

Особенности контроля влагосодержания в масле и в твердой изоляции силовых трансформаторов в режиме мониторинга

Русов В.А., ООО ДИМРУС

Повышенное влагосодержание в баках силовых маслонаполненных трансформаторов является проблемой, которая может привести к значительному снижению эксплуатационной надежности работы и к повышению эксплуатационных затрат.

В первую очередь надо отметить, что появление повышенного влагосодержания в баке может привести к аварийному выходу трансформатора из строя. Причиной этого может быть возможное критическое снижение электрической прочности масла, появление коротких замыканий в обмотках трансформатора, выход из строя высоковольтных вводов.

Во-вторых, если концентрация влаги в баке и будет недостаточна для аварийного пробоя изоляции, то за счет ее влияния, как минимум, снизятся эксплуатационные параметры трансформатора, что в конечном итоге увеличит стоимость владения этим ответственным оборудованием.

Можно выделить наиболее важные проблемы эксплуатации силовых трансформаторов, возникающие из-за влияния повышенного влагосодержания:

- ❑ Избыточная влажность изоляции обмоток трансформатора значительно уменьшает срок эксплуатации целлюлозы, в предельном случае до двух раз.
- ❑ Рост влагосодержания в изоляции обмоток снижает максимально допустимую рабочую температуру, которую может выдержать витковая изоляция. В большинстве случаев это приводит к снижению максимальной нагрузочной способности силового трансформатора.
- ❑ Наличие повышенного влагосодержания в баке силового трансформатора также приводит к усложнению и удорожанию сервисных и ремонтных работ, в состав которых необходимо будет включать длительную процедуру сушки изоляции.

Влагосодержание в твердой изоляции нового маслонаполненного силового трансформатора на выходе из производства и монтажа обычно составляет не более 1%.

В процессе эксплуатации трансформатора влагосодержание в твердой изоляции обмоток всегда повышается и к 25 годам может составить до 3% при норме не более 2%.

1. Существуют два основных источника появления влаги в баке трансформатора:

- Внешний источник воды, обусловленный недостатками конструкции и особенностями эксплуатации, которые приводят к проникновению атмосферной влаги в бак трансформатора. Скорость роста влажности твердой изоляции из-за такого проникновения влаги может составлять до 0,05 % в год.

- Внутренний источник свободной воды, обусловленный протеканием процессов старения/окисления в баке трансформатора. За полный цикл старения целлюлозы в твердой изоляции может накопиться до 0,75% влаги, а за счет окисления масла за этот же период в твердой изоляции может появиться до 1% (от массы изоляции).

В результате этих процессов, раньше или позже, при эксплуатации маслонаполненного оборудования встает вопрос о проведении достаточно трудоемкой процедуры сушки изоляции, во время которой удаляется излишняя влага из бака трансформатора.

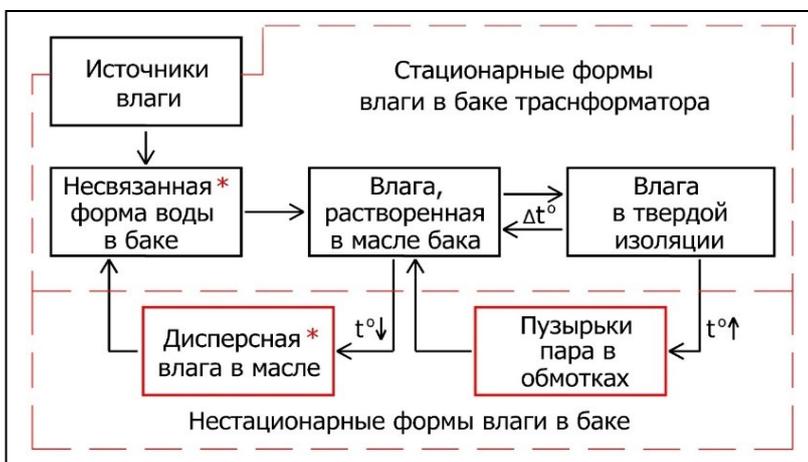
Основной объем влаги, присутствующей в трансформаторе, содержится в целлюлозной изоляции – до 98%. В трансформаторном масле содержание воды в среднем составляет около 2%. Такое распределение влаги приводит к усложнению процедуры контроля технического состояния трансформатора, особенно в режиме стационарного мониторинга, так как прямого доступа к изоляции обмоток трансформатора нет.

