

ОБСЛУЖИВАНИЕ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПО СОСТОЯНИЮ

В. Соколов

Научно-инженерный центр «ЗТЗ-Сервис»
Днепропетровское шоссе, 11, г. Запорожье, 69069 Украина

Аннотация

В статье рассмотрены принципы обслуживания силовых трансформаторов по состоянию, направленного на поддержание функциональной работоспособности оборудования. Представлены типичные сценарии отказа трансформаторов, разработанные на основании анализа повреждений крупных силовых трансформаторов за последние годы. Используя опыт оценки состояния крупных силовых трансформаторов в полевых условиях, в статье рассмотрены следующие вопросы: Как перейти к обслуживанию по состоянию? Какие диагностические методы действительно эффективны? Какие существуют проблемы при выявлении и идентификации типичных повреждений? Что предпринимать, если в трансформаторе наблюдаются явные признаки аномалий?

Ключевые слова: Силовой трансформатор – Диагностика – Непрерывный контроль.

Введение

В настоящее время в странах СНГ из-за экономических соображений меняются подходы к обслуживанию высоковольтного силового оборудования. Электроэнергетические предприятия Украины недавно утвердили следующие принципы обеспечения работоспособности и продления ресурса силовых трансформаторов и реакторов, предложенные НИЦ «ЗТЗ-Сервис» [1]:

- Обслуживание по состоянию вместо традиционного обслуживания по времени, когда капитальный ремонт оборудования производился через каждые 12 лет эксплуатации,
- Непрерывность работы, особенно блочных трансформаторов атомных электростанций,
- Объем восстановительных мер должен быть минимальным и направлен только на обеспечение работоспособности оборудования,
- Программа по продлению срока службы с целью обеспечения надежной и длительной работы должна быть комплексной,
- Предпочтительными являются ремонтные и восстановительные работы в полевых условиях, особенно с использованием методов технологической обработки под напряжением.

Соответственно, возникли сложные проблемы:

- Как перейти от обслуживания по времени к обслуживанию по состоянию?
- Как использовать методологию обслуживания по состоянию, особенно для оборудования с признаками аномалий?
- Как оценить и продлить срок эксплуатации оборудования?
- Как предотвратить внезапные повреждения, особенно катастрофические?

Целью данной статьи является рассмотрение некоторых аспектов методологии обслуживания по состоянию с использованием опыта НИЦ «ЗТЗ-Сервис» и работ, выполненных Научным комите-

том SC-12 СИГРЭ и Рабочей группой WG12.18 «Обеспечение работоспособности и продление ресурса трансформаторов» [2, 3].

Состояния трансформатора в период эксплуатации

Функциональная работоспособность трансформатора определяется его четырьмя основными свойствами:

- *Электромагнитная способность* – способность передавать электромагнитную энергию в условиях, оговоренных стандартами (в том числе при допустимом перевозбуждении и при допустимой перегрузке) без общего перегрева, повышенных потерь, появления локальных нагревов, газообразования и повышенных вибраций и шума,
- *Целостность токоведущей цепи*,
- *Достаточная электрическая прочность* при эксплуатационных воздействиях с учетом допустимого уровня ухудшения состояния,
- *Механическая прочность* при воздействии нормированных токов короткого замыкания.

Повреждение происходит, когда эксплуатационные воздействия превышают прочность трансформатора относительно одного из его ключевых свойств. В некоторых случаях трансформатор может сохранять работоспособность в неисправном состоянии (перегрев, газообразование), однако короткое замыкание или коммутация может привести к мгновенному повреждению. В процессе эксплуатации даже при отсутствии аномальных явлений происходит естественное снижение прочности трансформатора из-за различных процессов, связанных со старением (естественная деградация). Под воздействием различных факторов деградация может происходить быстрее естественной (внезапная деградация).

Рабочая группа WG12.18 СИГРЭ предложила использовать следующие понятия: обратимые аномалии (дефекты) и необратимые аномалии (неисправности). В соответствии с таким подходом были установлены 4 типа состояния трансформатора [3]:

- *Нормальное состояние* – какие-либо проблемы отсутствуют, то есть бездефектное состояние (на основании физических представлений) или состояние трансформатора после изготовления, или состояние, допустимое в эксплуатации [4], или хорошее на 100% [5],
- *Дефектное состояние* – срок службы оборудования может быть снижен в отдаленном будущем,
- *Неисправное состояние* – имеется вероятность снижения надежности работы в ближайшем будущем. Корректирующие действия не во всех случаях могут привести к улучшению технического состояния,
- *Поврежденное состояние* – оборудование не может далее эксплуатироваться. Для возврата оборудования в эксплуатацию необходимо выполнить корректирующие действия.

Вышеуказанные состояния характеризуют «состояние здоровья» оборудования. Для «управления жизнью» трансформаторов необходимо использовать ту же методологию, как и при решении проблем с состоянием здоровья человека: *симптомы заболевания – история развития болезни – направленное обследование – диагноз – лечение*.

Структуру обслуживания трансформаторов по состоянию можно построить как систему информации о возможных дефектных состояниях, которые могут привести к нарушению хотя бы одного из функциональных свойств оборудования. Однако при этом необходимо четко определить характеристики дефектного состояния, в том числе с учетом возможности его перехода в поврежденное состояние.

Основные положения методологии обслуживания по состоянию

- Трансформатор представляется не как система типичных узлов, а как система, состоящая из нескольких функциональных подсистем, которые, в свою очередь, состоят из соответствующих узлов,
- Основой системы контроля и диагностики является **модель повреждения** трансформатора. Она определяет возможные дефекты и «слабые места» в оборудовании определенного типа на основании анализа конструкции и истории эксплуатации. Модель повреждений определяет цели контроля состояния (что искать?),
- Мониторинг состояния трансформатора представляет собой своего рода опросный лист для выявления возможного дефектного состояния какой-либо функциональной подсистемы, которое может привести к нарушению работоспособности. Например, имеет ли место повышенное увлажнение или загрязнение частицами? (изоляционная система), аномальный нагрев? (передача мощности), деформация обмотки? (механический дефект) и т.д.
- Программа испытаний направлена на выявление возможного дефекта с использованием нескольких методов, которыми можно выявить данный дефект. Для подтверждения наличия дефекта и его количественной оценки необходимо использовать по меньшей мере два. При этом важно учитывать корреляцию между соответствующими методами,
- Как правило, рекомендуется многоэтапная диагностическая процедура:
Индикация – Обнаружение (измерения во включенном или отключенном состоянии) – Подтверждение (дополнительные испытания) – Прогноз (испытания функционального характера) – Подтверждение (внутренний осмотр).

Функциональная модель повреждения

Модель повреждений трансформатора должна отвечать на следующие вопросы:

- Какие дефекты и неисправности можно ожидать в конкретных узлах трансформатора, входящих в конкретную функциональную подсистему?
- Каков вероятный путь развития дефекта в нарушение работоспособности и в последующем в повреждение?

