работу трансформаторный завод в Тольятти. Мощным игроком вышел на рынок екатеринбургский "Уралэлектротяжмаш". Крупнейшим в России производителем мощных силовых трансформаторов стал "Электрозавод", вновь освоивший практически всю необходимую электроэнергетике номенклатуру трансформаторов и шунтирующих реакторов [45].

По данным ПАО «РОССЕТИ», на данный момент на территории РФ располагаются около 7 тысяч электростанций, 15 тысяч подстанций и 484 тысяч распределительных/трансформаторных пунктов (таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Энергетические объекты на территории РФ

	ПС 35-1150 кВ	РП/ТП
ПАО «МРСК Центра»	2 400	100 000
ПАО «МРСК Северного Кавказа»	881	30 370
ПАО «МРСК Волги»	1 698	45 356
ПАО «МРСК Юга»	1 218	30 172
ПАО «МРСК Сибири»	1 802	52 608
ПАО «МРСК Центра и Приволжья»	1 500	63 000
ПАО «МРСК Урала»	1 047	31 186

Продолжение таблицы 1.1

ПАО «МРСК Северо-Запада»	1 172	36 991
АО «ТЮМЕНЬЭНЕРГО»	647	6 790
ПАО «КУБАНЬЭНЕРГО»	716	23 018
АО «ЯНТАРЬЭНЕРГО»	47	4 127
ПАО «ТРК»	136	3 096
ПАО МОЭСК	612	39 004
ПАО «ЛЕНЭНЕРГО»	386	18 001
ПАО «ФСК ЕЭС»	870	270
Итого	15 132	483 989

На территории всех этих объектов эксплуатируются силовые трансформаторы напряжением от 6 до 1150 кВ и установленной мощностью до 4000 МВА. В 2005 г. около половины трансформаторов превысило определяемые стандартами минимальные сроки службы.

В настоящее время выработали свой ресурс около [75]:

- 35% трансформаторов, установленных в МЭС Центра и Северо-Запада, через 5-10 лет доля таких аппаратов увеличится соответственно примерно до 65 и 58%.
- 45% трансформаторов МЭС Сибири, 27-28% трансформаторов МЭС Волги, 18% МЭС Урала и Востока. Существенно ухудшится ситуация через 5-10 лет, когда отработают от 40 до 45% трансформаторов МЭС Центра, Волги и Урала, 65% трансформаторов МЭС Востока и 85% трансформаторов МЭС Сибири.
- 40% трансформаторов тока, установленных в МЭС Центра, Урала, Сибири, причем через 5 лет практически на всех ПС 500 кВ РАО «ЕЭС» 50% всех трансформаторов тока отработают свой срок службы, но уже сейчас 12% трансформаторов тока МЭС Центра в работе более 40 лет.
- от 20 до 30% трансформаторов напряжения, через 5 лет их количество увеличится от 40 до 60%. Уже проработали 30 лет и больше 10% трансформаторов напряжения МЭС Центра и 20% аппаратов МЭС Волги и

Урала. МЭС 330 кВ РАО «ЕЭС» включает 8 подстанций МЭС Центра, 18 ПС МЭС Северо-Запада и 12 ПС МЭС Юга.

Так же, к настоящему времени повсеместно выработали свой ресурс примерно 15% установленных реакторов. Однако в сравнении с трансформаторами, ситуация различна. Через 5 лет будут непригодными к работе 80% реакторов МЭС Востока, в то время как для МЭС Волги - не более 20%, а для МЭС Урала и Центра - 25%.

Аналогичная картина старения парка силовых трансформаторов наблюдается и в зарубежных энергосистемах. Так, например, по данным института электроэнергетики США EPRI, на сегодняшний день около 65 % силовых трансформаторов в сетях США отработало более 25 лет, [37].

Наиболее частыми группами причин, вызывающих отказы в работе отечественных трансформаторов, являются дефекты маслонаполненных вводов, повреждения обмоток из-за динамической нестойкости, увлажнение и газовыделение изоляции, дефекты устройств регулирования напряжения.

Тяжелые повреждения трансформаторов, изготовленных до 1970 году, составляют 1%, для трансформаторов более позднего изготовления - около 0,2%. Анализ за последние годы показал, что удельная повреждаемость трансформаторов составляет 0,45% в год [75].

Около 33% отказов трансформаторов приходится на вводы, причем основную долю составляют очень тяжелые повреждения с взрывом ввода и обычно с пожаром, из-за перекрытия по желтому налету на внутренней поверхности нижней крышки ввода.

Около 23,5% отказов приходится на устройство регулирования под нагрузкой (РПН).

На повреждения из-за недостаточной стойкости обмоток при КЗ приходится 5,36% отказов, причем этот дефект в конструкции наиболее часто проявляется в автотрансформаторах (АТ) 330 и 500 кВ. Ежегодно одно-два повреждения происходили из-за дефектов главной изоляции (в том числе из-за заусенцев на проводе обмотки) и др.

Влияние срока службы на развитие дефектов значительное. Отработавшие менее 10 лет трансформаторы выходят из строя в 3-4 раза реже, чем можно ожидать по средним цифрам [45]. Удельная повреждаемость трансформаторов зависит от класса напряжения и мощности, она несколько выше для трансформаторов 6-10 кВ (плохое состояние сетей) и 220-750 кВ (меньшие запасы конструкции).

У зарубежных трансформаторов характер выявленных дефектов и средние цифры удельной повреждаемости близки к цифрам, полученным из отечественной практики [37].

1.2. Аварийные ситуации и экономический ущерб

Значительная часть оборудования в энергетике работает с превышением расчётного срока службы. Вместе с тем массовая замена изношенных основных фондов в современных условиях является достаточно проблематичной задачей не только в республиках бывшего СССР, но и странах со значительно более устойчивым финансовым положением. Поэтому как у нас, так и на Западе тема эксплуатации, технического обслуживания и ремонта, отработавшего парковый ресурс энергетического оборудования, ещё очень долго будет оставаться актуальной.

Старение парка эксплуатируемых силовых трансформаторов приводит к увеличению числа их повреждений. Ситуация усугубляется ростом энергопотребления во всём мире, в результате чего загрузка и без того изношенных трансформаторов возрастает.

Информацию о повреждениях трансформатора обычно распределяют по следующим позициям:

- год, в котором произошло повреждение;
- мощность повреждённого трансформатора;
- причина возникновения повреждения;

- возраст повреждённого трансформатора;
- место применения повреждённого трансформатора;
- экономический ущерб, связанный с повреждением трансформатора;
- экономический ущерб для конечного потребителя электроэнергии.

Далее в тексте будет рассмотрен анализ повреждений силовых трансформаторов на территории РФ за период с 2011 по 2015 год.

Распределение количества аварий по годам и экономические потери от повреждений оборудования и перерывов в электроснабжении представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Количество повреждений трансформаторов и экономические потери

Год	Количество аварий	Потери от повреждения оборудования, руб.	Потери от перерывов в электроснабжении, руб.	Суммарные потери, руб.
2011	19	1 001 466 920	629 713 360	1 631 180 280
2012	25	995 884 560	1 404 840	997 289 400
2013	15	1 479 768 080	15 895 560	1 495 663 640
2014	20	2 274 323 360	3 732 947 800	6 007 271 160
2015	15	778 120 640	555 627 360	1 333 748 000
Итого	94	6 529 563 560	4 935 588 880	11 465 152 440

1.2.1. Повреждения по месту установки трансформатора

Наибольшее число повреждений произошло на сетевых подстанциях. Данные по количеству повреждений и причинённому ущербу по месту установки трансформаторов отражены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Потери по месту применения трансформаторов

Год	Повышающий генераторный, руб.		Промышленность, руб.		Сетевые подстанции, руб.		Общее число за год, руб.	
2011	1 168 053 160	3	89 575 720	4	373 551 400	12	1 631 180 280	19
2012	632 005 920	8	159 809 160	6	205 474 320	11	997 289 400	25
2013	121 257 320	4	996 918 320	4	377 488 000	7	1 362 837 040	15
2014	4 936 711 520	10	988 967 280	4	81 592 400	6	6 007 271 160	20
2015	1 283 300 040	11	-	-	50 447 960	4	1 333 748 000	15
Итого	8 141 327 960	36	2 235 510 480	18	1 088 554 040	40	11 465 152 440	94

1.2.2. Повреждения по причине их возникновения

Распределение повреждений по причине их возникновения приведено в таблице 1.4. Причины повреждения систематизируют следующим образом.

Повреждения изоляции — наиболее частая причина аварии. Сюда относятся все повреждения, за исключением произошедших по причине внешних воздействий: сетевых перенапряжений и молний. В большинстве случаев ухудшение параметров изоляции связаны с разложением изоляции при нагревании, окислением, воздействием кислоты, увлажнением. Средний возраст повреждённых по причине плохой изоляции трансформаторов составляет примерно 18-20 лет.

Ошибки проектирования, плохой материал, неправильная установка — повреждения, связанные с отсутствием блокировок, плохой пайкой, плохим контактом, недостаточной изоляцией стержней, низкой динамической стойкостью к токам короткого замыкания, посторонними предметами внутри.

Загрязнение масла — повреждения по причинам, связанным с маслом. Характерным признаком таких повреждений являются шламообразование и углеродные следы.

Перегрузка — повреждения, причиной которых явилась перегрузка трансформатора. В этом случае рассматривались только те трансформаторы, по которым были представлены данные по номинальной мощности.

Возгорания/взрывы — повреждения по причинам возгорания и взрывов вне трансформатора, при которых пострадал сам трансформатор. Здесь не учитывались возгорания и взрывы внутри трансформатора, ставшие следствием какого-либо дефекта.

Сетевые перенапряжения — повреждения из-за перенапряжений, вызванных коммутациями, короткими замыканиями, перекрытием изоляции линий и прочими причинами.

Ошибки при обслуживании — повреждения вследствие выведения из работы или плохой настройки защит, отсутствия охлаждения, плохой очистки масла, коррозии стальных элементов, то есть все повреждения, связанные с недостатками в обслуживании трансформатора.

Заливание водой — повреждения, вызванные попаданием воды в трансформатор, как по вине персонала, так и вследствие естественных процессов.

Плохие контакты — повреждения по причинам плохого монтажа, некачественного сопряжения разнородных материалов, плохих болтовых соединений и пр.

Молния — повреждения из-за молнии.

Увлажнение изоляции — повреждения вследствие утечек в насосах, оболочках, просачивания воды через вводы, уплотнения, наличия влаги в масле.

Таблица 1.4 – Распределение экономических потерь и повреждений по причине их возникновения

Причина возникновения повреждения	Количество	Экономический ущерб, руб.
Повреждения изоляции	24	5 998 691 080
Проектирование, материал, установка	22	2 587 842 040
Неизвестно	15	1 191 049 800

Продолжение таблицы 1.4

Загрязнение масла	4	473 454 680
Перегрузка	5	342 750 720
Возгорание/взрыв	3	321 830 840
Сетевые перенапряжения	4	198 387 640
Ошибки при обслуживании	5	140 751 320
Заливание водой	2	89 607 920
Плохие контакты	6	87 469 000
Удар молнии	3	26 317 400
Увлажнение изоляции	1	7 000 000
Итого	94	11 465 152 440

1.2.3. Повреждения по причине возраста трансформатора

Возраст изоляции и возраст трансформатора — категории неидентичные, так как старение изоляции обусловлено не только календарным временем, но и во многом условиями работы. Состояние изоляции в значительной степени зависит от следующих факторов: температура, напряжённость электрического и магнитного полей, механические воздействия. По этой причине повреждения по возрасту трансформатора вынесены в отдельный пункт. Распределение повреждений по возрасту трансформатора приведено в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Экономические потери, связанные с возрастом трансформатора

Возраст на момент повреждения	Количество	Экономический ущерб, руб.
до 5	9	449 854 400
от 6 до 10	6	898 635 240
от 11 до 15	9	127 171 640
от 16 до 20	9	420 731 320
от 21 до 25	10	657 677 200
более 25	16	601 710 440

Продолжение таблицы 1.5

нет данных	35	8 309 372 240
Итого	94	11 465 152 440

Помимо повреждений, уже произошедших, огромный интерес вызывают повреждения, которые произойдут в будущем, то есть прогнозные показатели надёжности. Для их расчёта существуют модели оценки будущих повреждений. При вычислении прогнозных показателей надёжности стоит сложная задача: определить снижение надёжности работы трансформатора во времени и вывести его из работы «за день» до повреждения. Описанные выше повреждения трансформаторов и связанные с ними ущербы свидетельствуют об актуальности решения данного вопроса.

1.3 Выводы по главе

Классическим способом решения проблемы изношенности трансформаторов, как в 1960–1970 годы прошлого столетия, так и в наше время, является их замена. Реализации этих планов мешают существенные недостатки такой стратегии: большие единовременные капитальные вложения и недоиспользование ресурсов.

В такой ситуации наиболее приемлемой стратегией является разработка системы управления жизненным циклом трансформатора с учётом степени его загрузки, условий эксплуатации и с возможностью определения:

- трансформаторов с дефектами, которые можно отремонтировать;
- трансформаторов, которые возможно модернизировать или восстановить;
- трансформаторов, которые необходимо переместить в другие условия эксплуатации;
- трансформаторов, которые следует заменить.

Разработка как в нашей стране, так и за рубежом новых систем, средств и методов контроля и диагностики, требует анализа и сравнения их эффективности для облегчения выбора наиболее целесообразного комплекса контрольно-диагностических мероприятий при эксплуатации силовых трансформаторов.

2 ИНФОРМАТИВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Изоляция силовых трансформаторов представляет собой сложную систему, состоящую из различных как по значению, так и конструкции элементов и узлов. При классификации изоляции трансформатора следует выделить два основных ее вида: внутренняя изоляция и внешняя изоляция [1].

К *внешней изоляции* относится, например, изоляция покрышек вводов, соприкасающаяся с атмосферой, воздушные изоляционные промежутки между вводами данной обмотки, между вводами разных обмоток и до заземленных частей [6].

Внутренняя (маслонаполненная, газовая, литая) изоляция трансформатора разделяется на главную и продольную изоляцию обмоток [6].

Главная изоляция обмоток — это изоляция от данной обмотки до заземленных частей магнитопровода, бака и других обмоток (в том числе и других фаз) [6].

Продольная изоляция — это изоляция между различными точками одной обмотки: между витками, слоями, катушками [6].

Изоляция трансформаторов в процессе эксплуатации подвергается неограниченно длительному воздействию рабочего напряжения и кратковременным перенапряжениям: грозовым (импульсы, длительностью от единиц до десятков микросекунд); коммутационным (импульсы с большим затуханием, длительностью до нескольких тысяч микросекунд) и квазистационарным (повышение напряжения рабочей частоты, длительностью до нескольких часов). Координация внутренней изоляции трансформатора требует обеспечения электрической прочности при всех этих воздействиях [3].

2.1 Факторы, воздействующие на изоляцию трансформатора в ходе эксплуатации

Во время работы трансформаторов на изоляцию обмоток могут воздействовать внешние (грозовые) и внутренние (коммутационные, дуговые и др.) факторы. Коммутационные перенапряжения возникают при отключениях трансформаторов через малый промежуток времени после его включения. Дуговые перенапряжения возникают при однофазном замыкании, данный вид перенапряжений может существовать относительно долго [46].

Старение изоляции - процесс изменения структуры, физико-химических и механических свойств изоляции. Изоляция обмоток может подвергаться механическому, электрическому, тепловому и химическому старению [40].

Механическое старение изоляции приводит к возникновению и развитию трещин. Динамические нагрузки, воздействующие в радиальном и осевом направлениях, приводят к деформации обмотки и ослаблению поджима витков. Причинами механического старения продольной изоляции также могут быть повышенная вибрация, электродинамические усилия из-за пусковых и токов короткого замыкания [9, 12].

Электрическое старение изоляции может происходить, как при рабочем, так и при повышенном напряжениях. С увеличением напряжения темпы электрического старения возрастают. Одной из основных причин электрического старения продольной изоляции является появление частичных разрядов. Различают начальные (НЧР) и критические (КЧР) частичные разряды. НЧР возникают в ослабленных местах изоляции, например, у микронеровностей. КЧР имеют мощность для относительно быстрого разрушения слоев бумаги. Они возникают при перенапряжениях и могут сохраняться при рабочих напряжениях, тем самым за короткое время разрушают изоляцию [8].

Тепловое старение изоляции, связанное с электрической нагрузкой, приводит к изменению ее структуры и диэлектрических свойств. Изменение и

появление сверхдопустимой электрической нагрузки и прохождение по обмоткам токов перегрузки или короткого замыкания может привести к перегреву обмоток и разрушению изоляции [11].