2. Формы существования воды в баке трансформатора значительно различаются и зависят от места локализации внутри бака. Можно выделить пять основных форм существования влаги в маслонаполненных трансформаторах, имеющих разную степень эксплуатационной опасности:

- ❑ Свободная или несвязанная вода внутри бака трансформатора. Она может поступать в бак в форме капель, в виде водяного пара или как продукт старения изоляции. Несвязанная вода всегда тяжелее масла

и находится внизу бака. Если она поступает в бак в виде пара, то конденсируется и тоже опускается на дно бака в виде капель (если они не растворятся в масле по мере своего движения вниз). Если свободная влага в баке непосредственно не соприкасается с изоляцией, то она не опасна для работы.

- ❑ Влага, растворенная в масле, относится к стационарной форме существования, так как вода может находиться в этой форме длительное время (она есть всегда!). Эта форма существования влаги не опасна для работы изоляционной системы трансформатора.
- ❑ Второй стационарной формой существования воды в баке трансформатора является влага, накопленная в твердой изоляции обмоток трансформатора. До определенного предела это тоже не опасная форма существования воды в баке трансформатора.
- ❑ Дисперсная (мелкокапельная) форма существования воды в масле бака является нестационарной, возникающей при определенных сочетаниях технических и эксплуатационных параметров трансформатора. Это наиболее опасная для эксплуатации трансформатора форма воды в баке трансформатора, особенно при низких температурах.
- ❑ Также нестационарными являются паровые пузырьки внутри обмоток работающего (нагруженного) силового трансформатора, возникающие при перегреве переувлажненной обмотки выше точки кипения. Это опасная для эксплуатации форма существования влаги в баке трансформатора.



Свободная и дисперсная влага при низких температурах также может существовать в баке трансформатора в виде льда или изморози, но для простоты понимания процессов на данном рисунке они не выделены как отдельные нестационарные формы существования воды.

С точки зрения надежности эксплуатации высоковольтного оборудования наиболее важным является пробойное напряжение изоляционных промежутков с маслом, определяющее стойкость к воздействиям высоких рабочих напряжений и импульсных перенапряжений. Этот эксплуатационный параметр в максимальной степени связан с появлением

нестационарных форм существования влаги в баке силового трансформатора.

3. В процессе эксплуатации маслонаполненного бакового электрооборудования происходит практически непрерывная миграция влаги между различными формами ее существования.

Основные причины для возникновения миграции влаги:

- ❑ Поступление в бак трансформатора новых порций свободной влаги.
- ❑ Изменение температуры бака из-за смены текущей рабочей нагрузки трансформатора или температуры окружающей среды.

Опасные для эксплуатации трансформатора формы существования влаги в баке на приведенной схеме возможных путей миграции отмечены красным цветом.

С точки зрения осуществления стационарного диагностического мониторинга трансформаторов и предиктивной аналитики наиболее важным вопросом является определение оптимального времени проведения сушки обмоток, когда обязательно или рекомендательно проводить такую процедуру.

При прогнозировании сроков проведения циклов сушки изоляции приходится не просто использовать рекомендованные значения параметров влагосодержания, а обязательно учитывать индивидуальные особенности изоляционных систем контролируемого трансформатора и условия его эксплуатации.

4. Проведение диагностических работ, связанных с оценкой влияния влаги, растворенной в масле бака, на текущее техническое состояние трансформатора, сильно затрудняется неоднозначностью количества воды, которое растворено в данный момент, или может быть предельно растворено в данном масле, при текущих эксплуатационных параметрах.