Модель повреждений должна также учитывать взаимосвязь между возможным дефектом или неисправностью и реальными эксплуатационными воздействиями и запасами прочности трансформатора.

В Приложении 1 представлена функциональная модель повреждения крупного силового трансформатора стержневого типа с маслобарьерной изоляцией, разработанная на основании многолетнего опыта [1, 6]. Трансформатор считается состоящим из следующих функциональных систем и узлов: Электромагнитная цепь – Токоведущая цепь – Изоляционная система – Механическая структура – Система охлаждения – Вводы – РПН (если имеется) – Система защиты и дыхания масла – Система защиты и контроля.

Масло считается неотъемлемой частью трансформатора (а не отдельным узлом), которая отвечает за целостность изоляции, в первую очередь за ее электрическую прочность. Примеси в масле могут мигрировать под воздействием температуры и электромагнитного поля. Абсорбированные целлюлозой агрессивные продукты разложения масла могут приводить к деструкции целлюлозы, а также ухудшить свежее масло после заливки.

Анализ конструкции – первый шаг при оценке состояния

Анализ конструкции – важный метод для понимания особенностей конструкции трансформатора. Для разработки «Руководства по анализу конструкции трансформатора» была создана специальная Рабочая группа WG12.22 СИГРЭ. Наш опыт показал, что программа по оценке срока службы трансформатора должна включать [8]:

- Оценка максимальной температуры обмоток и масла в реальных условиях эксплуатации, а также оценка распределения температуры в трансформаторе,
- Оценка запасов электрической прочности и чувствительности «ослабленных» мест к естественному износу,
- Оценка запасов механической прочности обмоток в реальных эксплуатационных условиях (величина токов короткого замыкания) [7],
- Оценка «слабых мест» и возможных сценариев повреждения вводов, РПН и других узлов,
- Оценка диагностируемости и возможности проведения испытаний оборудования, в том числе оценка наличия факторов, которые могут «маскировать» изменения состояния трансформатора или даже мешать выполнить оценку его состояния.

Дефектное состояние и его характеристики. Механизмы отказа

Электромагнитный контур. Опыт показал, что дефектное/неисправное состояние, как правило, связано со следующими аномальными состояниями:

- Общий перегрев, в частности, аномальный рост температуры масла из-за недостаточного охлаждения, плохого распределения потока масла или перегрева магнитопровода,
- Локальный перегрев магнитопровода, вызванный основным магнитным потоком,
- Локальный перегрев магнитопровода, вызванный магнитным потоком рассеяния.

Наиболее опасными являются дефекты из-за образования короткозамкнутых контуров между смежными деталями, которые охватываются основным магнитным потоком. Короткозамкнутые проводники обмотки (межвитковые или межслоевые замыкания) приводят к мгновенному нарушению работоспособности трансформатора. Короткозамкнутые контуры в магнитной цепи (изолированные болты, прессующие болты, прессующие металлические кольца), как правило, приводят к интенсивному газообразованию, срабатыванию газового реле и также могут привести к повреждению.

Дефекты, вызванные потоком рассеяния (в том числе замыкание между параллелями обмотки), позволяют продолжать эксплуатацию трансформатора при условии ограничения нагрузки. Можно выделить три механизма повреждения:

- Локальный перегрев из-за повышенных потерь на вихревые токи, что приводит к образованию газов, углерода и других продуктов деградации, а также к деградации изоляции,
- Короткозамкнутые контуры между смежными деталями, которые охватываются потоком рассеяния, при наличии плохих контактов приводят к перегреву, искровым и дуговым разрядам, а также к деградации изоляции,
- Искрение из-за плавающего потенциала (например, незаземленные магнитные шунты).

Основные показатели дефектного состояния:

- Увеличение температуры (в зависимости от нагрузки),
- Образование «дефектных» газов,
- Появление различных продуктов деградации (металлы, фурановые соединения, если затронута прилегающая изоляция),
- Появление частичных разрядов,
- Быстрое ухудшение состояния масла,
- Изменения виброакустического спектра, вызванные остаточными усилиями запрессовки магнитопровода [9],
- Увеличение потерь холостого хода и тока намагничивания, если проблема связана с основным магнитным потоком,
- Изменение потерь холостого хода, если проблема связана с потоком рассеяния.

Однако пока недостаточно эффективных диагностических методов для идентификации дефектов, приводящих к перегреву небольшого объема материала, а также к нагреву масла до сравнительно низких температур (ниже температуры кипения масла).

Токоведущая цепь. Можно предложить следующий типичный сценарий повреждения оборудования:

- *Неподвижные соединения:* Локальный нагрев в местах ослабленных соединений, увеличение сопротивления контактов, перегрев масла, образование углерода в результате пиролиза, газообразование, обугливание, нарушение теплообмена, расплавление меди или пробой масла в результате сильного загрязнения.
- *Подвижные соединения (РПН):* образование пленки, уменьшающей контактную поверхность, увеличение сопротивления контактов и температуры. Прогрессирующий рост сопротивления контактов приводит к прогрессирующему повышению температуры, газообразованию, необратимой деградации контактов, обугливанию, разрыву цепи или короткому замыканию.

Испытания контактов РПН на износостойкость, выполненные в НИЦ «ЗТЗ-Сервис», показали, что процесс образования пленки можно выразить следующим образом:

$$S = k_1 \cdot \theta_m^{k_2} \cdot t^{k_3} \quad (1)$$

где: S – толщина пленки; θ_m – температура масла; t – время (часы); k_1, k_2, k_3 – коэффициенты, зависящие от материала контактов, состава и качества масла.

Как правило, $k_3 = 0.6-0.75$, $k_2 = 3.5-4.5$.

Дефектное состояние можно характеризовать следующим образом:

- Увеличение сопротивления контактов в 3 раза и более,
- Повышение температуры масла вблизи контакта выше $100-105^{\circ}\text{C}$.

Неисправное состояние (эрозия контактной поверхности) ожидается, когда сопротивление контактов возрастает в 5-10 раз.

Характеристики дефектного/неисправного состояния:

- *Увеличение переходного сопротивления контактов.* Учитывая, что исходное сопротивление пары контактов составляет $150-200 \mu\Omega$, испытание должно быть рассчитано на то, чтобы выявить изменение сопротивления на $600-1000 \mu\Omega$. Таким образом, традиционное измерение сопротивления [4] может выявить неисправность только в случае, если сопротивление обмотки составляет 0.1Ω или менее,
- *Изменение сопротивления контактов в зависимости от тока* вследствие повышения напряжения пробоя пленочного покрытия,
- *Растворенные «дефектные» газы.* Традиционный хроматографический анализ растворенных газов является эффективным только тогда, когда температура контактов превышает $350-400^{\circ}\text{C}$, поскольку при температурах ниже точки кипения скорость газообразования является очень малой,
- *Повышение температуры масла в баке РПН.* Метод показал свою эффективность на практике [10]. Возможное увеличение сопротивления контактов можно оценить, используя увеличение температуры масла с учетом общей охлаждающей поверхности бака РПН, нормированное превышение температуры масла относительно окружающей среды и амплитуду тока. Однако этот метод способен выявить только сильное ухудшение состояния контактов. Если площадь охлаждающей поверхности составляет 3 м^2 , а температура масла повысилась на 10°C , то можно показать, что повышение температуры масла на 5°C может быть вызвано выделением дополнительной мощности $\leq 200 \text{ Вт}$. В этом случае можно выявить увеличение сопротивления контактов на $1200 \mu\Omega$ при токе 400 А или на $2000 \mu\Omega$ при токе 300 А .