Химическое старение витковой изоляции происходит из-за ее увлажнения. Влага во внутреннюю изоляцию трансформатора в основном проникает из окружающего воздуха. В некоторых случаях в результате термоокислительных процессов возможно увлажнение самой изоляции [40].

Способность изоляции сохранять свои свойства во многом зависит от качества сборки. Сборщик трансформаторов должен знать, что любая небрежность при установке изоляционных деталей, монтаже обмоток или отделке активной части может стать причиной повреждения изоляции. Обрыв полоски бумаги, изолирующей обмоточный провод, может вызвать витковое замыкание, недостаточная толщина изоляции, наложенной на конец обмотки — пробой главной изоляции, посторонние предметы (волокна ткани, куски бумаги, пыль, грязь, влага) — загрязнение масла. Персонал, обслуживающий трансформаторы, не всегда обращает внимание на некоторые особенности работы оборудования. Так, оперативный персонал часто допускает ошибку при устранении аварий (неоднократное включение на устойчивое КЗ) и проведении оперативных переключений. Причиной, также, может являться некачественное выполнение капитального ремонта трансформаторов. Все указанные факторы - заводские дефекты, слабая организация эксплуатации, некачественный капитальный ремонт - могут быть вызваны низкой организацией службы эксплуатации и производства трансформаторов [47].

Исходя из проведенного выше анализа, на рисунке приведена классификация факторов.

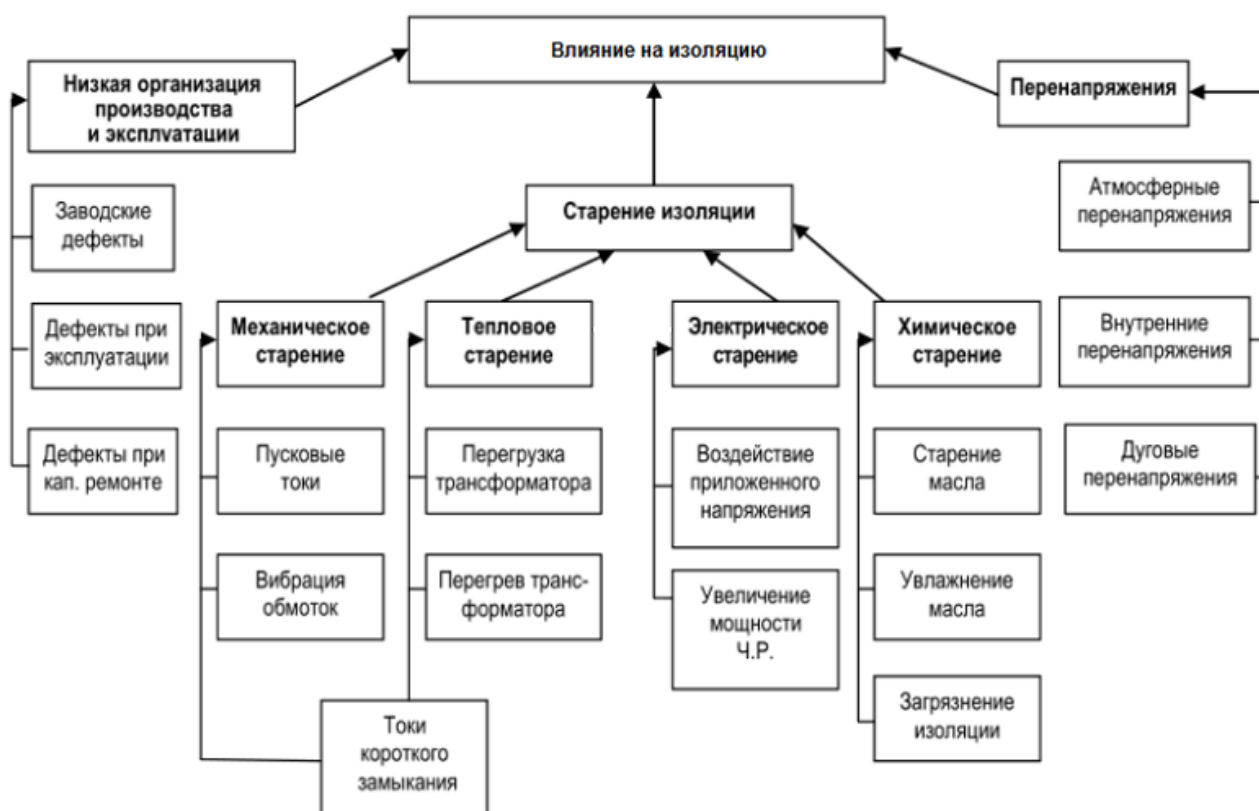


Рисунок 2.1 - Классификация факторов, влияющих на состояние изоляции трансформатора [41]

Приведенная классификация факторов, показывает, что причины нарушения изоляции могут быть связаны или могут проявляться обособленно. В зависимости от нагрузки трансформатора, условий окружающей среды и длительности работы действие этих факторов может быть различным. Данные аспекты затрудняют, но в то же время подталкивают к поиску новых современных решений по защите обмоток трансформаторов.

2.2 Продукты деградации изоляционных материалов

Рассмотрим сам процесс изоляционной деградации. Хорошо известно, что бумага и масло, используемые в трансформаторах, разлагаются с течением времени в зависимости от факторов, оговоренных ранее. Исследования СИГРЭ [39, 42] показывают, что старение бумажного листа представляет собой

комплексный процесс, в результате которого происходит изменение химического состава целлюлозы (рисунок 2.2).

Механизм разложения включает [39, 41, 42]:

- деструкцию целлюлозы в результате гидролиза (разложения вследствие обменной реакции с водой);
- деструкцию целлюлозы в результате окисления (под воздействием кислот кислорода и др.).
- деструкцию целлюлозы в результате пиролиза (термическое разложение).

Гидролиз и пиролиз целлюлозы приводят к ее *деполимеризации* (разрыву молекул и соответствующему снижению степени полимеризации).

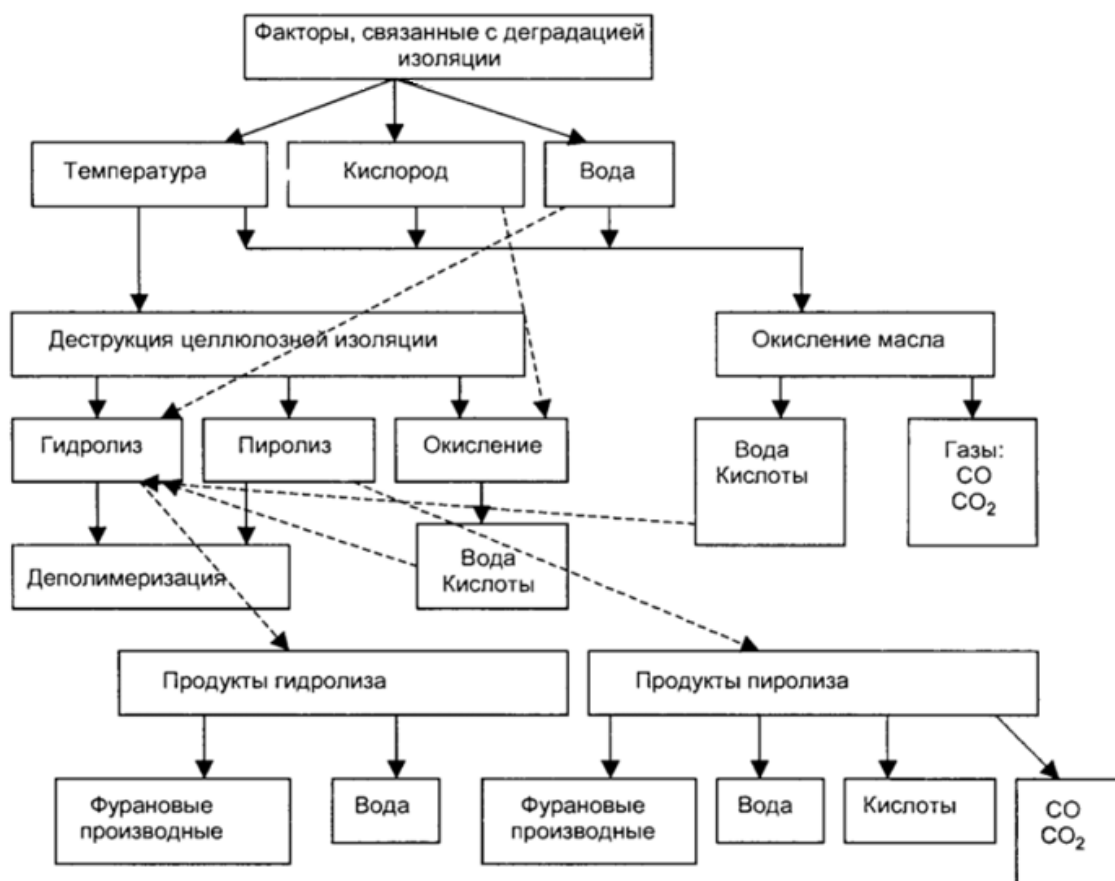


Рисунок 2.2 – Деградация целлюлозы [41]

Как видно из рисунка, результатом взаимодействия продуктов, как термического, так и гидролитического разложения является образование фурановых производных. Данные вещества растворяются в масле и могут

использоваться для оценки возможного состояния изоляции и снижения степени её полимеризации. Рассмотрим все, вышеперечисленные процессы более подробно.

2.2.1 Гидролитическое разложение

Влага, находящаяся в масле (растворенная или связанная) является одним из важнейших факторов, влияющим на изоляционные свойства бумажно-масляной изоляции. Непосредственной причиной снижения электрической прочности масла является наличие в нем растворенной влаги. Содержание влаги до $2004 \cdot 10^{-6}$ отн. ед. практически не влияет на проводимость и электрическую прочность масла. При превышении этого количества влаги начинается образование древовидных структур повышенной проводимости, далее образуются свободные включения воды (капли), резко снижающие электрическую прочность [24].

Присутствие воды увеличивает степень деградации. В начале жизни трансформатора крафт-бумага изоляции содержит воду меньше чем 0,5 %, и осушенное масло. Уровень влагосодержания в трансформаторе может увеличиться до 5 % в течение его жизни.

Гидролиз целлюлозы - каталитический процесс, где скорость реакции зависит от диссоциированных кислот или скорее от H^+ -ионов, которые могут войти в аморфные зоны целлюлозы [41].

Низкомолекулярные водорастворимые кислоты, которые образованы в результате старения бумаги и до некоторой степени также старением масла, более эффективны в этом отношении, чем высокомолекулярные гидрофобные кислоты, которые главным образом образуются в результате старения масла. Тот факт, что кислота, катализирующая гидролиз, производит органические кислоты и в то же самое время определена их присутствием, делает процесс самоускоряемым [40].

Вода и кислоты воздействуют на гликозидную связь (кислородный мостик между глюкозидными кольцами), отщепляя от цепи целлюлозы глюкозу (см. рис.).

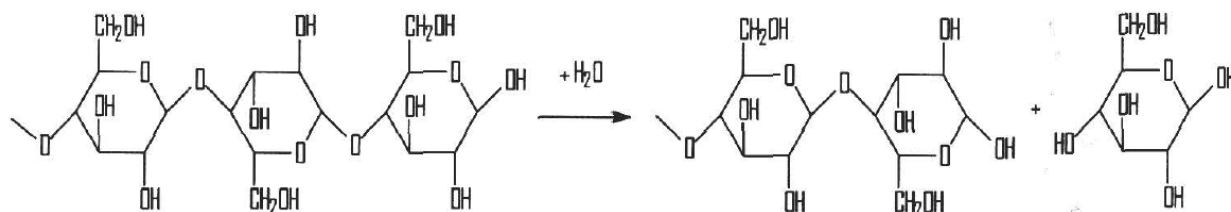


Рисунок 2.3 – Гидролитическое разложение [24]

Бумага атмосферной влажности нормально содержит 7-8% воды по массе. Изоляционная бумага обычно сушится перед использованием, чтобы затормозить этот тип разложения. Тем не менее, с увеличением в изоляционной системе воды за счёт других процессов этот тип реакции активизируется [6].

2.2.2 Окислительное разложение

Кислород также ускоряет реакцию деградации. Известно, что, если уровень кислорода в масле поддерживается ниже 2000 ppm, то скорость деградации системы изоляции в целом в пять раз ниже, чем при свободном дыхании трансформатора. Концентрация кислорода в масле трансформатора может достигать 30000 ppm при полном насыщении, но в действительности большинство трансформаторов со свободным дыханием в эксплуатации (тёплые) содержат только 20000 ppm как следствие растворения кислорода из воздуха. Окисление способствует накоплению дополнительных акселераторов старения, как например, кислот [40].

Целлюлоза окисляется, и конечные продукты реакции окисления находятся в зависимости от природы окислителя, концентрации ионов водорода (рН) и температуры. Во всех случаях, направление реакции - это окисление

гидроксильных групп до карбонильных (образование альдегидов) и карбонильных - до карбоксильных (образование кислот) [24].

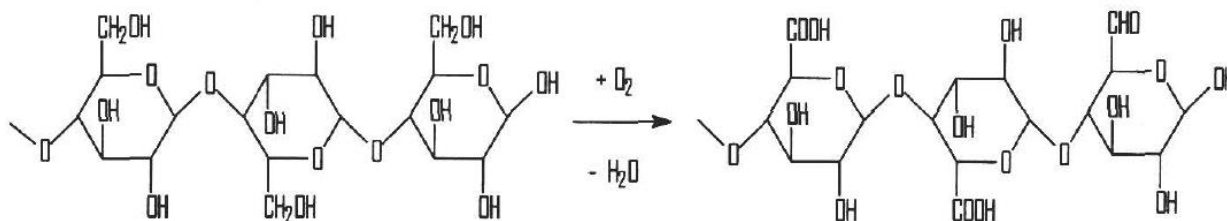


Рисунок 2.4 – Окислительное разложение [24]

В этом химическом процессе образуется вода. Соседство карбоксильных или карбонильных групп ослабляет гликозидную связь и может привести к разрыву цепи и дальнейшему окислению [25].

2.2.3. Термическое разложение

Пиролиз — процесс разложение органических и неорганических соединений благодаря сильному нагреву или полному отсутствию кислорода. Под пиролизом понимают процесс, который может иметь место без доступа воды и/или кислорода, или любого другого агента, инициирующего разложение. При нормальной работе или допустимой температуре перегрузки (то есть, <140 °С) такие процессы, как полагают, являются малозначимыми. При высокой температуре, которая может иметь место при дефектах типа плохой сварки или вихревых токах, пиролиз может вполне иметь место. Последствием этого возможно образование следующих газов: водорода (H₂), метана (CH₄), ацетилена (C₂H₂), этилена (C₂H₄), этана (C₂H₆), оксида углерода (CO) и диоксида углерода (CO₂) [16].

Нагревание целлюлозы в отсутствие воды и окислителя в пределах 200°С приводит к разрыву гликозидных связей и раскрытию глюкозидных колец. Продуктами такого термического воздействия являются глюкоза, вода, окислы

углерода и органические кислоты. Основными в количественном отношении продуктами разложения при этом являются вода и окислы углерода [41].

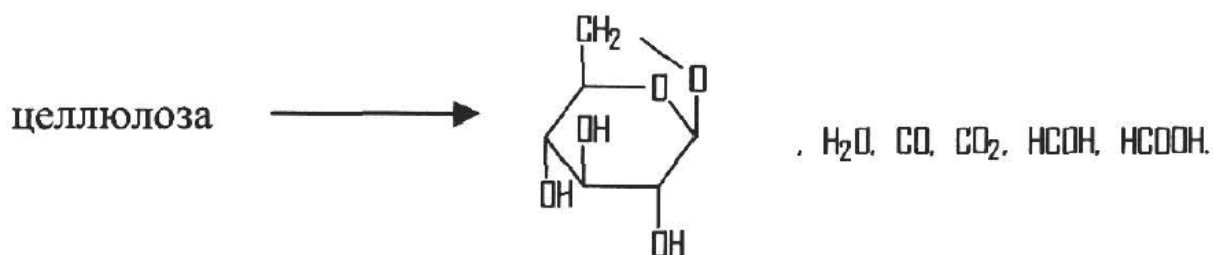


Рисунок 2.5 - Термическое разложение [24]

В зависимости от присутствия воды и кислорода термический износ бумаги протекает по этим трём направлениям в той или иной степени: присутствие кислорода определяет окислительное направление термического разложения целлюлозы с образованием кислот и окислов углерода; в присутствии воды основным направлением термического разложения является гидролитическое [25].