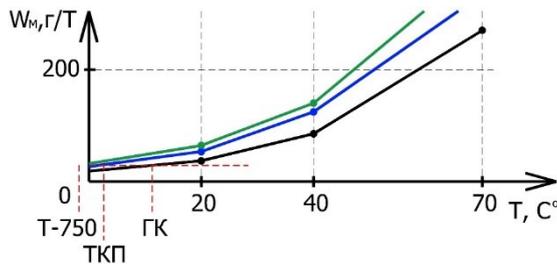
Для различных марок масла с разным сроком эксплуатации абсолютные и относительные значения концентрации растворенной влаги могут сильно различаться.

Количество растворимой влаги в масле зависит от марки масла и срока его эксплуатации, а также от температуры бака трансформатора. Увеличение температуры бака и содержания в масле ароматических углеводородов увеличивает растворимость воды.

Повышение влагосодержания в баке трансформатора может снижать электрическую прочность масла, особенно в присутствии механических частиц и, особенно, длинных волокон целлюлозы, превращая их в проводящие «микромостики», которые за счет влияния электромагнитного поля могут собираться в аварийно опасный «проводящий мост».

Также наличие повышенного содержания влаги в баке трансформатора в определенных случаях может значительно снижать напряжение «зажигания» частичных разрядов.

В условиях эксплуатации трансформаторов растворенная влага в масле, как и газы, концентрируется в наиболее напряженных местах, что снижает достоверность контроля этого важного для диагностики параметра в режиме непрерывного мониторинга.



На рисунке условно приведены графики максимальной растворимости влаги в масле трех наиболее распространенных марок в зависимости от температуры бака трансформатора.

Эти кривые соответствуют 100% пределу растворимости воды в масле. Они показывают, какое количество воды может максимально раствориться в масле при заданной температуре.

Если при 100% абсолютной концентрации влаги в масле бака трансформатора скачкообразно увеличить температуру – то относительная концентрация станет меньше 100%, а абсолютное влагосодержание не изменится. А если при этих же условиях температуру бака трансформатора уменьшить, то при неизменном абсолютном количестве влаги в масле относительная концентрация влаги должна стать больше 100%, что невозможно. Для соблюдения равновесия избыточная влага, превышающая 100%, распределена выделится во всем объеме масла в виде мелкодисперсной фазы, в виде небольших капелек воды, т.е. в виде «росы».

Из рисунка видно, что температура возникновения мелкодисперсной фазы воды в масле для разных марок масла, при прочих равных условиях, может значительно изменяться. Этот параметр в основном связан с процентным содержанием ароматических составляющих, которое максимально для масла марки Т-750. Это обеспечивает для данного масла наиболее низкую температуру возникновения мелкодисперсной формы воды в баке трансформатора. Худшим с этой точки зрения является масло марки ГК, в котором дисперсная фаза влаги возникает при сравнительно более высоких температурах бака трансформатора.

Если температура бака трансформатора будет изменяться достаточно медленно, то избыточная влага из масла успеет перейти в твердую изоляцию обмоток трансформатора, и никакой мелкодисперсной фазы влаги в масле бака трансформатора не возникнет.

Под влиянием электромагнитного поля в баке капельки воды поляризуются, начинают ориентироваться во внешнем поле, выстраиваться в цепочки, притягиваться и осаждаться на высоковольтных электродах. Эти процессы уменьшают эффективную ширину изоляционных промежутков в баке и могут привести к их аварийному пробоя.

Особенно опасны процессы образования мелкодисперсной влаги при отрицательных температурах бака трансформатора, когда возникающие капельки воды кристаллизуются и значительно увеличиваются в размерах, что еще больше снижает величину пробойного напряжения масла за счет сокращения эффективных изоляционных промежутков.