Оценка состояния как «электромагнитного контура», так и «токоведущей цепи» может быть сведена к следующей группе вопросов:

- Какое общее тепловое состояние трансформатора?

Процедуры: зависимость температуры от нагрузки, термовизионное обследование,

- Есть ли внешний источник перегрева?

Процедуры: термовизионное обследование при максимальной нагрузке,

- Есть ли признаки внутреннего перегрева, искрения и дугового разряда?

Процедуры: хроматографический анализ растворенных газов; расширенный хроматографический анализ, включая углеводороды C3-C5,

- Связано ли газообразование с основным магнитным потоком, потоком рассеяния или с другими более опасными проблемами, включая перегрев контактов (соединений)?

Процедуры: измерение сопротивления контактов, измерение тока и потерь холостого хода при номинальном и малом напряжении,

- Есть ли признаки других аномалий: повышенный шум, изменение виброакустического спектра вибраций?

Процедуры: Виброакустический контроль.

Диэлектрическая система главной изоляции.

Типичные дефекты главной изоляции:

- Повышенное влагосодержание целлюлозной изоляции. Такой дефект характерен, в основном, для трансформаторов со свободным дыханием или для трансформаторов с недостаточной герметичностью. В процессе эксплуатации трансформатора распределение влаги происходит довольно неравномерно. Большая часть воды находится в так называемых «тонких холодных структурах», в частности, в тонких барьерах из электрокартона, которые находятся в масле с более низкой температурой [11],

- Увлажнение масла, загрязнение мехпримесями и продуктами старения масла. Большая часть проблем вызвано этими дефектами на участках «Обмотка ВН (ввод ВН) - бак».

- Поверхностное загрязнение изоляции в результате поглощения продуктов старения масла поверхностью целлюлозы или в результате отложений проводящих частиц и нерастворимых продуктов старения в зонах высоких электрических нагрузок. Загрязнение поверхности может привести к искажению электрического поля и снижению импульсной прочности изоляционной системы,

- Частичные разряды на ослабленных участках изоляции.

Типичные дефекты продольной изоляции (витков и катушек):

- Перегрев, приводящий к ускоренному старению изоляции,

- Повышенное влагосодержание, приводящее к появлению пузырьков в зонах повышенных температур,

- Загрязнение поверхности проводящими частицами и продуктами старения масла.

Вышеуказанные дефекты могут вызвать резкое изменение диэлектрических параметров витковой изоляции. Однако они оказывают незначительное влияние на общие диэлектрические характеристики всего трансформатора из-за относительно высокой электрической емкости межвитковой изоляции.

На рис. 1 показана модель механизмов повреждения изоляции под воздействием опасных факторов деградации (см. также [11]). Важно отметить, что при контроле состояния увлажненного трансформатора необходимо учитывать также загрязнение масла мехпримесями и продуктами старения.

Можно выделить два основных этапа снижения электрической прочности:

- *Дефектное состояние*: снижение первоначальной прочности под воздействием факторов

деградации. Оно приводит обычно к появлению неразрушающих частичных разрядов при рабочем напряжении и к снижению импульсной прочности,

- *Поврежденное состояние*: появление разрушающих частичных разрядов, прогрессирующих поверхностных разрядов и ползущих разрядов.

Типичный сценарий повреждения первоначально бездефектной изоляции следующий:

Загрязнение ⇒ *Появление умеренных частичных разрядов* ⇒ *Появление разрушающих частичных разрядов* ⇒ *Газообразование* ⇒ *Прогрессирующие частичные разряды, сопровождающиеся газообразованием* ⇒ *Образование треков древовидных разрядов следов, сопровождающееся газообразованием и изменением диэлектрических характеристик, критичные частичные разряды, предшествующие отказу* ⇒ *Пробой*.

НИЦ «ЗТЗ-Сервис» рекомендует следующие критерии для оценки дефектного состояния изоляции:

- *Уровень влаги в масле*, который может привести к увеличению относительного влагосодержания до уровня более 40-50% (с учетом степени загрязнения мехпримесями) в диапазоне рабочих температур. При этом необходимо учитывать общее содержание влаги в масле, включая связанную воду,

- *Влагосодержание твердой изоляции* в соответствии с вышеуказанным уровнем влаги в масле. Соответствующее влагосодержание в барьерах превышает, как правило, 1,5 - 2%.

- *Мехпримеси в масле*: более 3200 частиц размером 5-150 мкм в 10мл масла (рекомендации Рабочей Группы WG12.17 СИГРЭ). Наличие видимых и проводящих частиц (металлы, углерод) считается признаком критичного состояния,

- *Критическая степень старения масла*: возможно появление шлама в масле в период между плановыми испытаниями. Низкий остаточный ресурс (тенденция к ускоренной деградации). Наличие кислот и неокислотных полярных продуктов, которые ускоряют разрушение целлюлозы,

- *Пузырьки в масле*, включая образование C_2H_2 при высоких температурах ($>800^{\circ}C$), когда образование пузырьков является практически неизбежным явлением,

- *Частичные разряды*: частичные разряды с кажущимся зарядом 1000 пикокулон и выше, энергия частичных разрядов 0.1 Вт и выше; признаки частичных разрядов в маслобарьерной изоляции по результатам хроматографического анализа растворенных газов.

Оценка состояния изоляционной системы может быть сведена к следующим вопросам:

- Какой уровень увлажнения и загрязнения мехпримесями? Можно ли ожидать значительного снижения запасов электрической прочности при рабочих температурах?

Процедуры испытаний: WHRT (Water Heat Run Test [11]); мехпримеси в масле; параметры частичных разрядов (величина кажущегося заряда, частота повторения, энергия разрядов, форма частичных разрядов); температурная зависимость тангенса угла диэлектрических потерь изоляции,

- Какой уровень влагосодержания твердой изоляции? Можно ли ожидать образования пузырьков при перегрузках?

Процедуры испытаний: WHRT; оценка влагосодержания по температурной зависимости тангенса угла диэлектрических потерь и сопротивления изоляции; анализы масла, показывающие наличие продуктов старения масла, особенно, поверхностное натяжение.

- Можно ли ожидать существенного загрязнения поверхности изоляции?

Процедуры испытаний: измерение частичных разрядов, температурная зависимость тангенса угла диэлектрических потерь, мехпримеси и испытания масла.