Присутствие воды и кислорода определяет и направление дальнейшего химического превращения образующихся из целлюлозы соединений. В присутствии избытка кислорода основным образующимся окислом углерода является двуокись. В случае преобладания гидролитического механизма распада целлюлозы часть образовавшейся глюкозы (или, точнее, её дегидратированной формы -1,6-ангидро-бета-D-глюкопиранозы, левоглюкозана) получает возможность за счёт дегидратации превратиться в соединения фуранового ряда, а другая часть окисляется до двуокиси углерода и воды [24].

2.2.4 Образование фурановых соединений

Как было сказано ранее, образование фурановых производных является косвенным результатом термического и гидролитического воздействия на

изоляция трансформатора. Количество образовавшейся после пиролиза и гидролиза глюкозы могло бы указать на степень разложения бумаги, но растворимость глюкозы в минеральном масле очень мала. Образовавшаяся глюкоза, в основном, остается связанной в полимерной структуре бумаги. Под влиянием влаги и кислот глюкоза превращается в производные фуранового ряда. Природа конечных продуктов зависит от условий протекания химических реакций. В конечном счёте, фурфурол (I), 5-гидроксиметилфурфурол (VI), фурфуриловый спирт (III), 5-метилфурфурол (V), 2-ацетилфуран (IV) и 2-фуранкарбоновая кислота (II) - вероятные основные продукты химических реакций разложения этого направления [16].

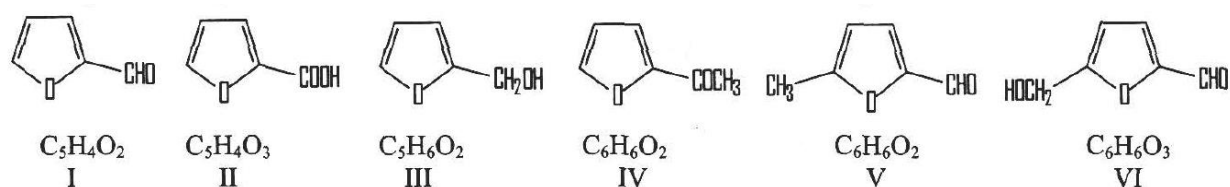


Рисунок 2.6 – Основные продукты образования фурана [24]

Хотя детальный хроматографический анализ показал наличие, кроме вышеперечисленных, и 3-фуранкарбоновой кислоты, и метанола, и монометилового эфира гидрохинона, и бензальдегида. Другим источником фурфурола является гемицеллюлоза, составляющая до 6-7% сухой массы крафт-бумаги [46].

По мере увеличения полярности фуранового соединения его растворимость в минеральном изоляционном масле снижается. Наиболее растворимыми в минеральном масле являются фурфурол и метилфурфурол. Фуранкарбоновая кислота практически нерастворима в масле и в воде. Адсорбция водорастворимых фурановых соединений (все из вышеперечисленных, кроме ацетилфурана и фуранкарбоновых кислот) на бумаге увеличивается с увеличением влагосодержания бумаги. Растворимость фурановых соединений в масле влияет на образование конечных продуктов, смещая равновесие и направление химических реакций в сторону образования

более растворимых в масле соединений. За счёт растворения в масле образовавшиеся продукты покидают зону реакции и способствуют развитию этого направления химических процессов. Нерастворимые в масле продукты реакции остаются в бумаге до того момента, пока под действием внешних факторов не превратятся в более растворимые. Это же обстоятельство определяет доступность получения информации о разложении целлюлозы по анализу масла на содержание фурановых соединений. Можно только предполагать, что основным (первичным) соединением этих химических превращений является 5-гидроксиметилфурфурол и кроме него достаточно доступными - фурфурол и фурфуриловый спирт, хотя практические наблюдения показали, что именно фурфурол образуется в наибольшем количестве [46].

В результате вышесказанного, составлена таблица 2.1 основных и характерных, для того или иного способа воздействия на изоляцию, продуктов её деградации.

Таблица 2.1 - Продукты деградации изоляционных материалов [6, 16, 24, 25, 41]

Способ воздействия	Продукты деградации	
	Основные	Характерные
Гидролитическое разложение	Низкомолекулярные водорастворимые кислоты	Высокомолекулярные гидрофобные кислоты, органические кислоты, соединения фуранового ряда
Окислительное разложение	Вода, гидроксильных, карбонильные (альдегиды) и карбоксильные группы	Глюкоза
Термическое разложение	Вода, окислы углерода, водород, метан, ацетилен, этилен, этан	Глюкоза, органические кислоты, соединения фуранового ряда
Косвенное от термического и гидролитического воздействия	Фурфурол, 5-гидроксиметилфурфурол, фурфуриловый спирт, 2-ацетилфуран, 5-метилфурфурол, 2-фуранкарбоновая кислота	3-фуранкарбоновая кислота, метанол, монометилловый эфир гидрохинона, бензальдегид

2.3 Существующие методы выявления дефектов и оценки состояния изоляции по продуктам её разложения

В результате деградации изоляции трансформатора, в полости последнего, а также в масле образуются скопления определенных веществ (продуктов деградации). По виду и концентрации того или иного продукта с помощью специальных методов (рассмотрены далее) определяют вид и степень повреждения трансформатора.

Основным видом диагностики трансформаторов, выявляющим большинство дефектов, в настоящее время считается **хроматографический анализ растворённых в масле газов (ХАРГ)**.

Хроматографический анализ представляет собой комплексный метод, по разделению сложных смесей на отдельные компоненты и стадию их количественного определения.

Данный вид анализа получил широкое распространение за счет следующих достоинств [32]:

- Доступность – возможность проведения на работающем оборудовании;
- Мобильность – реализацию одним специалистом за короткое время;
- Универсальность – применение к любому маслonaполненному трансформаторному оборудованию и высоковольтным вводам;
- Информатичность – возможность выявления широкого спектра дефектов в оборудовании.

Однако, интерпретация результатов ХАРГ может осложняться следующими обстоятельствами [22]:

- дефекты различной природы и вызываемые ими совершенно разные по степени тяжести последствия с точки зрения ХАРГ могут восприниматься практически одинаково;
- повышение концентрации газов в масле трансформатора может быть вызвано не появлением дефектов, а другими причинами;

- даже при наличии дефектов в трансформаторе концентрации газов в масле могут снижаться, а не расти в силу разных причин;
- места взятия пробы и образования дефекта могут быть существенно разнесены друг от друга (в пределах размера бака);
- газы имеют разную растворимость в масле: наиболее растворим в масле ацетилен (400 % по объему), наименее – водород (7 % по объему).
- в негерметичном оборудовании, в отличие от герметичного, при прочих равных условиях наблюдаются более низкие концентрации газов в масле вследствие их диффузии в атмосферу.

При использовании ХАРГ устанавливаются только граничные концентрации газов, достижение которых свидетельствует лишь о возможности развития дефектов в трансформаторе. Такие трансформаторы берутся под контроль с учащенным отбором проб масла и проведением ХАРГ [17].

Критерий граничных концентраций позволяет выделить из общего количества трансформаторного парка трансформаторы с возможными развивающимися дефектами, а степень опасности развития дефекта определяется по относительной скорости нарастания газов. **Критерий скорости нарастания газов** в масле при превышении граничных значений является решающим для отключения трансформатора. При этом, накопленный опыт показывает, что если относительная скорость нарастания газа (газов) превышает 10% в месяц, то это указывает на наличие быстроразвивающегося дефекта в трансформаторе [21].

Характер развивающегося дефекта по результатам ХАРГ определяется по **критерию отношения концентраций различных пар газов**. Принято различать дефекты теплового и электрического характера (рассмотрены далее). Естественно, что развитие дефекта в трансформаторе может иметь смешанный характер [27].

Существуют различные методики интерпретации развивающихся дефектов по результатам ХАРГ. Назначение подобных методик состоит в получении ответов на следующие вопросы [32]:

- имеется ли дефект в объекте;
- если дефект есть, то каков его характер.

Однако анализ упомянутых методик показывает, что в них имеются значительные различия как по нормам, так и по критериям оценки состояния трансформаторов, что, в свою очередь, может привести к разным выводам. Ни одна из существующих методик не может быть принята в качестве универсальной, базовой [29]. В таблице 2.2 приведены используемые отношения пар характерных газов наиболее распространённых методик: МЭК (IEC 60599), СОУ-Н (ЕЕ 46.501:2006), Роджерса (CEGB/Rogers Ratios), Дорненбурга (IEEE Std C57.10-2008), Дюваля (Duval triangle), Российская методика на основе РД 153-34.0-46.302-00 [31].

Таблица 2.2 - Диагностируемые вещества [35]

Диагностируемые вещества	Методика					
	РД 153-34.0-46.302-00	МЭК	СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006	Роджерса	Дорненбурга	Дюваля
CH ₂ /H ₂						
CH ₄ /H ₂						
C ₂ H ₂ /H ₂						
C ₂ H ₂ /CH ₄						
C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄						
C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆						
C ₂ H ₆ /CH ₄						
C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂						
O ₂ /N ₂						
CH ₄						
C ₂ H ₂						
C ₂ H ₄						

Все крупные энергокомпании и трансформаторостроительные фирмы широко применяют ХАРГ масла, и используют различные системы оценки и определения типа дефекта трансформатора. Однако, при использовании ХАРГ, для оценки состояния силовых трансформаторов, получаемые по отношению концентраций соответствующих пар газов признаки, имеют условную диагностическую ценность, т.к. они нацелены на определение характера развивающегося дефекта (тепловой или электрический) после превышения установленных граничных концентраций хотя бы у одного углеводородного газа или водорода [31].

2.3.1 Методика, принятая в России

Данная методика (РД 153-34.0-46.302-00) введена в действие в 2000 г [76]. Для определения вида дефекта используются следующие отношения газов (таблица 2.4):



Для уточнения диагноза используется также отношение газов CO_2/CO . Определение характера дефекта проводится только, если содержание в масле, хотя бы одного из семи анализируемых газов выше граничной концентрации, установленной опытным путем (таблица 2.3).

Таблица 2.3 – Граничные концентрации растворенных в масле газов по РД 153-34.0-46.302-00 [76] (подробнее см. табл. 1 прилож. 1)

Оборудование	Концентрации газов, % об.						
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂
Трансформаторы напряжением 110–500 кВ	0,01	0,01	0,001	0,01	0,005	0,05/ 0,06	0,6 (0,2)/ 0,8 (0,4)
Трансформаторы напряжением 750 кВ	0,003	0,002	0,001	0,002	0,001	0,05	0,40
Реакторы напряжением 750 кВ	0,01	0,003	0,001	0,001	0,002	0,05	0,40

Примечание:

Для CO – в числителе приведено значение для трансформаторов с азотной или пленочной защитами масла, в знаменателе – для трансформаторов со свободным дыханием;
 Для CO₂ – в числителе приведены значения для трансформаторов со свободным дыханием при сроке эксплуатации до 10 лет, в знаменателе – свыше 10 лет, в скобках приведены те же данные для трансформаторов с пленочной или азотной защитой.

Таблица 2.4 – Интерпретация результатов ХАРГ по РД 153-34.0-46.302-00

[76]

Вид дефекта	Отношения пар характерных газов		
	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆
Нормальное старение	< 0,1	0,1 – 1	≤ 1
Начальные частичные разряды с низкой плотностью энергии: разряды в заполненных газом полостях, образовавшихся вследствие не полной пропитки или влажности изоляции	< 0,1	< 0,1	≤ 1
Частичные разряды с высокой плотностью энергии: то же, что и в п. 2, но ведет к оставлению следа или пробоем твердой изоляции	0,1 – 3	< 0,1	≤ 1
Разряды малой мощности: непрерывное искрение в масле между соединениями различных потенциалов или плавающего потенциала, пробой масла между твердыми материалами.	> 0,1	0,1 – 1	1 – 3
Разряды большой мощности: дуговые разряды; искрение; пробой масла между обмотками или катушками или между катушками на землю	0,1 – 3	0,1 – 1	≥ 3
Термический дефект низкой температуры (< 150 °С): перегрев изолированного проводника	< 0,1	0,1 – 1	1 – 3
Термический дефект в диапазоне низких температур (150-300°С): местный перегрев сердечника из-за концентрации потока, возрастание температуры «горячей точки»	< 0,1	≥ 1	< 1
Термический дефект в диапазоне средних температур (300-700°С): То же, что и в п. 7, но при дальнейшем повышении температуры «горячей точки»	< 0,1	≥ 1	1 – 3
Термический дефект высокой температуры (> 700°С): горячая точка в сердечнике; перегрев меди из-за вихревых токов, плохих контактов; циркулирующие токи в сердечнике или баке	< 0,1	≥ 1	≥ 3
Дополнительно уточняет характер вышеперечисленных дефектов			
Повреждением не затронута твердая изоляция	$5 \leq \frac{CO_2}{CO} \leq 13$		
Повреждением затронута твердая изоляция	$\frac{CO_2}{CO} < 5$ или $\frac{CO_2}{CO} > 13$		

Следует иметь в виду, что CO₂ и CO образуются в масле трансформаторов при нормальных рабочих температурах в результате естественного старения

изоляции. Также. Содержание CO_2 в масле зависит от срока работы трансформатора и способа защиты масла от окисления.

Помимо отношения концентраций пар газов для оценки состояния трансформатора различают и фиксируют:

- «основные» газы – концентрация которых по отношению к граничной максимальна;
- «характерные» газы – концентрация которых находится в пределах 0,1-1,0 граничной;
- «нехарактерные» газы – концентрация которых менее 0,1 граничной.

По комбинациям «основных» и «характерных» газов определяют девять видов дефектов (таблица 2.5), «нехарактерные» вещества (метанол и соединения фуранового ряда) указывают на общий вид дефекта – старение изоляции. Однако, как было сказано ранее старение изоляции (механическое, электрическое, тепловое и химического) подразумевает собой наличие аналогичных видов дефектов, образующихся в следствие влияния соответствующих факторов, на ранней стадии. Поэтому разработка средств диагностики именно «нехарактерных» веществ может послужить решающим фактором для качественной и своевременной диагностики состояния силовых трансформаторов и маслонаполненного оборудования в целом.

Таблица 2.5 – Интерпретация результатов ХАРГ по РД 153-34.0-46.302-00 [79, 83-85] (подробнее см. табл. 2 прилож. 1)

№	Название	Обозначение	Вид и характер дефекта
1	Водород	H_2	Частичные разряды, искровые и дуговые разряды (разряды низкой энергии)
2	Метан	CH_4	Нагрев масла и бумажно-масляной изоляции в диапазоне температур (400-600) $^\circ\text{C}$ или нагрев масла и бумажно-масляной изоляции, сопровождающийся разрядами
3	Ацетилен	C_2H_2	Электрическая дуга, искрение
4	Этилен	C_2H_4	Нагрев масла и бумажно-масляной изоляции выше 600 $^\circ\text{C}$

Продолжение таблицы 2.5

5	Этан	C_2H_6	Нагрев масла и бумажно-масляной изоляции в диапазоне температур (300-400)°С
6	Оксид углерода	CO	Старение и увлажнение масла и/или твердой изоляции
7	Диоксид углерода	CO ₂	Старение и увлажнение масла и/или твердой изоляции; нагрев твердой изоляции
8	Кислород	O ₂	Термический дефект в бумаге
9	Азот	N ₂	Термический дефект в бумаге
10	Фурановые соединения	C ₅ H ₄ O ₂ , C ₅ H ₄ O ₃ , C ₅ H ₆ O ₂ , C ₆ H ₆ O ₂ , C ₆ H ₆ O ₃	Старение твёрдой изоляции
12	Метанол	CH ₃ OH	Старение твёрдой изоляции

2.3.2 Методика МЭК

Введена в действие в 1978 г [88, 89]. Для определения характера дефекта использует расчет отношений концентрации газов (таблица 2.7):



Интерпретация результатов проводится только тогда, когда концентрация газов выше определенного уровня и достаточна чувствительность аппаратуры для анализа. Как вспомогательный критерий используется отношение газов CO₂/CO, показывающее наличие старения бумажной изоляции. Методика предполагает использование информации о количестве образующегося газа, развитии дефекта по времени. В новой версии методики для уточнения диагноза введены дополнительно два отношения газов: C₂H₂/H₂, оценивающее влияние проникновения газов из РПН в общий бак, и O₂/N₂, указывающее на перегрев масла.