Механическая прочность. На основании опыта можно говорить о следующих типичных сценариях повреждений трансформатора:

- Снижение прессы – Нарушение геометрии обмотки ⇒ Возникновение ЧР ⇒

Развитие ползущего разряда ⇒ Пробой,

- Нарушение геометрии обмотки + Коммутационное перенапряжение ⇒ Перекрытие

между катушками (иногда с восстановлением прочности) \Rightarrow Газообразование.

Опыт показал, что более 90% механических повреждений связано с радиальной деформацией внутренних обмоток. Опыт также подтвердил, что поврежденный трансформатор может эксплуатироваться в течение многих лет, если не происходит пробой изоляции. Деформация обмоток приводит к изменению (уменьшению) диаметра обмотки и к изменению размера канала рассеяния.

Для обнаружения смещения обмотки используются следующие диагностические параметры: электрическая емкость обмотки, сопротивление короткого замыкания (импеданс), метод низковольтных импульсов, анализ частотного отклика передаточной функции, анализ частотного отклика потерь рассеяния. НИЦ «ЗТЗ-Сервис» использует различные методы, при этом было обнаружено, что наиболее предпочтительным является относительное изменение индуктивного сопротивления (реактанса) деформированной обмотки.

Индуктивное сопротивление Z_L можно выразить в виде:

$$Z_L = \omega \cdot \mu_o \cdot \rho \cdot W^2 \cdot \frac{D_{av} \cdot \delta}{H}, \quad (2)$$

где W – количество витков; D_{av} – средний диаметр; δ - приведенное значение канала рассеяния.

Изменение диаметра обмотки и канала рассеяния на ΔX приводит к изменению относительного значения индуктивного сопротивления КЗ:

$$\Delta Z_L \cong (m-n) \cdot \Delta X$$

где $(m-n)$ – заданные размеры обмотки.

Значение ΔX может быть положительным или отрицательным для различных обмоток. В результате можно получить образ дефектной обмотки. Уменьшение диаметра обмотки на 10 мм и соответствующее относительное изменение индуктивного сопротивления рассматриваются как дефектное состояние.

Этот метод позволяет идентифицировать дефектную обмотку и оценить уровень деформации. За последние 15 лет по результатам диагностики в полевых условиях деформация обмоток прогнозировалась примерно в 40 трансформаторах, что подтвердилось при последующих внутренних осмотрах.

Оценка состояния механической прочности трансформатора может быть сведена к следующей группе вопросов:

- Какой запас механической прочности обмоток? Процедуры: Анализ конструкции,
- Какую информацию можно получить из истории эксплуатации трансформатора (аварийные токи величиной более 70% от номинального тока короткого замыкания). Каким воздействиям могла подвергаться обмотка? Как изменились индуктивное сопротивление и передаточная функция в результате смещения обмотки ?

Процедуры: Расчеты, определение диагностической матрицы,

- Как выявить проблему?

Процедуры: Индуктивное сопротивление, анализ частотного отклика методом FRA и измерение емкости сопротивления обмотки для выявления и идентификации проблемы.

Что делать в случае проблем с трансформатором (примеры)

Ниже приведены типичные проблемы, требующие принятия оперативного решения:

- Что делать в случае газообразования в трансформаторе?
- Что делать, если трансформатор подвергался необычным воздействиям?
- Как определить состояние изоляции трансформатора после длительной эксплуатации?
- Что делать в случае, если измерен аномальный тангенс угла диэлектрических потерь изоляции?

НИЦ «ЗТЗ-Сервис» внедрил несколько диагностических методов для определения серьезности выявленной аномалии и принятия решения о продолжении эксплуатации дефектного трансформатора, а именно:

- Модель (блок-схема) трансформатора, в котором происходит газообразование,
- Полевой опыт Heat Run Test (аналогичен хорошо известному заводскому Heat Run Test) для прогнозирования состояния трансформатора после увеличения нагрузки,
- Опыт Water Heat Run Test, который позволяет: оценить состояние трансформатора при номинальных условиях (максимально допустимая температура); оценить степень увлажнения, используя нарастание влагосодержания масла в зависимости от времени и температуры; оценить возможное состояние воды и распределение влаги в трансформаторе, используя скорость нарастания влагосодержания масла,
- Идентификация состояния трансформатора путем измерения ЧР электрическим методом,
- Идентификация состояния изоляции путем использования температурных зависимостей диэлектрических характеристик и конструктивных параметров изоляции [12],
- Определение механической прочности обмоток,
- Определение состояния вводов, используя температурную зависимость тангенса угла диэлектрических потерь [13].

Газообразование в трансформаторе. Что делать? На Рис. 2 приведена диагностическая блок-схема, разработанная на основании многолетнего опыта. Для того, чтобы решить проблему «Что делать, если трансформатор демонстрирует явные признаки аномалий?», необходимо ответить на следующие вопросы: Является ли источник газообразования внутренним или внешним? Связана ли проблема с тепловыми или электрическими дефектами; рабочим напряжением или магнитным потоком; основным магнитным потоком или потоком рассеяния? Что может произойти, если увеличить нагрузку? Диагностическая модель, представленная на Рис. 2, может в определенной степени помочь ответить на эти вопросы.

Случай №1. Газообразование в трансформаторе, вызванное опасным перегревом контактных подсоединений отводов. Трансформатор собственных нужд блока 1000 МВт атомной станции мощностью 63 МВА 24/6.3/6.3 кВ 1515.5/2887/2887 А, (соединение обмоток звезда-звезда) находился в эксплуатации с 1984 года. В декабре 1997 г. ХАРГ показал явные признаки термического разложения масла, с высокой скоростью газообразования (Таблица 1). НИЦ «ЗТЗ-Сервис» рекомендовал проверить влияние нагрузки на газообразование. После снижения тока газообразование практически прекратилось. Было сделано заключение о том, что проблема находится в токоведущей цепи, а также рекомендовано измерить сопротивление обмотки (Таблица 2). Результаты испытания обмотки НН2 показали наличие дефекта в фазе «b».

Таблица 1. Результаты ХАРГ масла трансформатора 63 МВА

Дата анализа	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	C3H6 C3H8	C4H8
14.11.95	5	2.5	<0.1	43	<1	165	506	84	392
08.12.97	78	259	<0.1	640	117	219	1827	276	639
11.12.97	64	347	1.4	883	147	266	2402	610	616
29.01.98*	37	247	<1	798	35	190	1837	644	670

*) После снижения нагрузки

Таблица 2. Результаты измерения сопротивления обмоток трансформатора 63 МВА

Обмотка	Сопротивление, $\mu\Omega$			Разница между фазами
	a-b	b-c	c-a	
НН1	2582	2626	2610	1.7 %
НН2	2992	2840	2780	7.6 % или 212 $\mu\Omega$

В месте плохого контакта рабочий ток 1440 А мог стать источником нагрева мощностью 440 Вт, достаточного для газообразования.

Внутренний осмотр подтвердил наличие перегрева и оплавления подсоединения обмотки НН2 к вводу 6,3 кВ, а также сильное загрязнение межфазной изоляции. В результате было предотвращено возможное аварийное повреждение трансформатора.

Случай №2. Идентификация источника газообразования с помощью опыта Heat Run Test в полевых условиях. В однофазном автотрансформаторе 333 МВА 750/330/35 кВ (введен в эксплуатацию в 1991г) после сквозного короткого замыкания были обнаружены признаки дугового разряда в масле. Дефект, вероятно, привел к разрушению целлюлозы. Первый вопрос был: привел ли дефект к повреждению главной изоляции? Это предположение было опровергнуто результатами измерений ЧР акустическим методом при напряжениях 1.0 и 1.05 от номинального. Измерения ЧР показали также отсутствие дефектов, связанных с основным магнитным потоком. Однако была обнаружена зависимость газообразования от нагрузки. В результате анализа конструкции было сделано предположение, что источник газообразования связан с магнитными шунтами на стенке бака. Было рекомендовано выполнить опыт Heat Run Test (оценка состояния трансформатора при максимально возможной нагрузке). Нагрузка трансформатора была увеличена с обычных 50-60% номинальной мощности до максимально возможного уровня – 75%. Опыт проводился в течение 24 часов и показал резкий рост концентраций газов, особенно, C₂H₂ (Таблица 3). Было сделано заключение о том, что дальнейшая эксплуатация трансформатора возможна при ограниченной нагрузке до планируемого ремонта. При внутреннем осмотре были обнаружены следы ЧР на кромках шунтов и обугливание прилегающей изоляции.

Таблица 3. Результаты ХАРГ для трансформатора 333 МВА

Дата анализа	H ₂	CH ₄	CO	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₂	C ₃ H ₆	1-C ₄ H ₈
03.08.1994	1	1	40	630	4	1	<0.1		
06.09.94	23	10	130	410	26	1	5		
07.10.94 рост на- грузки	38	19	90	540	36	4	12		
10.07 95	48	78	408	1327	78	19	12.6		
15.07 13-00	63	56	446	1286	123	44.8	10		
16.07.8-00*	44	62.4	397	1479	123	25.9	26.9		

Дата анализа	H2	CH4	CO	CO2	C2H4	C2H6	C2H2	C3H6	1-C4H8
16.07 19-50	69.7	62.2	376	1745	121	23.4	66.9	209	771
17.07 19-50	103	97.2	398	2164	396	112	106.4	865	2258

* Начало опыта Heat Run Test

Случай №3. Решение о продолжении эксплуатации трансформатора с газообразованием на основании опыта Heat Run Test.

В автотрансформаторе 250 МВА, 330/150 кВ после 20 лет эксплуатации имелись симптомы перегрева и дуговых разрядов в масле. Продолжение эксплуатации трансформатора могло привести к критическим последствиям. На основании комплекса испытаний, выполненных НИЦ «ЗТЗ-Сервис», было сделано заключение о том, что проблема связана с магнитным потоком рассеяния. Было рекомендовано провести опыт Heat Run Test, чтобы определить возможность дальнейшей эксплуатации трансформатора. Результаты (Таблица 4) показали, что увеличение нагрузки приводит к интенсивному увеличению температуры вблизи места расположения дефекта. Трансформатор был оставлен в эксплуатации с ограничением нагрузки.

Таблица 4. Опыт Heat Run Test трансформатора 250 МВА

Нагрузка	Газы, растворенные в масле, ppm						
	CO2	CO	H2	CH4	C2H4	C2H2	C2H6
60 % от номинальной	1329	152	695	1274	2820	Следы	297
Номинальная	1298	127	534	1518	3034	33	354

Случай №4. Оценка серьезности газовой выделения в трансформаторе 300 МВА 500 кВ.

В одном из двух подобных автотрансформаторов броневое типа наблюдалась генерация дефектных газов, что наиболее вероятно было связано с наличием ЧР, локального нагрева масла и деструкции целлюлозы. Продолжение эксплуатации обоих трансформаторов было крайне необходимым. Возникла проблема: насколько серьезны аномальные симптомы? Будут ли они развиваться и оказывать влияние на изоляционную систему? Для оценки проблемы было рекомендовано измерить ЧР электрическим методом. Измерения были выполнены НИЦ «ЗТЗ-Сервис» с использованием анализатора ЧР фирмы Cutler-Hammer [15]. Анализ характеристик ЧР (Таблица 6) указал на дефектное состояние трансформатора.

В частности, прогнозировалось сильное загрязнение масла (на основании высокой частоты повторения импульсов), а также наличие источника ЧР на фазе U вблизи зажима ВН. Однако измеренный уровень ионизации не мог привести к сильному разрушению изоляционных материалов и вызвать такую скорость газообразования. Было сделано заключение о том, что проблема не связана с ЧР в главной изоляции, и трансформатор может эксплуатироваться в течение некоторого времени (по меньшей мере, год).

К сожалению, оказалось невозможным выполнить измерения ЧР на полностью нагруженном трансформаторе, чтобы увидеть возможную зависимость источника ЧР от потока рассеяния.

Таблица 5. Результаты ХАРГ трансформатора 300 МВА, 500 кВ

Объект	Дата	H2	CH4	C2H6	C2H4	C2H2	CO	CO2
		[ppm]						
T1RS	27.09.97	1	1	4	1	1	4	49
T1RS	17.10.97	53	2	1	1	2	46	235
T1RS	12.11.97	154	6	2	3	2	105	684
T1RS	14.05.98	447	32	11	23	1	580	1920
T1RS	30.06.98	563	151	50	148	1	605	1757
T1RS	23.07.98	557	155	45	156	<1	588	1720
T1RS	02.09.98	674	204	70	217	<1	722	2174

Таблица 6. Результаты измерений ЧР в трансформаторе 500 кВ (22.07.98 г)

Объект	Датчик	Шум, пКул	Макс.амплитуда импульса, пКул	Частота повторения (имп/период)	Мощность ЧР, мВт
T1RS, Газообразование	Ввод U	127	1270	100	107
	Ввод V	127	225	1000	471
	Ввод W	142	252	1800	806
	Нейтраль	37.8	0	0.759	0.00046

Случай № 5. Оценка состояния трансформатора после тяжелого короткого замыкания. Трансформатор 250 МВА, 330/150 кВ после 12 лет эксплуатации подвергся сильному короткому замыканию из-за повреждения грозового разрядника во время урагана. Были выполнены следующие диагностические процедуры:

- Анализ конструкции: оценка запасов механической прочности. Было обнаружено, что слабым местом трансформатора является общая обмотка, у которой может быть недостаточный запас прочности в случае ослабления прессовки,

- Оценка изменения реактанса рассеяния при смещении общей обмотки. Результаты показаны на Рис. 3 в виде относительного изменения индуктивного сопротивления КЗ между последовательной обмоткой (SW) и общей обмоткой (CW), общей обмоткой и третичной обмоткой (TW), а также последовательной обмоткой и третичной обмоткой.

- Были исследованы три состояния:

> Обратимое изменение диаметра обмотки на 5 мм (бездефектное состояние),

> Изменение диаметра обмотки на 5-10 мм – возможно смещение (дефектное состояние),

> Изменение диаметра обмотки более чем на 10 мм – критичное неисправное состояние.