Понятие граничных концентраций растворенных в масле газов в данном стандарте заменено на термин «типовые значения». Причем указываются не конкретные значения, а их диапазоны (таблица 2.6). Типовые значения концентраций целесообразно рассматривать как начальные рекомендации для принятия решения, когда нет других опытных данных. Они не могут быть

использованы для выяснения наличия или отсутствия повреждения в оборудовании.

Таблица 2.6 – Диапазоны типовых концентраций растворенных в масле газов по стандарту МЭК 60599 [88, 89]

Концентрации газов, % об.						
H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂
0,005-0,015	0,003-0,013	0,0002-0,002*	0,006-0,028	0,002-0,009	0,04-0,06	0,38-1,4
		0,006-0,028**				

Примечание:

* – для трансформаторов без РПН или при исключении возможности связи по маслу основного бака и бака РПН; ** – со связью по маслу основного бака и бака (расширителя) РПН.

Если сравнить данные значения с данными российской методики, то можно заметить, что граничные значения из таблицы 2.3 находятся практически в середине диапазонов, приведенных в данном разделе.

По данной методике определяются следующие виды дефектов:

- Частичные разряды – разряды в заполненных газом полостях из-за недопитки, высокой влажности бумаги, перенасыщения масла газами или кавитации;
- Начальные частичные разряды – искрение или дуга между плохими соединениями по току, замкнутые контуры тока в сердечнике. Разряды между вводами и баком, высоким напряжением и землей в обмотках, разряды на бак. Пробой в масле, последствия прерывания тока в селекторе РПН;
- Критические частичные разряды – перекрытия, пробои или мощная дуга с высокой локальной концентрацией энергии. Короткие замыкания обмотки НН на корпус, на другие обмотки, вводы и бак, между обмотками и сердечником, в масляных промежутках. Замкнутые контуры между соседними проводниками с общим магнитным полем;
- Термические дефекты при температуре ниже 300 °С – последствия перегрузок трансформатора в аномальных режимах, закупорка или

сужение на путях потока охлаждающего масла в обмотке, потоки рассеяния в демпфирующих балках ярма;

- Термические дефекты при 300-700 °С – дефекты контактов болтовых соединений (часто при алюминиевых шинах), скользящих контактов, контактов РПН, соединений с кабелем и токоведущим стержнем вводов. Циркуляция токов между ярмовыми балками и болтами, заземляющими соединениями. Стирание изоляции между соседними параллельными проводниками в обмотках.
- Термические дефекты при температуре выше 700 °С – большие циркулирующие токи в баке и сердечнике, токи в стенках бака при наличии больших нескомпенсированных полей рассеяния, замыкания между пластинами стали в сердечнике.

Таблица 2.7 – Интерпретация результатов ХАРГ по стандарту МЭК 60599 [88-89]

Вид дефекта	Отношения пар характерных газов		
	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
Частичные разряды	*	<0,1	<0,2
Начальные ч.р	>1	0,1-0,5	>1
Критические ч.р.	0,6-2,5	0,1-1	>2
Термический дефект при $t < 300$ °С	*	>1 *	<1
Термический дефект в диапазоне температуры $300^\circ C < t < 700$ °С	<0,1	>1	1-4
Термический дефект при $t > 700$ °С	<0,2**	>1	>4

Примечание:

* Любые значения.

** Повышение концентрации C_2H_2 может свидетельствовать о наличии «горячей точки» с температурой более 1000 °С.

2.3.3 Методика СОУ-Н

В методике СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 (Украина) [52] критерии заданы в виде диапазонов значений концентраций растворенных в масле газов. В отличие от методики МЭК, эти концентрации газов называются граничными (таблица 2.8) и

имеют три уровня: 1 уровень – наличие дефектов не предполагается; при превышении нижней границы диапазона концентраций газов, соответствующих уровню 2, определяется скорость нарастания газов (дефект считается «присутствующим», если эта скорость превышает 30 мл/сутки); 3 уровень (превышение верхней границы уровня 2) – прогнозируется наличие дефекта без учета скорости нарастания концентраций газов.

Таблица 2.8 – Диапазоны граничных концентраций растворенных в масле газов по ЕЕ 46.501:2006 [22]

Уровень концентрации газа	Концентрации газов, % об.				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆
1	<0,01	<0,005	<0,00005	<0,0015	<0,005
2	0,01-0,015	0,005-0,012	0,00005-0,001	0,0015-0,01	0,005-0,01
3	>0,015	>0,012	>0,001	>0,01	>0,01

Таблица 2.9 – Интерпретация результатов ХАРГ по ЕЕ 46.501:2006 [21]

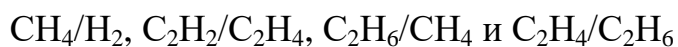
Вид дефекта	Отношения пар характерных газов		
	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆
Нормальное старение	*	0,1-1	<0,2
Частичные разряды	*	<0,1	<0,2
Начальные ч.р.	>1	0,1-0,5	>1
Критические ч.р.	>1	0,1-1	>2
Разряды на поверхности и в толщине изоляции (ползучий разряд)	<1	0,3-0,5	>5
Термический дефект при 150°C < t < 300 °C	*	>1	<1
Термический дефект в диапазоне температуры 300°C < t < 700 °C	*	>1	1–4
Термический дефект при t > 700 °C	<0,2	>1	>4

2.3.4 Методика CEGB

Методика Роджерса [21] используется в энергетических компаниях Англии и Уэльса с 1978 г. Основана на зависимости соотношения ненасыщенных и насыщенных углеводородов в масле от его температуры. Также учитывается рост содержания водорода от роста температуры. При переходе концентрации

газов за предельные значения подозреваются наличие дефектов в трансформаторе.

Для определения вида дефекта используются четыре отношения газов:



Газы располагаются по возрастанию температуры разложения изоляции. В зависимости от значения отношений газов им присваиваются кодовые числа, по которым ставится диагноз (таблицы 2.10 и 2.11).

Таблица 2.10 – Соотношения концентраций газов и их кодов по Роджерсу [52]

Отношения пар характерных газов	Значение	Коды
CH ₄ /H ₂	≤0,1	5
	0,1-1	0
	1-3	1
	≥3	2
C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	<0,5	0
	0,5-3	1
	≥3	2
C ₂ H ₆ /CH ₄	<1	0
	≥1	1
C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	<1	0
	1-3	1
	≥3	2

Таблица 2.11 – Соотношения кодов и видов дефектов по Роджерсу [52]

Коды				Вид дефекта
CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	C ₂ H ₆ /CH ₄	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	
0	0	0	0	Нормальное состояние
5	0	0	0	Частичные разряды
1, 2	0	0	0	Термический дефект при < 150 °С
1, 2	0	1	0	Термический дефект 150-200 °С
0	0	1	0	Термический дефект 200-300 °С
0	0	0	1	Термический дефект
1	0	0	1	Циркуляционные токи в обмотках
1	0	0	2	Токи в магнитопроводе и баке
0	1	0	0	Поверхностные разряды
0	1, 2	0	1, 2	Дуговые процессы
0	2	0	2	Продолжительное искрение
5	1, 2	0	0	«Ползущий» разряд
CO ₂ /CO				Повышенная температура в твердой изоляции

2.3.5 Методика Дорненбурга

Данная методика известна с 70-х годов и до сих пор применяется в стандарте США [87]. Для определения вида дефекта используются четыре отношения газов:



Методика позволяет идентифицировать три основных дефекта в маслonaполненном оборудовании: термическое воздействие, начальные частичные разряды с малой интенсивностью, дуговые процессы. Полученные значения концентраций сравнивают с граничными, представленными в таблице 2.12 Методика используется только при превышении пороговых значений. Недостатками являются небольшое число распознаваемых дефектов и наличие не диагностируемых состояний (таблица 2.13).

Таблица 2.12– Граничные концентрации растворенных в масле газов по методике Дорненбурга [87]

Концентрации газов, ppm					
H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO
100	120	35	50	65	350

Примечание:

ppm –аббревиатура от словосочетания «*parts per million*» (с англ. – частей на миллион), т.е. миллионная часть чего-то. Обозначение *ppm* аналогично обозначению % (процент). Например, запись 17% означает число 0.17 или $17 \cdot 10^{-2}$, а запись 17ppm означает число 0.000017 или $17 \cdot 10^{-6}$.

Таблица 2.13 - Интерпретация результатов ХАРГ по методике Дорненбурга [87]

Вид дефекта	Отношения пар характерных газов			
	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	C ₂ H ₂ /CH ₄	C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂
Термический дефект	>1	<0,75	<0,3	>0,4
Начальные ч. р.	<0,1	-	<0,3	>0,4
Дуговые процессы	0,1-1	>0,75	>0,3	<0,4

Также при применении методики Дорненбурга [86] используется построение зависимости CH_4/H_2 от C_2H_2/C_2H_4 в двойном логарифмическом масштабе (рисунок 2.7). Отдельные зоны на графике соответствуют областям термической деградации, дуговых и частичных разрядов [8]. Метод считается недостаточно четким, но дает возможность использовать газы из газового реле.

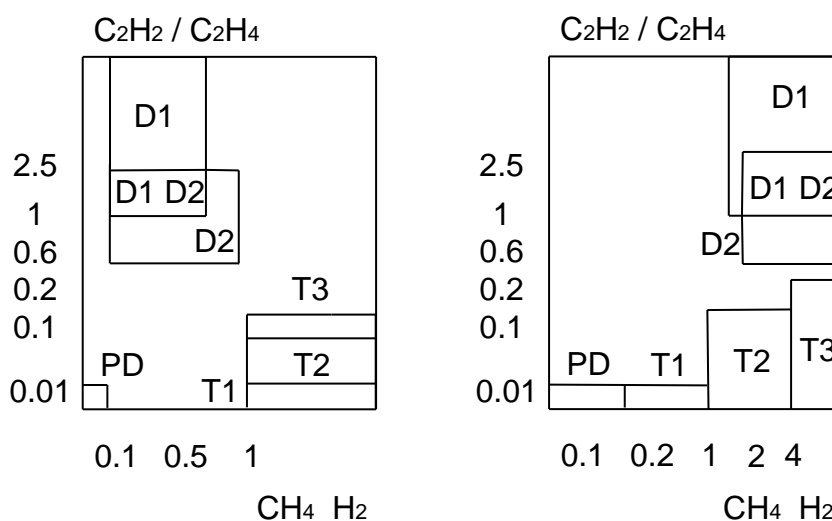


Рисунок 2.7 - Зоны разделения дефектов по методике Дорненбурга

Выделенные зоны соответствуют следующим видам дефектов:

PD – Частичные разряды;

D1 – Начальные частичные разряды – искрение или дуга между плохими соединениями по току, разряды между прессующими узлами, вводами и баком;

D2 – Критические частичные разряды – перекрытия, пробой или мощная дуга с высокой локальной концентрацией энергии, короткие замыкания обмотки НН на корпус, на другие обмотки, ввода и бак и др.);

T1 – термические дефекты при T ниже $300^\circ C$;

T2 – термические дефекты при T равной $300-700^\circ C$;

T3 – термические дефекты при T выше $700^\circ C$.

2.3.6 Методика Дюваля

Данная методика разработана в институте IREQ (Канада) [21, 22] и применяется с 1989 г. Основное внимание уделено трем газам - метану (CH_4), ацетилену (C_2H_2) и этилену (C_2H_4). Каждый из этих газов откладывается по своей оси равностороннего треугольника в размерности от нуля до ста процентов по часовой стрелке. Внутренняя область треугольника разделена на семь зон, соответствующих различным видам дефектов. Методика наглядна и проста в применении. На данный момент М. Дюваль предложил 6 треугольников, предназначенных для диагностирования состояния различного маслonaполненного оборудования (силовые трансформаторы, устройства регулирования под нагрузкой, трансформаторы тока и напряжения), заполненных как синтетическими маслами, так и маслами минерального и органического происхождения.

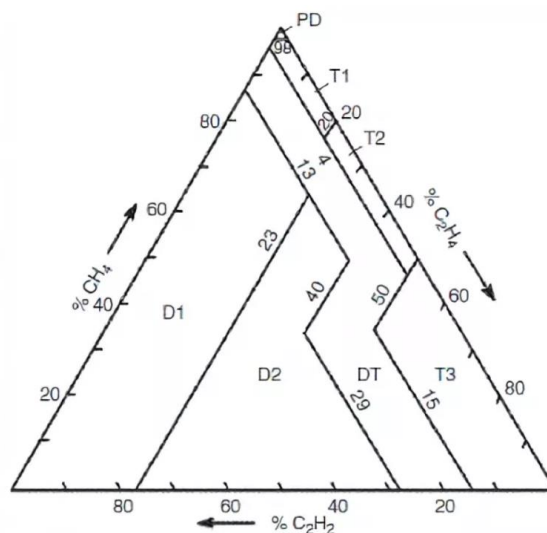


Рисунок 2.8 – Диаграмма «Треугольник Дюваля» [52]

PD – Частичные разряды;

D2 – Начальные частичные разряды (искрение или дуга между плохими соединениями по току, разряды между прессующими узлами, вводами и баком и др.);

D1 – Критические частичные разряды (перекрытия, пробой или мощная дуга с высокой локальной концентрацией энергии, короткие замыкания обмотки НН на корпус, на другие обмотки, вводы и бак и др.);

T1 – частичные разряды;

T2 – термическое воздействие с температурой менее 300 °С;

T3 – термическое воздействие с температурой от 300 до 700 °С;

DT– термическое воздействие с температурой выше 700°С.

Зоны дефекта определяются сложением названных выше концентраций трех газов, сумма которых принимается за 100 %.

$$\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_2\text{H}_2 = A, \text{ мкл/л (100 \%)}.$$

Далее определяется процентное соотношение концентрации по каждому из газов:

$$\text{CH}_4 = 100(\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_2\text{H}_2) / \text{CH}_4;$$

$$\text{C}_2\text{H}_4 = 100(\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_2\text{H}_2) / \text{C}_2\text{H}_4;$$

$$\text{C}_2\text{H}_2 = 100(\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_4 + \text{C}_2\text{H}_2) / \text{C}_2\text{H}_2.$$

Полученные в процентном выражении значения концентраций газов откладывают по соответствующим сторонам треугольника и из каждой точки проводят три линии параллельно отстающей стороне, которые пересекутся в одной точке. Местоположение этой точки определит зону и диагностируемый дефект.

2.4 Программная и техническая реализация

Для проведения хроматографического анализа растворённых в масле газов необходимо использование специального оборудования, применяемого на базе специального программного обеспечения (ПО) [72].

Газовый хроматограф представляет собой устройство для анализа сложных газовых веществ путем их дифференцирования на монокомпоненты. Далее компоненты смеси подвергаются анализу на предмет качественных и

количественных характеристик. При этом исследования можно проводить с применением любых физических и химических способов. Если хроматографу не удалось разделить пробу на элементы, то вещество принято считать однородным. Газовые хроматографы являются неотъемлемой частью хроматографии и широко используются в исследовательской деятельности различных профилей, начиная от фармацевтики и заканчивая добывающей промышленностью [14].

Газовый хроматограф работает согласно общим принципам хроматографии. Это значит, что элементы смеси распределяются между двумя фазами: подвижной (элюентом) и неподвижной. Для газового хроматографа характерно проведение исследований, где в качестве подвижной фазы выступает газ или пар. Чаще всего в качестве элюента выступают гелий, водород и азот. Неподвижной фазой может быть, как твердое тело (тогда речь идет о газоадсорбционной хроматографии), так и жидкое вещество (в таком случае, принято говорить о газожидкостной хроматографии) [21].

Существуют разные типы газовых хроматографов:

- **Стационарный** – предназначен для проведения испытаний в химических лабораториях. Основными преимуществами являются качественный (минимально определяемая концентрация компонентов) и количественный аспект диагностики. В данном оборудовании применяются специальные устройства, называемые детекторами [23]. **Хроматографический детектор** - предназначен для обнаружения в потоке газа-носителя анализируемых веществ по какому-либо физико-химическому свойству. Существует множество различных детекторов, с помощью которых диагностируют определенные вещества (газы). Наиболее распространёнными детекторами, используемыми для анализа органических и неорганических соединений (нефтепродуктов, в том числе, трансформаторного масла) являются: Детектор по теплопроводности ДТП (TCD); Пламенно-ионизационный детектор ПИД (FID); Гелиевый ионизационный детектор ГИД (HID); Фотоионизационный детектор ФИД

(PID); Детектор каталитического сжигания ДКС, ДТХ (CCD); Детектор импульсного разряда ДИР (DID) [51].