Деформация общей обмотки приводит к увеличению индуктивного сопротивления КЗ между последовательной и общей обмотками и к снижению индуктивного сопротивления КЗ между общей и третичной обмотками, а также между третичной и последовательной обмотками.

- Измерение индуктивного сопротивления КЗ (Таблица 7).

Таблица 7. Измерение индуктивного сопротивления КЗ в трансформаторе 250 МВА

Измерение	Фаза	Z_L, Ω	Паспортные данные, Ω	$\Delta Z_L, \%$
Общая обмотка – третичная обмотка	A	39.08	41.74	-6.37
	B	41.40		-0.80
	C	42.19		1.06
Последовательная обмотка – общая обмотка	A	46.62	44.46	4.87
	B	45.54		2.44
	C	45.23		1.73
Третичная обмотка – последовательная обмотка	A	226.45	231.88	-2.34
	B	229.77		-0.91
	C	234.74		1.23

Результаты испытаний показали явные признаки деформации общей обмотки фазы А, что было подтверждено внутренним осмотром. Поскольку состояние обмотки не было критичным, а также учитывая отсутствие резервного трансформатора, было принято решение о продолжении эксплуатации трансформатора. До настоящего времени трансформатор находится в работе.

Выводы

Структура контроля по состоянию представляет собой систему вопросов, ответы на которые позволят выявить возможные дефектные состояния, вызывающие нарушение хотя бы одного из функциональных свойств трансформатора.

Необходимо четко определить характеристики дефектного состояния с учетом его возможного перехода в поврежденное состояние.

Основой системы диагностики и мониторинга трансформатора является модель повреждений, которая определяет возможные дефекты и «слабые места» в оборудовании конкретного типа на основании анализа конструкции и истории эксплуатации.

Для удовлетворения растущих требований энергетических предприятий к экономичному и надежному обслуживанию необходимо совершенствовать методы диагностики и контроля оборудования.

Для оценки и продления срока службы оборудования могут быть рекомендованы некоторые новые (нетрадиционные) методы.

Опыт показал, что во многих случаях может быть найдено обоснованное решение, позволяющее продолжить эксплуатацию трансформатора даже при наличии явных признаков аномалий.

Литература

1. E. Savchenko and V. Sokolov “Effectiveness of Life Management Procedures on Large Power Transformers”, *CIGRE SC12 Colloquium, 1997, Sydney*
2. CIGRE WG 12.18 “Life Management of Transformers Activity- Overview”, *CIGRE SC12 Colloquium, 1997, Sydney*
3. CIGRE WG 12.18 “Life management of Transformers, Draft Interim Report”, *CIGRE SC12 Colloquium, July 1999, Budapest*
4. IEEE “Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus-Part 1 : Oil Filled Power transformers, Regulators and Reactors”, *IEEE Std 62-1995*
5. R.F. Cameron, T.P. Traub, B.H. Ward “Update on EPRI Transformer Expert System (XVISOR)”, *EPRI Substation Equipment Diagnostic Conference VII, 1999*
6. V. Sokolov “Transformer Life Management Considerations”, *Proceedings of the 1997 CIGRE Regional Meeting, Melbourne, Australia*

7. J.D. Fyvie "Design Review to Determine the Short Circuit Capability of Power Transformers", *Proceedings of the CIGRE SC12 Colloquium, 1999, Budapest*
8. V Sokolov, V.Renev, E. Dudkin, A.Mostovschikov "Experience with Life Management of 750 kV GSU Transformers at the 1000 MW Units of Zaporozhskaya Nuclear Power Plant", *Proceedings of the 66th Annual International conference of Doble Clients, 1998, Sec.8-11*
9. V.V. Sokolov, Z. Berler, V. Rashkes "Effective Methods of the Assessment of the Insulation System Conditions in Power Transformers: A View Based on Practical Experience", *Proceedings of the EIC/EMCWE'99 Conference, October 26-28, 1999, Cincinnati, OH*
10. Leo J. Savio "Con Edison Experience with LTC Monitoring", *EPRI Substation Equipment Diagnostic Conference VII, 1999*
11. V. V. Sokolov and B. V. Vanin "Experience with In-Field Assessment Of Water Contamination of Large Power Transformers", *EPRI Substation Equipment Diagnostic Conference VII, 1999*
12. V. Sokolov, B. Vanin "Evaluation of Power Transformer Insulation through Measurement of Dielectric Characteristics", *Proceedings of the 63rd Annual International Conference of Doble Clients, 1996, Sec. 8-7*
13. V.Sokolov and B. Vanin "Evaluation and Identification of Typical Defects and Failure-Modes of 110-750 kV Bushings", *Proceedings of the 64th International Conference of Doble Clients, 1997*
14. A. Golubev, A. Romashkov, V. Tsvetkov, et al. "On-Line Vibro-Acoustic Alternative to the Frequency Response Analysis and On-Line Partial Discharge Measurements on Large Power Transformers", *Proceedings of the Techcon '99 Annual Conference, TJ/H2b, February 18-19, 1999, New Orleans, LA*
15. Z. Berler, A. Golubev, A. Romashkov, I. Blokhintsev "A New Method of Partial Discharge Measurement", *CEIDP-98 Conference, October 25-28, 1998, Atlanta, GA.*

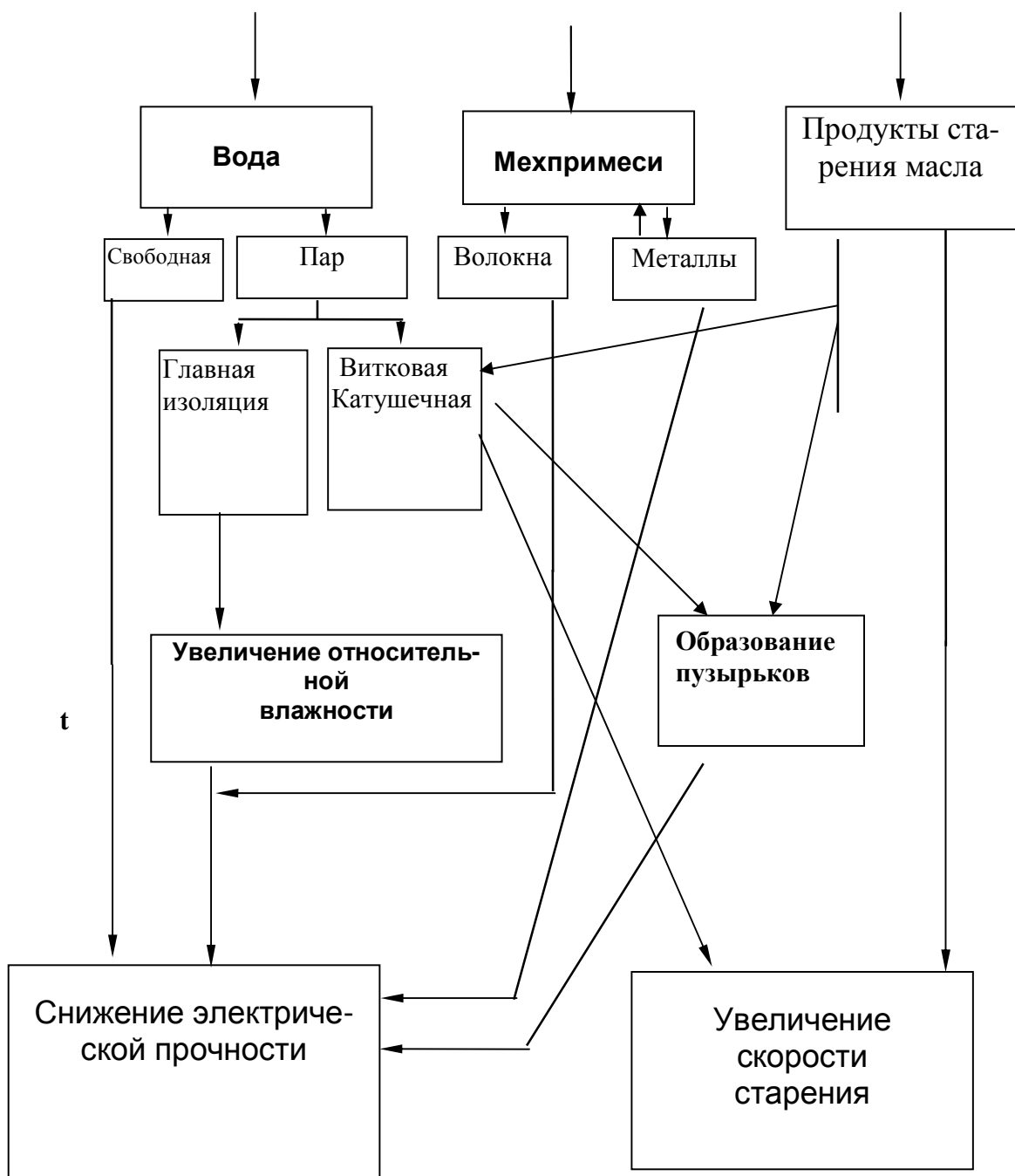
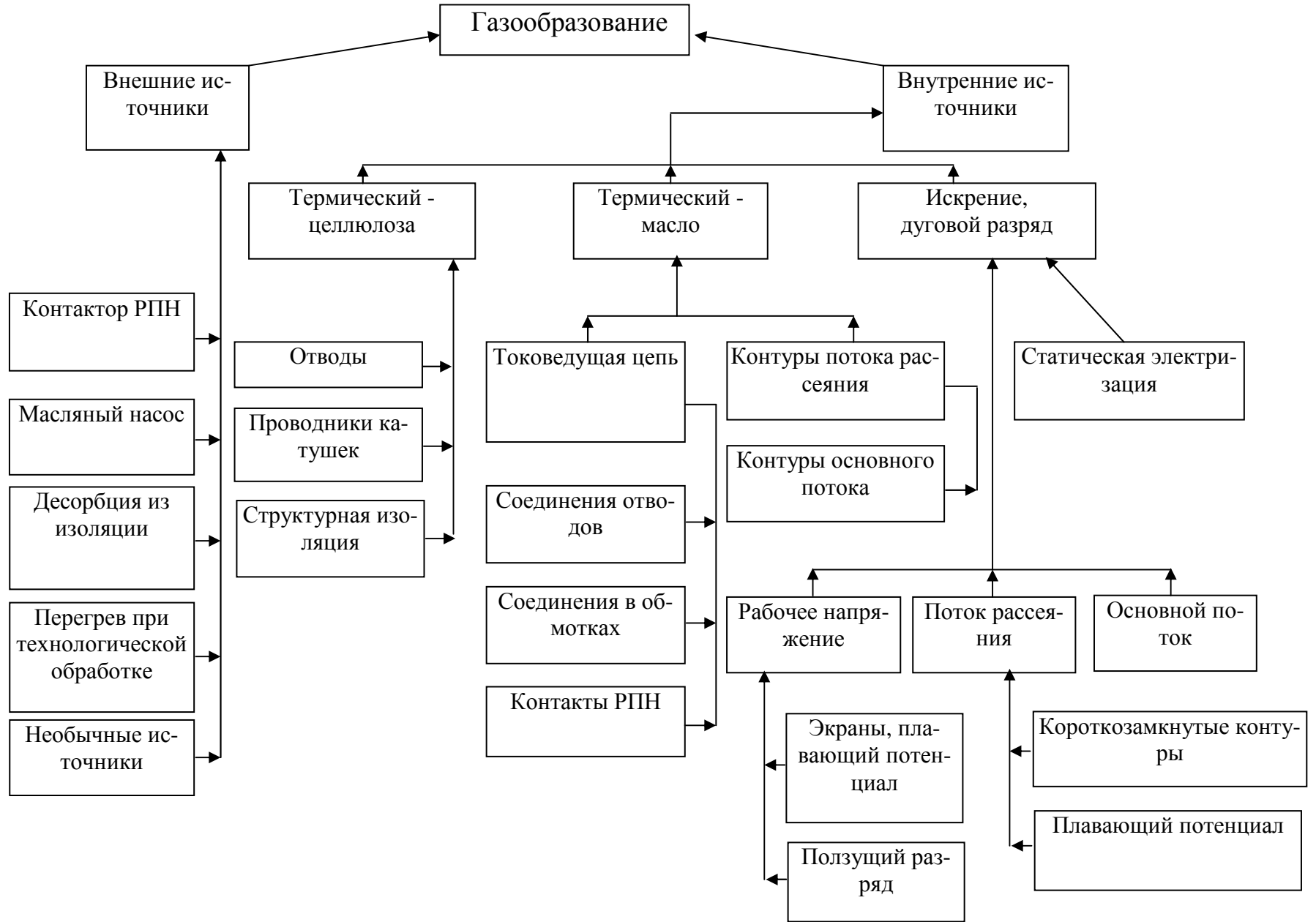
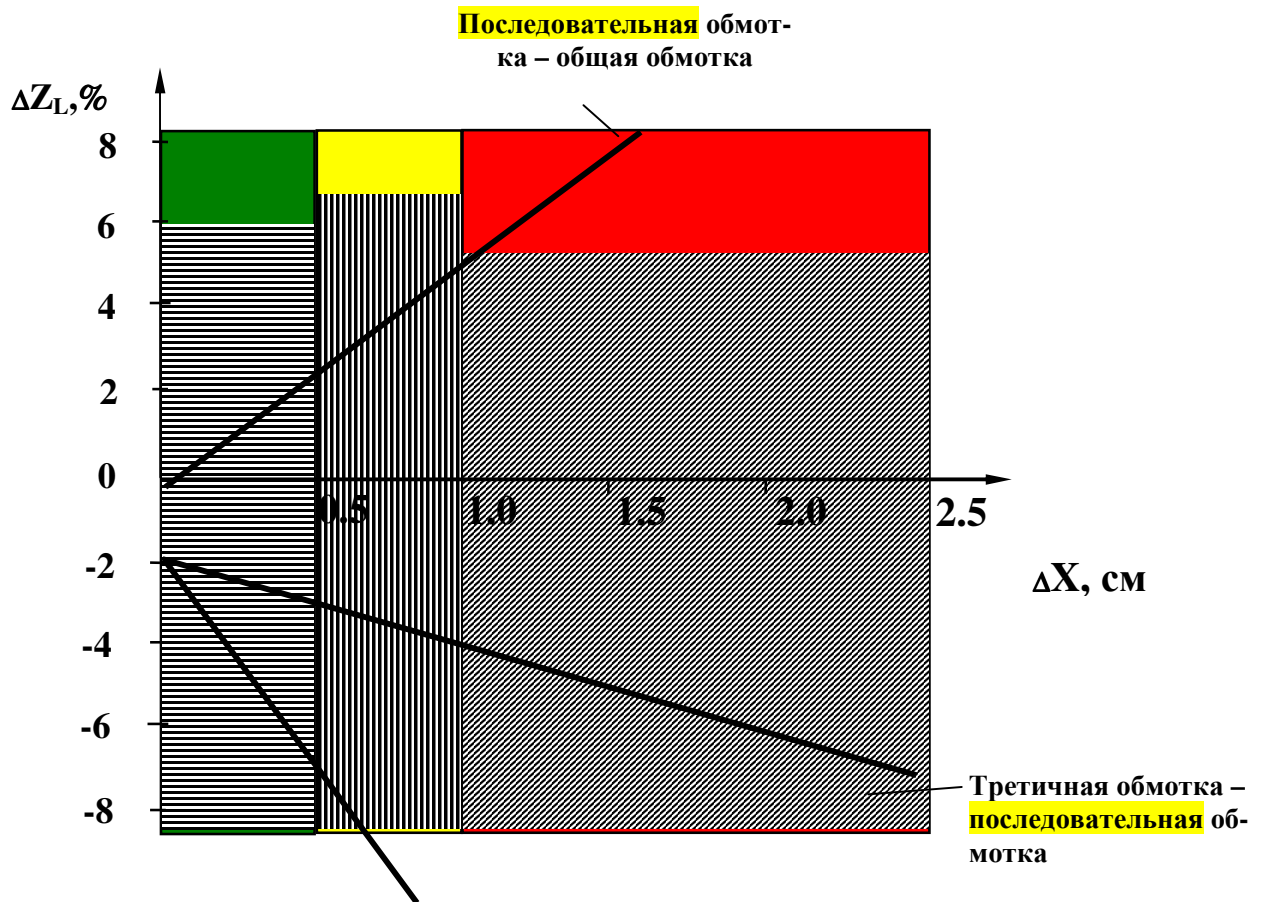
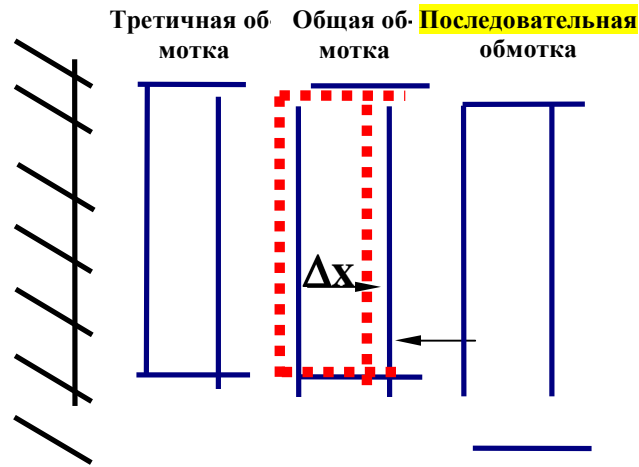