- **Оперативный** – предназначен для непрерывного контроля продуктов разложения трансформаторного масла в высоковольтном маслонаполненном электрооборудовании, дает возможность одновременно проводить полный анализ нескольких растворенных газов и следить за содержанием влаги в главном масляном баке и в устройстве регулирования под нагрузкой, включая баки ответвляющего устройства и переключателя, делая все это в режиме реального времени. Данная диагностика осуществляется за счет тесной интеграции собственного программного комплекса с системами SCADA и системами хранения статистических данных. Отбор для полного анализа может выполняться с частотой до одного раза в час из одного бака. Устанавливается в близи или непосредственно на корпус рабочего оборудования. Представляет собой автоматический прибор циклического действия, выполненный в едином корпусе [23].
- **Переносной** – предназначен для полевых измерений на месте установки оборудования. Обеспечивает экспресс-анализ масла и оперативное получение результата. Имеет широкую полосу детектирования с отличной точностью при определении всех характерных для повреждений газов. Позволяет измерять содержание влаги в масле. Имеются программируемые предупредительная и аварийная установки для всех газов. Применяется для индикации горючих газов из газового реле (реле Бухгольца) [23].

В таблице 2.14 представлены некоторые модели хроматографов разных типов, моделей и производителей.

Таблица 2.14 – Примеры используемых хроматографов и диагностируемых ими веществ [92-100]

Марка	Фирма	Диагностируемые газы	Диапазон диагностируемых концентраций, ppm	Методы диагностики
Стационарные				
МАЭСТРО 7820	«Интерлаб» Россия		0,6 0,001	ДТП ПВД
Clarus 500	«Perkin Elmer», США		4 0,004 0,002	ДТП ПВД ФВД
DANI Master GC	«DANI Instruments S.p.A.», Италия		8 0,003 0,003	ДТП ПВД ФВД
Оперативные				
7X Мониторинг	ЗАО «Интера», Россия	H ₂ CO CO ₂ CH ₄ C ₂ H ₄ C ₂ H ₆ C ₂ H ₂ H ₂ O	3 – 4500 2 – 2000 5 – 10000 1 – 2000 1 – 2000 1 – 2000 0,5 – 2000 0,03 – 100*	РД 153-34.0-46.302 (CO 34.46.302-00), Треугольник Дюваля
TDGM-04	ООО "Димрус", Россия	H ₂ CO C _x H _y H ₂	5 – 10000 20 – 20000 50 – 20000 0,05 – 100	РД 153-34.0-46.302 (CO 34.46.302-00), МЭК
TRANSFIX	«GE Kelman», Великобритания	H ₂ CO CO ₂ CH ₄ C ₂ H ₂ C ₂ H ₆ C ₂ H ₄ H ₂ O O ₂ N ₂	5 – 5 000 2 – 50 000 20 – 50 000 2 – 50 000 0,5 – 50 000 2 – 50 000 2 – 50 000 0 – 100* 150 – 50 000 500 – 130 000	Роджерса, Треугольник Дюваля,
Переносные				
TRANSPOR X	«GE Kelman», Великобритания	H ₂ CO CO ₂ CH ₄ C ₂ H ₂ C ₂ H ₆ C ₂ H ₄ H ₂ O	5 – 5 000 1 – 50 000 2 – 50 000 1 – 50 000 0.5 – 50 000 1 – 50 000 1 – 50 000 0 – 100*	Роджерса, Треугольник Дюваля, IEEE C57.104.

Продолжение таблицы 2.14

MYRKOS	«Morgan Schaffer», Канада	H ₂	5 – 60 000	МЭК, IEEE C57.104.
		CH ₄	1 – 60 000	
		C ₂ H ₆	1 – 60 000	
		C ₂ H ₄	1 – 60 000	
		C ₂ H ₂	1 – 60 000	
		CO	1 – 60 000	
		CO ₂	1 – 60 000	
		O ₂	60 – 100 000	
		N ₂	500 – 100 000	
PGA-300	«Mitsubishi Electric», Япония	H ₂	3 – 5 000	МЭК, Доренбурга
		CO	2 – 50 000	
		CO ₂	2 – 50 000	
		CH ₄	1 – 50 000	
		C ₂ H ₂	0.5 – 50 000	
		C ₂ H ₆	1 – 50 000	
		C ₂ H ₄	1 – 50 000	
		H ₂ O	0-100*	

Примечание:

* - % относительной влажности (в ppm);

C_xH_y- сумма горючих газов: CO, CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆;

Для образцов газа из Реле Бухгольца нижний предел обнаружения – 50 ppm;

Для стационарных хроматографов состав диагностируемых газов определяется видом детектора (детекторы ДТП, ПИД, ФИД анализируют все интересующие нас газы).

Программное обеспечения используемое для проведения хроматографического анализа разделяют на 2 вида: специальное и встроенное.

Специальное ПО позволяет контролировать режимные параметры работы хроматографа, обрабатывать экспериментальные данные, собирать информацию о количестве введенных образцов и т.д. Данный вид программного обеспечения устанавливается на постоянно подключенный к хроматографу компьютер и позволяет отслеживать ресурс комплектующих и сообщать о времени их замены. В программном обеспечении имеются стандартные блоки для формирования методики измерения (то есть настройка режимов работы прибора), есть возможность создавать специальные методики, включающие периодическую градуировку и контроль точности измерений.

Встроенное ПО не имеет средств программирования или изменения метрологических функций и параметров, доступных пользователю. Данное ПО выполняет функции управления устройством, обработкой и передачей

результатов диагностики. Хроматографы со встроенным ПО имеют защиту от преднамеренных или непреднамеренных изменений, реализованную изготовителем на этапе производства.

В таблице 2.14 представлены примеры используемых в таблице 2.14 хроматографов и соответствующие им параметры программного обеспечения.

Таблица 2.15 – Примеры применяемых ПО для хроматографов [92-100]

Хроматограф	Наименование ПО	Хранение и передача данных	
		Интерфейс	Протокол
Стационарные			
МАЭСТРО 7820	EZChrom Elite Compact	RS-485, RS-232	-
	MSD Productivity ChemStation		
	ChemStation RUS		
Clarus 500	TotalChrom TurboMass	RS-485, RS-232	-
DANI Master GC	Clarity-Data Apex	RS-232, LAN и USB	-
Оперативные			
7X Мониторинг	Встроенное ПО	RS-485, RS-232, Ethernet	MODBUS RTU, ASCII
TDGM-04	Встроенное ПО	RS-485	MODBUS
TRANSFIX	Встроенное ПО	USB, Ethernet, RS232, RS485, оптоволоконные линии связи, PSTN и модемы сотовых сетей GSM/GPRS	MODBUS, MODBUS/TCP, DNP3.0, IEC 61850
Переносные			
TRANSPOR X	TransportPro	USB	-
MYRKOS	PPMreport	USB , Ethernet	-
PGA-300	PGP	USB , Ethernet	-

2.5 Выводы по главе

Разнообразие дефектов, возникающих в трансформаторе, требует большого числа методов контроля их состояния. Контроль во время работы без отключения от сети делает возможным выявление ряда быстроразвивающихся дефектов, особенно если он ведется непрерывно. Такой контроль позволяет повысить надежность эксплуатации и избежать аварийных выходов с тяжелыми

последствиями. Хотя для выявления многих дефектов часто требуется сложная и дорогая аппаратура, расходы на нее всегда окупаются эффективным контролем состояния трансформатора.

Во всем мире продолжают развиваться разработки средств и методик диагностики трансформатора, примерами достижений последних лет являются:

- унификация методов трактовки результатов ХАРГ масла;
- разработка новых датчиков непрерывного контроля (газов и влаги в масле, температуры наиболее нагретых точек);
- объединение систем контроля различных аппаратов на подстанции на базе общей системы передачи и обработки данных.

Наиболее эффективным методом непрерывного контроля, с помощью которого можно выявить большинство внутренних дефектов трансформатора считается газохроматографический анализ масла. При диагностировании «нехарактерных» газов и веществ на ранней стадии можно выявить даже медленно развивающиеся типы дефектов, такие как разряды и перегрев основной изоляции.

По этой причине всё более широкое применение получает определение концентрации в масле соединений фуранового ряда, как метода оценки степени старения изоляции трансформаторов. Этот метод является перспективным, поскольку фураны не выделяются, а накапливаются в твердой изоляции и в масле в течение всего срока службы. Однако, единые нормы концентраций для диагностирования фуранов пока не выработаны, что, в свою очередь, говорит об актуальности исследований в данной области.

3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Перспективным направлением контроля состояния твёрдой бумажной изоляции маслонаполненного оборудования стала разработка приборов для непрерывного наблюдения за изменением концентрации растворённых в масле газов. Современные мониторинговые системы, включающие датчики концентрации газообразных компонентов, позволяют без отбора проб масла и анализа их в лаборатории определять развивающиеся дефекты изоляции. В связи с этим многие мировые компании уделяют большое внимание к разработке датчиков газов в трансформаторном масле, работающих на оборудовании под рабочим напряжением. [36]

3.1 Контроль изоляции с учётом возможности выявления малых и предельно малых концентраций характерных веществ

Как было сказано ранее, основным видом диагностики трансформаторов на сегодняшний день является газохроматографический анализ масла, в котором используются различные системы оценки и методики определения типа дефекта трансформатора [31, 32]. Однако, вполне справедливо утверждение о том, что информативность получаемых по результатам ХАРГ данных, носит условную диагностическую ценность, так как характер развивающегося дефекта можно определить только после превышения установленных граничных (типовых) концентраций хотя бы у одного из диагностируемых газов. На заключения подобного рода, так же влияют следующие факторы [31]:

- при наличии дефекта в трансформаторе концентрации газов в масле могут снижаться, а не расти в силу различных внутренних химических реакций;

- в негерметичном оборудовании при прочих равных условиях наблюдаются более низкие концентрации газов в масле вследствие их диффузии в атмосферу.

Во 2-ой главе (таблица 2.5) данной работы было показано, что при диагностировании «основных» или «характерных» газов возможно определить различные виды дефектов. Среди образующихся газов присутствуют: водород (H_2), углеводороды (C_iH_i), окись и двуокись углерода (CO и CO_2), кислород (O_2) и азот (N_2). Опыт эксплуатации трансформаторного оборудования под газохроматографическим контролем показывает, что более представительной является сумма углеводородов, нежели концентрация одного отдельно взятого газа, к примеру водорода, поскольку он является универсальным, так как образуется при любом виде энергетического воздействия и, наоборот, как показывает практика, не всегда развитие опасных процессов сопровождается образованием водорода.

При диагностировании «нехарактерных» веществ, таких как, метанол, соединения фуранового ряда возможно определить признаки старения бумажной изоляции, которые подразумевают собой наличие аналогичных видов дефектов, что и при диагностировании «основных» или «характерных» газов, образующихся в следствие влияния соответствующих факторов, но на ранней стадии их развития, в связи с малыми и предельно-малыми концентрациями выделяемых продуктов. С позиции диагностики повреждения «нехарактерные» газы и вещества являются более специфичным, поскольку их образование связывают с развитие только одного вида повреждения – деполимеризация целлюлозы. То же можно сказать и об окислах углерода, однозначно характеризующих тепловое разложение жидкой и твёрдой изоляции. Поэтому разработка средств диагностики именно веществ данной группы может оказать значительное влияние на будущее данной отрасли.

На сегодняшний день существует несколько направлений развития индикаторных систем. Каждое из них занимает своё место в сфере диагностики трансформаторного оборудования. Однако, вопрос о разработке и

использовании средств диагностирования малых и предельно-малых концентраций «нехарактерных» веществ является очень актуальным и может содержать в себе ответы на вопросы качественного оперативного обслуживания маслонаполненного оборудования.

3.2 Перспективные направления создания технических средств контроля изоляции силовых трансформаторов

Последние годы рынок постоянно предлагает новые приборы для контроля содержания газов и влаги в масле, оснащенные программами диагностики [36]. Это дорогие приборы, но и роль их в системе диагностического контроля весьма велика. Эти приборы позволяют на ранней стадии обнаружить развивающийся дефект. Однако, только на сегодняшний день, уровень развития научного познания в этой области достиг такого состояния, которое позволяет диагностировать и рассчитывать один из самых главных и труднодоступных показателей качества твёрдой изоляции — *степень полимеризации целлюлозы* [49]. Для прогнозирования этого ресурса необходимо располагать информацией о трёх параметрах: фурановые производные, метанол и ацетилен. Конструктивное исполнение может быть различным (реализуемые как в виде одного, так и отдельных датчиков, входящих в один рабочий модуль), однако размещение должно осуществляться непосредственно внутри исследуемого объекта (трансформатора). Примерами размещения могут являться: основной или расширительный бак, радиаторная система охлаждения (при наличии принудительной циркуляции масла), газовое реле. Решение данного вопроса позволит получить ответ о ресурсе оборудования по этим указанным показателям.

Предлагаемая система автоматического контроля состояния трансформатора строится на совокупности необходимых датчиков, диагностирующих соответствующие параметры, источника питания, устройств

формирования, обработки и передачи информации, сервера хранения статистической информации о режимных параметрах конкретного трансформатора, интегрируемого в общую систему управления (АСУ) программного обеспечения. Основным дефектом, на который будет направлена разрабатываемая система – определение степени старения твёрдой бумажной изоляции, то есть оценка её технического состояния, прогноза функционирования и возможности или невозможности дальнейшей эксплуатации. За базовую методику интерпретации результатов диагностики принят стандарт РД 153-34.0-46.302-00, однако все параметры системы адаптируются под конкретный трансформатор, учитывая его опыт эксплуатации (техническое обслуживание, ремонт, аварийные ситуации и др.) для обеспечения оптимального режима работы трансформатора.

Для реализации предлагается схема использования простых датчиков, объединённых в один рабочий диагностический модуль. Данное устройство должно решать задачу своевременного определения отклонений от нормальной работы. Переработка поступающих по каналам информации данных позволит выявить момент развития дефекта и даст рекомендации для решения возникающей проблемы посредством управляющих воздействий, либо более глубокого физико-химического исследования.

Для диагностики состояния изоляции силовых трансформаторов, техническое состояние которой является одним из определяющих факторов отказа трансформаторного оборудования, предлагается определение концентраций упомянутых ранее «нехарактерных» веществ, а конкретнее, метанола и фурфурола (как представителя соединений фуранового ряда, имеющего наибольшую концентрацию). Регистрация этих веществ на ранней стадии (при малых и предельно-малых концентрациях) будет говорить о развитии старения твёрдой изоляции, посредством протекания незапланированных термических, химических или электрических процессов внутри бака трансформатора.

Для принятия решения о наличии повреждения предлагается определение концентрации одного из «основных» газов, а именно, ацетилена. Регистрация

данного газа подразумевает наличие в баке трансформатора повреждений электрического характера (электрическая дуга, искрение, частичные разряды и др.) и соответствующих им термических и химических последствий.

Для качественного и своевременного определения момента начала развития предполагаемого дефекта предлагается установить определённую последовательность и различные временные параметры диагностики перечисленных веществ. Определение фурфурола, как признака начала образования процессов, приводящих к деполимеризации целлюлозы, должно осуществляться с максимальной периодичностью и чувствительностью прибора (соответствующего датчика), в связи с очень малым количеством подобного газообразования. Регистрация метанола, будет являться подтверждением полученной при выявлении фурфурола информации. Периодичность определения данного газа необходимо установить не реже 1-го раза в сутки. Фиксирование ацетилена несёт в себе предпосылки к наиболее тяжёлым из перечисленных последствиям. Образование данных процессов подразумевает определённый (довольно долгий) промежуток времени, однако, несмотря на это, периодичность диагностирования данного газа производится аналогично метанолу, не реже чем раз в сутки, для получения более качественной оперативной информации. Временные параметры так называемого опроса соответствующих датчиков устанавливаются в программе контроля и диагностики донного устройства. Регистрация одного из диагностируемых веществ (например, фурфурола) подразумевает осуществление более частого опроса датчиков по метанолу и ацетилену.