Рисунок 1. Опасное воздействие факторов деградации

Рисунок 2. Модель трансформатора, в котором происходит газообразование





/

Общая обмотка – третичная обмотка

Рисунок 3. Оценка относительного изменения сопротивления КЗ при смещении общей обмотки

Приложение 1

ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ПОВРЕЖДЕНИЙ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

СИСТЕМА, КОМПОНЕНТЫ	ДЕФЕКТ	ВИД ПОВРЕЖДЕНИЯ
----------------------------	---------------	------------------------

<p><u>Электромагнитная цепь</u> Магнитопровод Структурная изоляция Прессовка Магнитные экраны Цепь заземления Обмотки (витки, параллели)</p>	<p>Потеря прессовки Короткое замыкание (разрыв) в цепи заземления Аномальный циркулирующий ток Плавающий потенциал Старение изоляции пластин Деградация изоляции</p>	<p>Общий перегрев Местный нагрев Искрение/разряды Газообразование ↓ → Повреждение</p>
<p><u>Токоведущая цепь</u> Проводники обмотки, отводы, Соединения, контакты</p>	<p>Плохое соединение Плохой контакт Загрязнение контактной поверхности</p>	<p>Местный нагрев Разрыв цепи Короткое замыкание</p>
<p><u>Диэлектрическая система</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Главная изоляция • Продольная (витковая изоляция) • Изоляция отводов • Электростатические экраны 	<p>Сильное увлажнение Загрязнение масла Загрязнение поверхности Старение масла Старение целлюлозы ЧР низкой энергии</p>	<p>Разрушающие ЧР Локальный трекинг Ползущий разряд Сильное старение/перегрев целлюлозы Перекрытие</p>

<p><u>Механическая система</u> Обмотки Прессовка Крепление отводов</p>	<p>Потеря прессовки</p>	<p>Деформация обмотки радиальная осевая скручивание Повреждение изоляции</p>
<p><u>Система охлаждения</u> Теплообменник Насосы Вентиляторы Внешние и внутренние трубопроводы</p>	<p>Загрязнение Неправильное вращение Перегрев подшипников, повреждение неисправность Недостаточный поток мас- ла</p>	<p>Недостаточное охлаждение Общий перегрев Попадание продуктов рас- пада в масло</p>
<p><u>Вводы</u> Конденсаторный остов Поверхность остова, масло Проводник</p>	<p>Местный дефект: влага, воздух, перегрузка, X-воск Старение, нестабильность масла, перенасыщение загрязнение масла, влага, Старение, плохой контакт, перегрев, механическое повреждение</p>	<p>Ионизация Диэлектрический перегрев Тепловой пробой ↓ Перекрытие Взрыв</p>
<p><u>РПН</u> Привод, соединение вала, крепление Избиратель и реверсор Контактор</p>	<p>Перегрев контактов Загрязнение Износ контактов Загрязнение Механические дефекты</p>	<p>Обугливание Разряды Неисправность Диэлектрический пробой Неисправность</p>
<p><u>Система защиты и дыха- ния масла</u> Бак, расширитель, элементы защиты, трубопровод</p>	<p>Низкий уровень масла Недостаточное уплотнение</p>	