«Граничные» параметры данной системы напрямую зависят от режимных параметров самого трансформатора. Данная информация хранится в базе данных и содержит в себе все физические, физико-химические или химические параметры за весь период эксплуатации трансформатора. К таким параметрам относятся: тангенс диэлектрических потерь, температура, влагосодержание, коэффициент загрузки и др. [86, 87] Для обеспечения оптимального режима работы все «уставки» системы адаптируются под конкретный трансформатор в режиме реального времени, учитывая опыт его эксплуатации (техническое обслуживание, ремонт,

аварийные ситуации и др.), ссылаясь на все вышеперечисленные параметры. Если говорить другими словами, то «границная» концентрация того или иного диагностируемого вещества зависит от возраста трансформатора, уровня напряжения, марки залитого масла, проводимых технических мероприятий по улучшению его изоляционных свойств, физико-химические параметров масла, наличия или отсутствия аварийных ситуаций в течение всего срока эксплуатации оборудования, степени деполимеризации целлюлозы и др. Несмотря на то, что основу диагностических заключений составляет анализ газов в масле, окончательное заключение строится с обязательным учётом дополнительных параметров.

В зависимости от состава и концентраций диагностируемых веществ предполагаемый модуль имеет 3 режима работы, в которые заложены определённые управляющие воздействия для возможного предотвращения и уменьшения последствий появления дефекта, а также для предупреждения обслуживающего персонала.

В *«нормальном»* режиме все значения концентраций регистрируемых веществ остаются ниже установленных «границных» значений. Данный режим предполагает нормальную работу трансформатора. Интервалы опроса датчиков остаются неизменными.

В режиме *«возможного дефекта»* присутствует превышение «границных» значений концентраций 1-го или 2-х регистрируемых веществ (фурфурола или метанола). Данный режим также предполагает нормальную работу трансформатора с оповещением обслуживающего персонала о возможном начале развития дефекта и применением, по необходимости, специальных управляющих воздействий. Это могут быть решения о снижении нагрузки на объект, о более интенсивном охлаждении масла и другие. Интервалы опроса датчиков изменяется в соответствии с заложенной программой.

В режиме *«дефекта»*, помимо предыдущих параметров, присутствует превышение допустимой концентрации ацетилена. При подобном состоянии первоочередными мерами являются отбор пробы масла и выполнение

подробного и полного лабораторного анализа на содержание в нём газов. Трансформатор вводится в режим постоянного оперативного контроля. При получении подтверждения развития дефекта по результатам ХАРГ трансформатор рекомендуется вывести в ремонт для устранения неполадок.

На основании описанного, предлагается структурная схема диагностического контроля технического состояния изоляции трансформатора (рисунок 3.1), на которой: f_1, m_2, a_3 – диагностируемые значения фурфуrolа, метанола и ацетилена соответственно, f, m, a – значения «граничных» концентраций тех же веществ, t_1, t_2, t_3 – начальные временные параметры опроса датчиков, t_{11}, t_{22}, t_{33} – временные параметры учащённого опроса датчиков. В предлагаемом алгоритме рассмотрена только возможность выдачи сообщений о превышении граничной концентрации того или иного вещества, возможности применения управляющих воздействий и рекомендаций по выводу в ремонт трансформатора. Однако, при необходимости, можно открыть системе доступ на выполнение данных действий самостоятельно. При регистрации любого из трёх веществ осуществляется фиксация режимных параметров трансформатора. Эта информация отправляется в базу данных, где в хронологическом порядке упорядочены все подобные инциденты, учитывая «историю» эксплуатации данного трансформатора. Проводя постоянный анализ статистической информации в этой базе, существует возможность привязок уставок срабатывания к техническому состоянию оборудования и режимами его эксплуатации. То есть, система имеет возможность самоадаптации и изменению «граничных» концентраций всех диагностируемых веществ во время работы трансформатора.

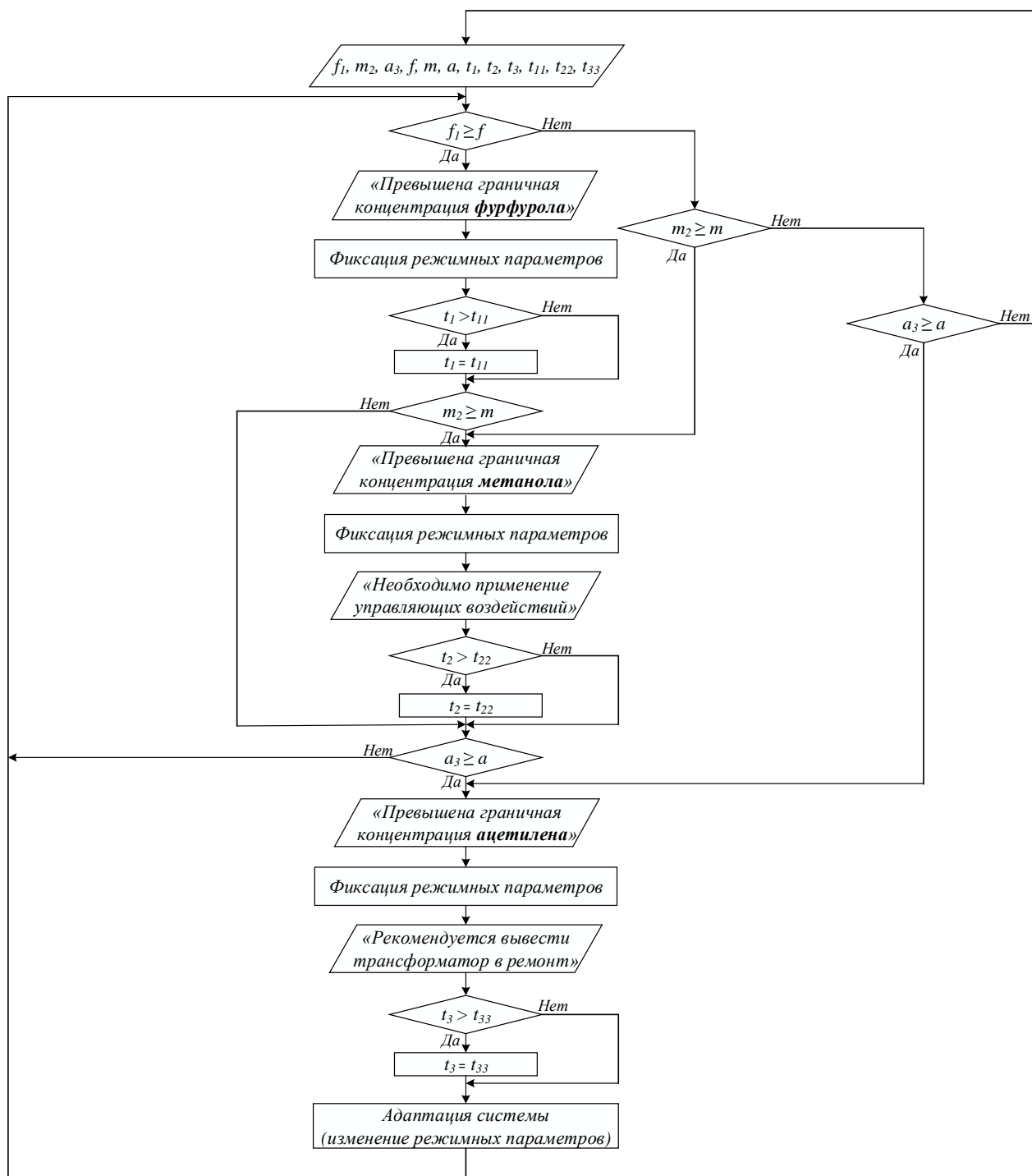


Рисунок 3.1 – Структурная схема диагностического контроля технического состояния изоляции трансформатора

Для практической реализации могут быть использованы некоторые, применяемые в мировой практике, системы непрерывного мониторинга состояния трансформатора (таблица 3.1). Для этого, необходимо интегрировать предложенный алгоритм в ПО адаптируемой системы и по возможности

изменить параметры имеющихся датчиков. Данные системы должны удовлетворять требованиям [87] иметь схожие с разрабатываемой единицей параметры, такие как: быстродействие, точность, состав диагностируемых веществ, иерархическая система передачи данных и управления (рисунок 3.2):

1-й уровень – первичные датчики, устанавливаемые непосредственно на (в) контролируемом оборудовании (примеры размещения: основной или расширительный бак, радиаторная система охлаждения (при наличии принудительной циркуляции масла, газовое реле).

По данным [103] наиболее эффективными элементами уровня 1 применяемыми в России для оценки технического состояния силового трансформаторного оборудования являются:

- Приборы КИВ, основанные на регистрации абсолютных значений $\text{tg}\delta_1$, C_1 и их изменений ($\Delta \text{tg}\delta_1$, $\Delta C_1/C_1$);
- Приборы, регистрирующие абсолютные значения газов и влаги в трансформаторном масле: прибор проточного типа Calisto 2 (регистрация H_2 , CO , H_2O); прибор, основанный на методе газовой хроматографии Serveron TM8 (8 газов).
- Оптоволоконные датчики, устанавливаемые в обмотку при производстве оборудования, для измерения температуры наиболее нагретой обмотки как перспективное решение, влияющее на точность определения ресурса изоляции.

2-й уровень – блок мониторинга (центральный контроллер), который обеспечивает сбор, обработку, преобразование, накопление, измерительных сигналов, полученных от первичных датчиков первого уровня и информационный обмен с уровнем 3.

3-й уровень – автоматизированное рабочее место диспетчера (дежурного), предназначено для обработки, хранения и отображения полученной информации, расчетно-аналитических задач, дистанционного управления, проверки исправности аппаратуры нижних уровней.

Таблица 3.1 – Примеры систем непрерывного мониторинга состояния трансформатора [88]

Система/ Фирма	Область применения	Детекторы/ датчики	Интерфейс/ ПО
«СКИТ»/ «Дизкон», Россия	Измерение параметров, определяющих процессы старения и разрушения изоляции трансформатора	Блок датчиков газа, комплект акустических датчиков	RS-485, RS-232/ «INVA»
«Hydran»/ General Electric, Велико- британия	Непрерывный контроль концентрации растворенных газов и влаги в масле.	Указатель температуры масла; указатель температуры обмотки; датчик температуры масла РПН; датчик температуры верхних слоев масла; датчик температуры нижних слоев масла; датчик температуры и влажности воздуха	RS-485, RS-232/ «Perception TM»
«ABB TЕС»/ ABB Secheron, Швейцария	Обработка сигналов с датчиков непрерывного контроля: газы, влага, температура, нагрузка, РПН, ЧР	Датчики частичных разрядов (электрические и акустические), датчики непрерывной диагностики газов, измерители температуры и разных точках, устройства контроля диэлектрических характеристик вводов, датчики содержания влаги в масле	RS-485, RS-232/ «ABB T- monitor»
«TMDS»/ «Siemens», Германия	Непрерывный анализ параметров трансформатора, обеспечивающий полную оценку его состояния	Электрические и акустические датчики частичных разрядов, датчики содержания влаги в масле, устройства непрерывного анализа газов, измерители температуры и разных точках, устройства контроля диэлектрических характеристик вводов	RS-485, RS-232/ «TMDS Smart Monitor»
«TPAS»/ США	Выявления максимального количества видов дефектов на ранней стадии их развития, разработана в Массачусетском	В системе TPAS наряду с датчиками, контролирующими влагу в масле, газы в масле, частичные разряды, температуру наиболее нагретых точек обмоток сердечника, уровень вибрации и т.д., используются измерительные трансформаторы тока и напряжения для контроля режима работы, датчики положения устройства РПН, включения и отключения вентиляторов и насосов, сведения о геомагнитных возмущениях при геомагнитных бурях	RS-485, RS-232/ «Model Based Monitoring»

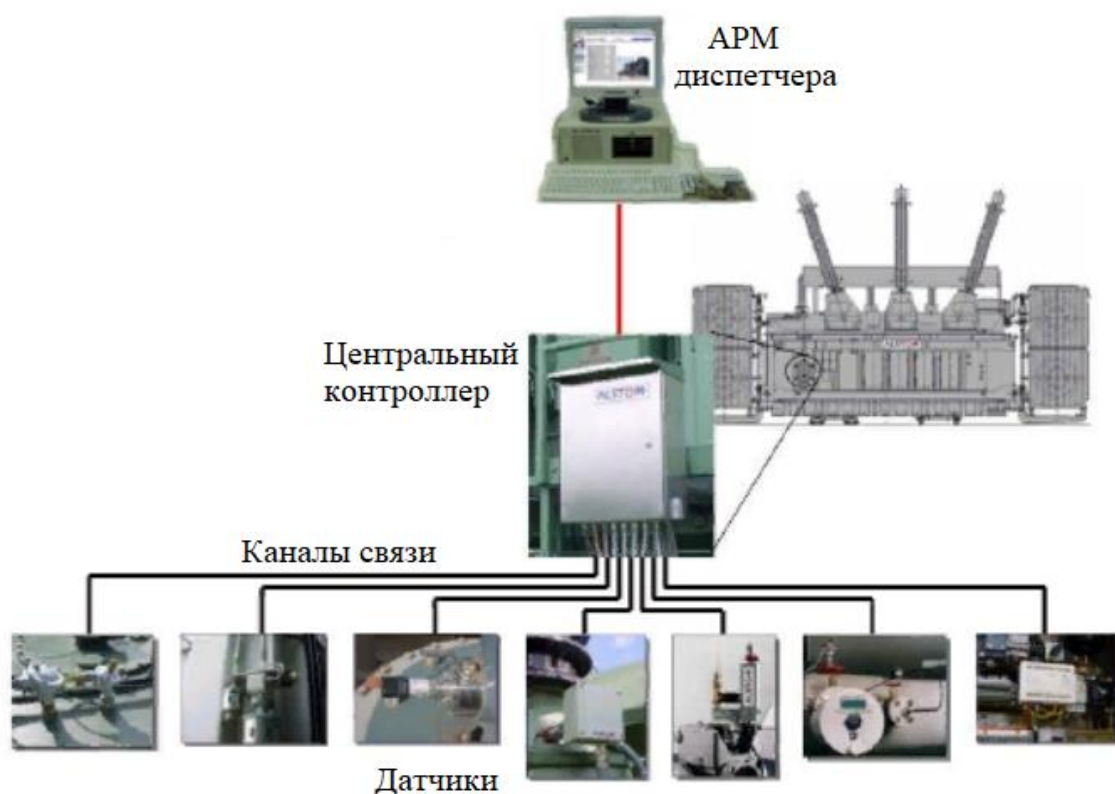


Рисунок 3.2 – Пример архитектуры системы мониторинга [88]

Однако, для увеличения надёжности работы оборудования предлагается разработка датчиков на основе метода *лазерной спектроскопии*. Эти приборы предполагают использование наноградиентных тонкопленочных оптоэлектронных резонаторных систем на основе метаматериалов. Использование данного метода, основанного на принципе затухающего импульса лазерного излучения в резонаторе (CRDS – Cavity Ring Down Laser Spectroscopy), позволяет диагностировать разнообразные вещества (газы), как в труднодоступных местах, так и при малых их концентрациях. (от 0,01 ppm) [76].

Устанавливать данную систему предлагается на заводе производителя трансформаторного оборудования при непосредственной сборке. Для обеспечения достоверности и хронологической точности режимных параметров, начинать использование рекомендуется с этапа приёма-сдаточных испытаний трансформатора.

3.3 Оценка экономического эффекта повышения эффективности методов оценки состояния изоляции силовых трансформаторов

Для ориентировочной оценки экономического эффекта от внедрения разрабатываемой системы предлагается расчет, который будет проведен на основе представленного ранее анализа повреждений силовых трансформаторов на территории РФ за период с 2011 по 2015 год (п. 1.2).

Внедрение описанной системы предполагает с высокой степенью вероятности исключить потери (экономический ущерб), связанные с повреждением изоляции, указанные в таблице 1.4. Таким образом предполагаемый эффект от внедрения системы на территории РФ равен:

$$\mathcal{E}_{\Sigma} = 5\,998\,691\,080 \text{ руб}; \quad (3.1)$$

где \mathcal{E}_{Σ} – Суммарный экономический эффект от внедрения системы по РФ.

По данным [101, 102] на территории Приморского края располагается 361 ПС 35 - 500 кВ (таблица 3.2), суммарное количество силовых трансформаторов на которых равняется 722 штук.

Таблица 3.2 – Структура трансформаторного парка [101, 102]

Приморский край				Вся Россия	
"ФСК"		"ДРСК"		"РОССЕТИ"	
ПС 500 кВ	9	ПС 110 кВ	110		
ПС 220 кВ	82	ПС 35 кВ	160		
Итого	91		270		
Трансформаторы	182		540	Трансформаторы	30264
Сумма	722			30264	

По данным ПАО «РОССЕТИ», на данный момент на территории РФ располагаются 15 132 ПС 35 - 1150 кВ (таблица 3.2), суммарное количество силовых трансформаторов на которых насчитывает 30 264 штук.

Доля трансформаторного парка Приморского края относительно всей страны составляет около 2.4 %, соответственно экономический эффект по внедрению системы в данном регионе составляет:

$$\text{Э}_{\text{ПК}} = 5\,998\,691\,080 \times 0.024 = 143\,109\,138.24, \text{руб}; \quad (3.2)$$

где $\text{Э}_{\text{ПК}}$ – Экономический эффект от внедрения системы по Приморскому краю.

Расчётное внедрение системы предлагается осуществить в 2 этапа.

Первый этап – «тестовое» использование в Приморском крае, для выявления конструктивных и программных недостатков и прогнозирования дальнейшего применения в других регионах страны. На стадии первого этапа предполагаемая цена одной предлагаемой единицы, как новой разработки, составит около 2 500 000 рублей.

Второй этап – серийное производство для реализации во всех регионах РФ, цена составит примерно 1 500 000 рублей. Соответственно капитальный затраты первого и второго этапа внедрения можно определить, как:

$$\text{З}_{\text{ПК}} = 722 \times 2\,500\,000 = 1\,805\,000\,000, \text{руб}; \quad (3.3)$$

$$\text{З}_{\Sigma} = (30\,264 - 722) \times 1\,500\,000 = 44\,313\,000\,000, \text{руб}; \quad (3.4)$$

где $\text{З}_{\text{ПК}}$ – Капитальные затраты на внедрение системы по Приморскому краю;

З_{Σ} – Суммарные кап. затраты на внедрение системы по всей территории РФ.

Срок окупаемости внедрения данной системы можно рассчитать, как отношение капитальных затрат к предполагаемому экономическому эффекту:

$$\text{CO}_{\text{ПК}} = \frac{\text{З}_{\text{ПК}}}{\text{Э}_{\text{ПК}}} = \frac{1\,805\,000\,000}{143\,109\,138.24} = 12.6, \text{лет}; \quad (3.5)$$

$$\text{CO}_{\Sigma} = \frac{\text{З}_{\Sigma} + \text{З}_{\text{ПК}}}{\text{Э}_{\Sigma}} = \frac{44\,313\,000\,000 + 1\,805\,000\,000}{5\,998\,691\,080} = 7.7, \text{лет}; \quad (3.6)$$

где $\text{CO}_{\text{ПК}}$ – Срок окупаемости внедрения системы в Приморском крае;

CO_{Σ} – Срок окупаемости внедрения системы по всей территории РФ.

Коэффициент финансовой эффективности равен:

$$K_{фэ} = \frac{Э_{\Sigma}}{З_{\Sigma i}} \times 100 \% = \frac{5\,998\,691\,080}{11\,465\,152\,440} \times 100 \% = 52.3 \% ; \quad (3.7)$$

где $З_{\Sigma i}$ – Суммарный экономический ущерб с учётом всех причин возникновения повреждений силовых трансформаторов на территории РФ за период с 2011 по 2015 год (таблица 1.4).

Несмотря на то, что предлагаемая система имеет большую стоимость и немалый срок окупаемости, её внедрение позволит значительно повысить надёжность эксплуатации оборудования и избежать аварийных ситуаций, приводящих к не менее дорогостоящим последствиям.

В настоящее время существует большой производственный спрос на решение этого вопроса, в связи с чем, при наличии достаточного финансирования, дальнейшие исследования, разработки и опыт в эксплуатации являются очень актуальными и перспективными видами деятельности в электроэнергетике.

3.5 Выводы по главе

На сегодняшний день на рынке представлено множество приборов для анализа газов в изоляционном масле, в связи с этим при закупке энергетического оборудования определяется необходимость включения в закупку систем непрерывного контроля трансформатора. Некоторые решения могут иметь более высокую цену, но предоставлять более полную информацию о состоянии трансформатора, способствуя повышению его надёжности при снижении затрат на обслуживание и обеспечивая доход, в перспективе перекрывающий цену затрат. Учитывая, что даже новые трансформаторы также не являются защищёнными от непреднамеренного отказа, большие расходы на приобретение систем автоматического мониторинга составляют лишь малую долю от стоимости ущерба, который может быть нанесён в результате аварии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Работы в области диагностики состояния высоковольтного маслонаполненного трансформаторного оборудования ведутся около пятидесяти лет. Основными объектами контроля являются силовые трансформаторы и автотрансформаторы. Резко возросшие в последние годы требования к надёжности электроснабжения потребителей, высокая стоимость оборудования, снижение уровня изоляции и увеличение в энергосистемах доли оборудования, проработавшего 20-30 лет и требующего непрерывного контроля его состояния, стимулировали процесс разработки в данной области.

В результате многолетних усилий разработчиков и служб эксплуатации создано несколько поколений систем диагностики. К системам наиболее низкого уровня можно отнести такие, в которых контроль состояния оборудования осуществляется обслуживающим персоналом подстанций путём периодических замеров определённых параметров на работающем оборудовании, а также при его плановом отключении или путём отбора проб.

Следующим шагом в развитии методов контроля явилось создание непрерывно действующих систем, реагирующих на отклонение измеряемых параметров от заданных значений и выдающих при этом соответствующие сигналы. При наличии сигналов обслуживающий персонал, как правило, проводит дополнительные измерения с использованием более точной аппаратуры (ХАРГ), а затем принимает решение.

В настоящее время разрабатываются, а в ряде стран уже применяются системы диагностики более высокого уровня. Это системы непрерывного действия, включающие одновременное измерение большого числа параметров, характеризующих состояние объекта, их обработку и анализ, сопоставление с базами данных, выработку рекомендаций и решений. Приборы физико-химического мониторинга являются их неотъемлемой частью.

Непрерывный мониторинг во время работы трансформатора даёт возможность выявить как быстро, так и медленно развивающиеся дефекты. Такой контроль позволяет повысить надёжность эксплуатации и избежать аварийных ситуаций и их последствий. Хотя для выявления многих дефектов часто требуется сложная и дорогая аппаратура, расходы на нее всегда окупаются эффективным контролем состояния трансформатора. На сегодняшний день существует большой производственный спрос на решение этого вопроса, в связи с чем дальнейшие исследования, разработки и опыт в эксплуатации являются очень актуальными и перспективными видами деятельности в электроэнергетике.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шнайдер Г.Я. Электрическая изоляция трансформаторов высокого напряжения. - М.: Знак, 2009. -160 с.
2. Быстрицкий Г.Ф., Кудрин Б.И. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов. - М.: Академия, 2003. - 176 с.
3. Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Техника высоких напряжений: Изоляция и перенапряжения в электрических системах. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1986. - 464 с.
4. Львов М. Ю. Анализ повреждаемости силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше ОАО «Холдинг МРСК». Конференция ТРАВЭК. 2009.
5. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. - 216 е.: ил. - (Основное электрооборудование в энергосистемах: обзор отечественного и зарубежного опыта).
6. Герасимова Л. С., Майорец А. И. Обмотки и изоляция силовых трансформаторов (технология и организация производства). М.: Энергия. – 1969. – 360 с. С илл.
7. Важов В.Ф. Техника высоких напряжений: учебное пособие / В.Ф. Важов, Ю.И. Кузнецов, А.В Мытников [и др.]. - Томск, Издательство ТПУ, 2009. - 232 с.
8. Вдовико В.П. Частичные разряды в диагностировании высоковольтного оборудования. Новосибирск: Наука, 2007. 155 с.
9. Дробышевский А.А. Диагностика механического состояния обмоток силовых трансформаторов методом частотного анализа // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Выпуск 16. СПб: ПЭИПК, 2001.-С. 176-181.

10. Кучинский Г.С. Техника высоких напряжений. -СПб.: Энергоатомиздат, 2003. - 608 с.
11. Русов В. А., Софьина Н. Н. Диагностика состояния силовых трансформаторов // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Выпуск 11. СПб: ПЭИПК, 2000. - С. 38-53.
12. Дробышевский А.А., Левицкая Е.И. Диагностика механических деформаций обмоток трансформаторов в эксплуатации // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Выпуск 11. -- СПб: ПЭИПК, 2000. - С. 61-68.
13. Ключев В.В., Пархоменко П.П., Абрамчук В.Е. и др.; Под общ. ред. В.В.Ключева. Технические средства диагностирования: Справочник. М.: Машиностроение, 1989 672 е., ил.
14. Бузаев, В.В. Роль и возможности хроматографии при оценке состояния высоковольтного электрооборудования / В.В. Бузаев, Ю.М. Сапожников // Электрические станции. – 2004 – № 9. – С. 57–60.
15. Смирнов, М.А. Оценка состояния трансформаторов по анализу растворенных газов в масле / М.А. Смирнов, Н.П. Фуфурин // Эксплуатация и совершенствование высоковольтных аппаратов и трансформаторов: кн. / М.А. Смирнов, Н.П. Фуфурин // Труды ВНИИЭ. – М.: Энергия. – 1976. – Вып. 49. – С. 24–31.
16. Смирнов, М.А. Газовыделение при повреждениях силовых трансформаторов / М.А. Смирнов // Эксплуатация и совершенствование высоковольтных аппаратов и трансформаторов: кн. / М.А. Смирнов // Труды ВНИИЭ. – М.: Энергия. – 1976. – Вып. 49. – С. 43–47.
17. Объем и нормы испытаний электрооборудования. Издание шестое. – М.: ЭНАС, 2000. – 255 с.
18. Дарьян, Л.А. Анализ качества устройства отбора проб, применяемых для хроматографического анализа газов, растворенных в изоляционных жидкостях /Л.А. Дарьян, С.М. Коробейников // Электричество. – 2006. – № 12. – С. 62–64.

- 19.Бережной, В.Н. Актуальные проблемы диагностики мощных силовых трансформаторов / В.Н. Бережной // «Интеллектуальная электроэнергетика, автоматика и высоковольтное коммутационное оборудование» XI Международная научно-техническая конференция 8–9 ноября 2011 года г. Москва, Россия.
- 20.Захаров, А.В. Корреляционные характеристики диагностических параметров газов, растворенных в масле, при нормальном режиме работы трансформатора / А.В. Захаров // НРЭ. – 2002. – № 1. – С. 36–40.
- 21.Рыжкина А. Ю. Анализ хроматографических методов диагностики маслонаполненного электрооборудования. Сборник научных трудов НГТУ. – 2009. - № 2(56). – 147 – 156.
- 22.Шутенко О. В., Абрамов В. Б., Баклай Д. Н. Анализ проблем, возникающих при интерпретации результатов хроматографического анализа растворенных в масле газов. Вісник НТУ «ХП». 2013. № 59.
- 23.Овчинников К. В., Давиденко И. В. Анализ точности методов идентификации вида дефекта трансформатора по результатам ХАРГ. Конференция молодых ученых УралЭНИИ, ФГАОУ ВО «УрФУ». – 2017г.
- 24.Аракелян В. Г. Физико-химические основы эксплуатации маслонаполненного электротехнического оборудования // Москва – Тетрапринт 2012. – с 181 – 183, с 414-416.
- 25.Давиденко И.В. Структура экспертно-диагностической и информационной системы оценки состояния высоковольтного оборудования // Электрические станции. – 1997. – № 6. – С. 25–27.
- 26.Шиллер, О.Ю. Определение граничных концентраций растворенных газов в масле // Энергоэксперт. 2011. № 2. С. 3842.
- 27.Назарычев, А.Н. Выявление комбинированных дефектов в электрооборудовании на основе хроматографической диагностики и теории факторного анализа / А.Н. Назарычев, И.Ю. Зеленцов // Энергоэксперт. 2011. № 2. С. 8089.

- 28.Танфильева, Д.В. Разработка моделей диагностики и оценки состояния силовых маслонаполненных трансформаторов. Автореферат диссертации на соискание ученой степени канд. техн. наук. Новосибирск: НГТУ. – 2012.
- 29.Касимова, И.Х. Оценка нового метода интерпретации результатов хроматографического анализа растворенных в трансформаторном масле газов // Электрик: Электроэнергетика. Новые технологии, 2012.
- 30.Смоленская, Н.Ю. Газохроматографический анализ трансформаторного масла на содержание в нем воздуха, воды, кислорода и азота / Н.Ю. Смоленская, Ю.М. Сапожников // Электрические станции. 1994. № 8. С. 3437.
- 31.Царев, Н.И. Практическая газовая хроматография: учеб. - метод. пособие для студентов химического факультета по спецкурсу «Газохроматографические методы анализа» // Н.И. Царев, В.И. Царев, И.Б. Катраков. Барнаул: Изд-во Алт. ун-та, 2000. 156 с.
- 32.Практическая газовая и жидкостная хроматография: учеб. пособие / Б.В. Столяров [и др.] – С.Пб.: Изд-во С.-Петербург. ун-та, 2002. 616 с.
- 33.Алексеев, Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов / Б.А. Алексеев. М. Изд-во НИЦ ЭНАС, 2002.
- 34.Попов, Г.В. Экспертная система оценки состояния электрооборудования «Диагностика+» / Г.В. Попов [и др.] // Электрические станции. – 2011. – № 5. – С. 36–45.
- 35.Виноградова Л.В., Игнатьев Е.Б., Овсянников Ю.М., Попов Г.В. Хроматографический анализ растворенных газов в диагностике трансформаторов / ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». – Иваново, 2013. – 104 с.
- 36.Макаревич Л.В., Шифрин Л.Н., Алпатов М.Е. Современные тенденции в создании и диагностике силовых трансформаторов больших мощностей // Изв. Акад. наук. Энергетика. 2008. № 1. С. 45-69.
- 37.Энергосбережение в Европе: применение энергоэффективных распределительных трансформаторов // Энергосбережение. – 2003. – №6; 2004. – №1

38. Львов М.Ю., Львов Ю.Н., Дементьев Ю.А. и др. О надежности силовых трансформаторов и автотрансформаторов электрических сетей // Электрические станции. 2005. № 11
39. Дробышевский А. А. СИГРЭ. Исследовательский комитет SC A2 «Трансформаторы» // Энергия единой сети. – 2013. – №1. – С.58-67.
40. Дарьян Л. А., Аракелян В. Г. Стойкость изоляционных жидкостей к газообразованию // Электротехника 1997 №2, с. 45-49.
41. Аракелян В. Г., Дарьян Л. А. Идеологическая и приборно-аналитическая база физико-химического диагностического контроля высоковольтного маслонаполненного электрооборудования // Электротехника 1997 №12, с. 2-12.
42. Дробышевский А. А. СИГРЭ. Исследовательский комитет SC A2 «Трансформаторы» // Энергия единой сети. – 2013. – №1. – С.58-67.
43. Алексеева Б. А., Когана Ф. Л., Объем и нормы испытаний электрооборудования / с изм. и доп. – М.: НЦ ЭНАС, 2002.
44. Рыбаков Л. М., Макарова Н. Л. Обзор существующих средств диагностирования силовых трансформаторов высокого напряжения // Марийский государственный университет, Йошкар-Ола
45. Алексеев Б. А. Оценка состояния силовых трансформаторов. Интерпретация результатов газохроматографического анализа масла // ЭЛЕКТРО. – 2002. - №2. – С.10-16.
- 46.. Дарьян Л.А. Исследование процесса образования газообразных продуктов разложения изоляции в высоковольтных импульсных конденсаторах при проведении ресурсных испытаний / Л.А. Дарьян // Электротехника. - 2000,- № 9. - С. 30-36.
47. Львов. М. Ю. Об оценке состояния силовых трансформаторов с длительным сроком эксплуатации. В сб. "Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования". Выпуск 11,2000, с. 264-268.
48. Алексеев Б. А. Системы непрерывного контроля состояния крупных силовых трансформаторов // Электрические станции. – 2000. – № 8. – С. 62–71.

- 49.Хилсон Д. В., Дайерти Е. Д., Моррис К. В. Контроль состояния трансформаторов: Опыт непрерывного контроля состояния в электросетях США // Доклад на симпозиуме US/Russia. – Новгород. – 1993
- 50.Давиденко И.В., Мойсейченков А. Н., Овчинников К.В., Лыткин В.В. Методические указания по техническому диагностированию развивающихся дефектов маслонаполненного высоковольтного электрооборудования по результатам анализа газов, растворенных в минеральном трансформаторном масле. - Инновационно-внедренческий центр "Электромехтехноком" ФГАОУ ВО "УрФУ имени первого президента России Б. Н. Ельцина" г. Екатеринбург, 2018 г.
- 51.В.И. Логутов. Учебно-методическое пособие. Детекторы для газовых хроматографов. Часть 1. Выбор детектора, подготовка к работе и оценка состояния хроматографа по основным характеристикам детектора. – Нижний Новгород: ННГУ, 2017. – 52 с.
- 52.Палилова Ю.М. Измерение газосодержания трансформаторного масла как метод диагностики состояния силовых трансформаторов. Выпускная работа бакалавра. Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого. 2015
- 53.Ignatyev, Igor; Charlie Van Doorslaer, Pascal G.N. Mertens, Koen Binnemans, Dirk. E. de Vos (2011). «Synthesis of glucose esters from cellulose in ionic liquids». *Holzforschung* 66 (4): 417-425.
- 54.Arakelian, V.G. «The longway to the automatic chromatographic analysis of gases dissolved in insulating oil», *IEEE Elect. Insul. Mag.*, vol. 20, no.6, pp. 8–25, Nov./Dec. 2004.
- 55.Roger, R.R. «IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient Faults in Transformers Using Gas in Oil Analysis», *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, vol. 13, no. 5, pp. 348-354, 1978.
- 56.Committee on Special, «Conservation and Control of Oil-insulated Components by Diagnosis of Gas in Oil» // *Electrical Cooperative Research Association*. – 1980. – Publication № 36. – № 1, (in Japanese).

- 57.J.P.Burton, J.Graham, A.C.Hall, J.A.Laver, A.D.Oliver. Recent development by CEGB to improve the prediction and monitoring of transformer maintenance. CIGRE Paper 12-09 (1984).
- 58.I.Fofana, V.Wassrberg, H.Borsi, E.Gochenbach. Challenge of mixed insulating liquids for use in high-voltage transformer. Part 1: Investigation of mixed liquids. IEEE Electrical Insulation Magazine. 2002, V.18,№3,p. 18-31.
- 59.H.-J.Knab. Die Anwendung der Hochdruckflussigkeitschromatographie (HPLC) zur Betriebsüberwachung von Transformatoren. VGB Kraftwerkstechnik. 1991,71, № 6, 595 - 597.
- 60.A.De Pablo. B.Pahlavanpour. Furanic compounds analysis: a tool for predictive maintenance of oil-filled electrical equipment. Electra.1997, No.175, p. 9 - 32.
- 61.D.H.Shroff, A.V.Stannet. A review of paper aging in power transformers. IEE Proceedings, 1985, Vol. 132, Part C, No. 6, p. 312-319.
- 62.J. Schcirs, G. Camino, M. Avidano and W. Tumiatti. Origin of furanic compounds in thermal degradation of cellulosic insulating paper, Journal of Applied Polymer Science, Vol. 69,2541 — 2547, 1998.
- 63.J. Vcrgnc. Etude du vicillissement physico-chimique du complexc papier-huile dans les transformateurs electriques. These doctoralc, Institut National Polytechnique de Toulouse, 1992.
- 64.J. Scheirs. G. Camino, M. Avidano and W. Tumiatti. Study of the mechanism of thermal degradation of cellulosic paper insulation in electrical transformers. Die Angewandte Makroniolekulare C he mi e, 259, 19 — 24, 1998.
- 65.D. Hill, T. Lc, M. Darvenia, T. Saha. A study of degradation of cellulosic insulation in a power transformer. Polym. Degrad. Stab. 1995.48, p. 79 — 87.
- 66.E. Serena. Degradation of transformers insulation, CIGRE WG 15.01.05, Turin, 1997.
- 67.De Pablo. Furfural and ageing: how arc they related. IEE Colloq. Insul. Liquids. 1999, p. 5/1 - 5/4.

- 68.R.M. Morais. M. Carballcira, J.C. Noualhaguet. Furfural analysis for assessing degradation of thermally upgraded papers in transformer insulation, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 6, No. 2, April 1999.
- 69.B. Shkolnik, K. Bilgin. Creating a preliminary model for estimating degree of polymerization of thermally upgraded paper based on furan concentrations in transformer oil, 66th Annual International Conference of Doble Clients, Sec. 5 — 8, 1999.
- 70.P.J. Griffin et al. Paper degradation by-products under incipient-fault conditions, 61th Annual International Conference of Doble Clients, Sec. 1-OD, 1994.
- 71.D.H. Grant. Furfuraldehyde-in-oil: How to be sure your transformer has not been Cigrc Brochure 323 - Ageing of cellulose in mineral-oil insulated transformers weakened by heat. Minutes of the 57th Annual international Conference of Doble clients. Insulating Fluids. 1990.
- 72.Кашапов Р. Н., Коршунова С. П., Малышева Л. Н. Диагностика маслонаполненного оборудования при переходе к ремонту по техническому состоянию [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.transform.ru/articles/html/07repair/rep00018.article> (дата обращения 01.10.2018).
- 73.Давиденко, И.В. Идентификация дефектов в трансформаторах 35–500 кВ на основе ХАРГ [Электронный ресурс] / И.В. Давиденко, В.И. Комаров. – Режим доступа: <http://www.energoboard.ru/articles/720-identifikatsiya-defektov-v-transformatorah-35-500kv-na-osnove-arg.html> (дата обращения 09.01.2019).
- 74.Сидельников, Л.Г. Диагностика масла [Электронный ресурс] / Л.Г. Сидельников, А.М. Сидунин, А.Ю. Сыкулов. – Режим доступа: <http://silovoytransformator.ru/stati/diagnostika-masla-2.htm> (дата обращения 15.03.2019).
- 75.Живодерников С. В. Ранжирование силовых трансформаторов по техническому состоянию. НСПБ филиал ОАО «Электросетьсервис» – Режим доступа: <http://forca.ru/stati/podstancii/ranzhirovanie-silovyh-transformatorov-po-tehnicheskomu-sostoyaniyu.html> (дата обращения 09.04.2019).

76. The Transition to Next-Generation Online DGA Monitoring Technologies Utilizing Photo-Acoustic Spectroscopy // The Grid Modernization Journal. – 2013. - №11. – С.28-35 URL: <https://www.gedigitalenergy.com/multilin/journals>
- 77.РД 153–34.0–46.302–00. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле. – М., 2001.
- 78.РД 34.46.303-98. Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов. – М.: АО ВНИИЭ, 1998. – 48 с.
- 79.РД 34.46.502. Инструкция по определению характера внутренних повреждений трансформаторов по анализу газа из газового реле.
- 80.РД 34.43.206-94. Методика количественного химического анализа. Определение содержания производных фурана в электроизоляционных маслах методом жидкостной хроматографии.
- 81.РД 34.51.304-94. Методические указания по применению в энергосистемах тонкослойной хроматографии для оценки остаточного ресурса твердой изоляции по наличию фурановых соединений в трансформаторном масле. – М.: АО ВНИИЭ, 1996. – 30 с.
- 82.РД 34.43.107-95. Методические указания по определению содержания воды и воздуха в трансформаторном масле. - М.; АО ВНИИЭ, 1996. - 42 с
- 83.МКХА f 01-99. Методика количественного хроматографического анализа. Определение содержания фурановых производных в трансформаторных маслах методом газожидкостной хроматографии. НПО «Электрум».
- 84.СТО 56947007-29.180.010.007-2008. Методические указания по определению содержания кислорода и азота в трансформаторных маслах методом газовой хроматографии. 2007.
- 85.СТО 56947007-29.180.010.009-2008. Методические указания по определению содержания фурановых производных в трансформаторных маслах методом газовой хроматографии. 2007.

- 86.СТО 56947007-29.180.010.094-2011. Методические указания по определению содержания газов, растворенных в трансформаторном масле. 2011.
- 87.СТО 56947007-29.200.10.011-2008. Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования. 2008.
- 88.Живодерников С.В, Овсянников А.Г., Русов В.А., Зарубежный опыт мониторинга состояния маслонаполненного оборудования. Новосибирская СПБ «Электросетьсервис ЕНЭС». 2016.
- 89.IEEE Std C57.104-1991 / IEEE Guid for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers.
- 90.IEC 60567 (2011). Oil-filled electrical equipment – Sampling of gases and analysis of free and dissolved gases – Guidance.
- 91.IEC 60599(1999)/Amd.1(2007). Mineral oil-impregnated electrical equipment in service Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis. Amendment
- 92.Техническая документация. Хроматографы газовые модели «AutoSystem XL», «Clarus 500», «Clarus 600». «PerkinElmer Inc.», США. 2007 г.
- 93.Техническая документация. Хроматографы газовые «Master GC». «DANI Instruments S.p.A.», Италия. 2008 г.
- 94.Техническая документация. Хроматографы газовые «Маэстро ГХ 7820». ООО «ИНТЕРЛАБ», г.Москва. 2011 г
- 95.Техническая документация. Хроматографы газовые «TRANSFIX». «GE Kelman», Великобритания. 2014 г.
- 96.Техническая документация. Хроматографы газовые «TRANSPOR X». «GE Kelman», Великобритания. 2015 г.
- 97.Техническая документация. Хроматографы газовые «7X Мониторинг». ЗАО «Интера», Россия. 2010 г.
- 98.Техническая документация. Хроматографы газовые «TDGM-04». ООО «Димрус», Россия. 2011 г.
- 99.Техническая документация. Хроматографы газовые «MYRKOS». «Morgan Schaffer», Канада. 2013 г.

100. Техническая документация. Хроматографы газовые «PGA-300». «Mitsubishi Electric», Япония. 2008 г.
101. Структура приморского филиала МЭС Востока ПАО «ФСК ЕЭС». [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.fsk-ees.ru/about/affiliates/mes_east/about_the_branch/ (дата обращения 15.06.2019).
102. Структура приморского филиала АО «ДРСК». [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://drsk.ru/struktura_kompanii,_svedenija_o_filialakh.html (дата обращения 15.06.2019).
103. Гук А. А. Опыт эксплуатации систем мониторинга высоковольтного оборудования на объектах ОАО «ФСК ЕЭС». Москва, 2014 г. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.ti-ees.ru/fileadmin/f/Conference/guk.pdf> (дата обращения 20.06.2019).

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Рекомендуемые ДЗ и ПДЗ концентрации растворённых газов в масле силовых трансформаторов, [50]

Уровень	Срок эксплуатации, лет	Концентрации газов, % об.								
		СРГ	H ₂	СН ₄	С ₂ H ₆	С ₂ H ₄	С ₂ H ₂	Срок эксп., лет	СО	СО ₂
Трансформаторы напряжением 35 кВ										
ДЗ	0-5	0,020	0,005	0,0030	0,0010	0,003	0,0010	0-30	0,015	0,17
	>5	0,008	0,002	0,0007				>30	0,018	0,26
ПДЗ	0-5	0,074	0,020	0,0100	0,0035	0,009	0,0025	0-30	0,030	0,30
	>5	0,024	0,010	0,0030				>30	0,035	0,40
Трансформаторы напряжением 110 кВ (с плёночной защитой)										
ДЗ	0-5	0,012	0,006	0,003	0,0013	0,005	0,0003	весь	0,045	0,30
	>5	0,013	0,005	0,004						
ПДЗ	0-5	0,025	0,010	0,009	0,0040	0,010	0,0008	весь	0,070	0,50
	>5	0,035	0,009	0,010						
Трансформаторы напряжением 110 кВ (со свободным дыханием) **, ***										
ДЗ	0-5	0,020/0,011*	0,009/0,004*	0,002/0,001*	0,0020	0,008	0,0010	0-30	0,020/0,031	0,22/0,34
	>5	0,013	0,002	0,0015			0,0020	>30	0,029/0,039	0,31/0,43
ПДЗ	0-5	0,055/0,040*	0,034/0,013*	0,008/0,004*	0,0040	0,025	0,0030	0-30	0,040/0,050	0,41/0,55
	>5	0,038	0,008	0,005			0,0060	>30	0,050/0,061	0,51/0,65
Трансформаторы напряжением 220 кВ (с плёночной или азотной защитой)										
ДЗ	0-5	0,056/0,032*	0,007/0,004*	0,009	0,0080	0,015	0,0007	0-30	0,050	0,37
	>5	0,046	0,005	0,012				>30	0,065	0,63
ПДЗ	0-5	0,100/0,055*	0,030/0,013*	0,024	0,0180	0,050	0,0020	0-30	0,075	0,60
	>5	0,090	0,012	0,026				>30	0,080	0,77
Трансформаторы напряжением 220 кВ (со свободным дыханием)										
ДЗ	весь	0,030	0,005	0,008	0,0060	0,015	0,0008	весь	0,053	0,52
ПДЗ	весь	0,060	0,017	0,020	0,0180	0,050	0,0020	весь	0,070	0,70

Примечание:

ДЗ – допустимое значение; ПДЗ – предельно – допустимое значение;

* для H₂, СН₄ и СРГ (суммы концентраций растворенных углеводородных газов и H₂) в масле трансформаторов ДЗ и ПДЗ в числителе даны значения для трансформаторов, заполненных маслами марок ГК, *Nytro*, а в знаменателе – для остальных марок масел или смеси масел.

**для C_2H_2 в числителе приведены ДЗ и ПДЗ трансформаторов со всеми типами устройств РПН, кроме RS-3 и RS-4, а в знаменателе – с устройствами РПН типа RS-3, RS-4.

*** для CO и CO_2 в числителе указаны ДЗ и ПДЗ трансформаторов 110 кВ мощностью до 16 МВА включительно, а в знаменателе – более 16 МВА.

Таблица А.2 – Типичные дефекты в силовых трансформаторах, [50]

№	Состав газов	Вид дефекта	Причины появления газов
1	H_2 - основной газ; CH_4 - характерный газ	ЧР	Разряды в заполненных газом полостях, возникающие из-за: - неполной пропитки изоляции; - высокой влажности целлюлозной изоляции; - перенасыщения масла газом, в том числе в результате кавитации.
2	H_2 или C_2H_2 - основные газы; CH_4 - характерный газ с низким содержанием	Разряды низкой энергии	Искрение или дуговые разряды в плохих контактных соединениях элементов конструкции с различным или плавающим потенциалом в местах: - крепления электростатического экрана; - смыкания параллельных и элементарных проводников обмотки; - нарушений паяных соединений токоведущих цепей; - прохождения цепей заземления; - расположения пластин магнитной системы с нарушенной изоляцией при циркуляции вихревых токов. Разряды между конструктивными элементами остова трансформатора, отводами обмотки ВН и баком, обмоткой ВН и заземлением. Разряды в масле при переключениях контактов.
3	C_2H_2 или H_2 - основные газы; CH_4 , C_2H_4 , CO - характерные газы с высоким содержанием	Разряды высокой энергии, дуга	Замыкания: - обмотки НН на землю; - между обмотками; - высоковольтными вводами и баком; - отводом и баком; - обмотками и остовом трансформатора; - межвитковые.
4	C_2H_6 - основной газ; CH_4 , CO - характерные газы с высоким содержанием	Термически й дефект, $T < 300\text{ }^\circ\text{C}$	Перегрузка трансформатора. Нарушение потока масла в охлаждающих каналах обмоток и магнитной системы. Недостаточная эффективность системы охлаждения, вызванная: - загрязнением наружной поверхности радиаторов; - нарушением потока масла внутри радиаторов; - снижением эффективности работы вентиляторов, маслонасосов;

Продолжение таблицы А.2

			<p>- недостаточной эффективностью работы системы охлаждения, допущенной при проектировании/ производстве.</p> <p>Нагрев металлических элементов конструкции потерями от полей рассеяния в начальной стадии развития дефекта.</p>
5	<p>CH₄ - основной газ; C₂H₄, C₂H₆ - характерные газы</p>	<p>Термический дефект, 300 °C ≤ T ≤ 700 °C</p>	<p>Нарушение контактных соединений, в том числе неудовлетворительное состояние контактных соединений РПН, ПБВ.</p> <p>Токи, циркулирующие по:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ярмовым прессующим балкам и стяжным шпилькам при нарушении изоляции стяжных шпилек; - прессующим элементам и пластинам электротехнической стали; - заземляющим проводам. <p>Нарушение изоляции между соседними параллельными проводниками в обмотке.</p> <p>Нагрев средней интенсивности металлических элементов конструкции потерями от полей рассеяния.</p>
6	<p>C₂H₄ - основной газ; C₂H₂, CH₄ - характерные газы с высоким содержанием</p>	<p>Термический дефект, T > 700 °C</p>	<p>Нарушение контактных соединений.</p> <p>Нарушение изоляции пластин магнитной системы с образованием короткозамкнутых контуров.</p> <p>Перегрев металлических элементов конструкции потерями от полей рассеяния.</p>
7	<p>CO₂ - основной газ; CO - характерный газ</p>	<p>Деструкция целлюлозной изоляции</p>	<p>Перегрузка трансформатора.</p> <p>Высокая влажность масла.</p> <p>Снижение эффективности системы охлаждения.</p>