5. Эксплуатационные особенности возникновения мелкодисперсной фазы воды в масле для работающего трансформатора:

- Наиболее опасен режим быстрого отключения нагретого трансформатора, после которого вероятность последующего аварийного пробоя изоляции при включении трансформатора при низких температурах очень велика.
- Если трансформатор после снятия нагрузки отработал достаточно длительный период времени на холодном ходу, в течение которого избыточная влага из масла успела мигрировать в твердую изоляцию, то вероятность возникновения мелкодисперсной формы влаги и возможной аварии для холодного трансформатора значительно снижается.
- Если все же необходимо включать холодный трансформатор, в котором возможно наличие воды в дисперсной фазе (а это бывает практически всегда!), то необходимо предварительно нагреть трансформатор до положительных температур и выдержать его в таком состоянии в течении времени, достаточного

полного для исчезновения дисперсной влаги за счет или растворения большего количества воды в масле, или миграции влаги в твердую изоляцию

Игнорирование этих достаточно простых правил грамотной эксплуатации силовых трансформаторов при низких температурах неоднократно приводило к авариям.

На практике все выглядит несколько лучше. Мощные силовые трансформаторы имеют большую массу и теплоемкость, в результате чего при их отключении процесс остывания до температуры окружающей среды занимает достаточно длительное время, иногда до нескольких суток. В течение этого временного интервала избыточная влага из масла обычно успевает перейти в твердую изоляцию, в результате мелкодисперсная форма влаги в баке трансформатора не возникает.

Для определения возможности безаварийного включения «холодного» силового трансформатора в работу в системе диагностического мониторинга необходимо предусматривать использование датчика контроля влагосодержания в масле бака. Если этот датчик перед включением трансформатора будет показывать 100% относительное влагосодержание, то в баке трансформатора возможно присутствие дисперсной влаги, и включать трансформатор в работу нельзя. Безаварийное включение трансформатора возможно при влагосодержании в масле меньшем чем 100%.

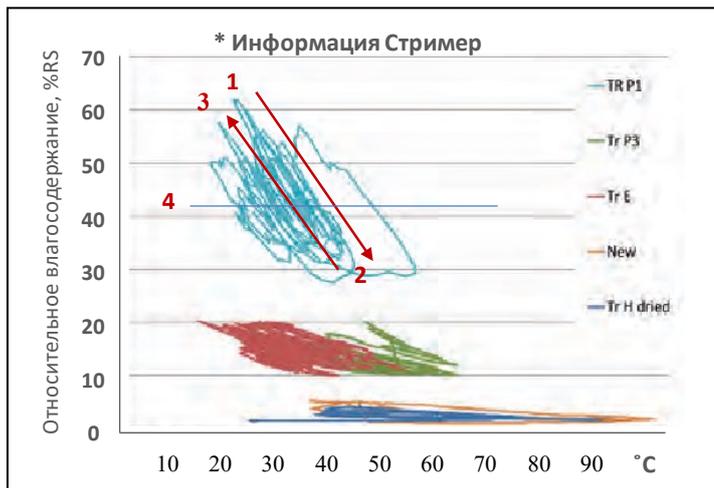
Датчик контроля влагосодержания системы мониторинга должен быть непосредственно установлен на баке трансформатора. Использование информации от датчиков влагосодержания, имеющихся в приборах контроля концентрации растворенных газов, может привести к большой погрешности по причине различных процессов миграции влаги в баке трансформатора и в масляной камере газоанализатора, где твердой изоляции (бумаги) нет.

6. Связь относительного влагосодержания в масле бака с температурой работающего трансформатора.

Связь между температурой масла и относительным влагосодержанием работающего трансформатора может быть линейной, а может иметь гистерезис. Это может быть выявлено только при помощи систем диагностического мониторинга.

На рисунке приведены графики связи влагосодержания в масле с температурой бака трансформатора в режиме непрерывного мониторинга, позаимствованные из рекламного буклета фирмы Стример. Информация приведена для пяти трансформаторов, имеющих различное влагосодержание в масле бака, у которых по разным причинам изменялась температура бака. Эти кривые представлены на рисунке разным цветом.

Для примера можно проанализировать зависимость влажности от температуры для трансформатора с наибольшей концентрацией влаги, на рисунке это верхний график. На этой зависимости можно выделить два основных характерных участка:



- Участок 1-2 соответствует повышению температуры бака с пропорциональным уменьшением относительного влагосодержания в масле при неизменном абсолютном количестве влаги в масле. Эта зависимость на графике близка к прямой линии, т. е. связь между двумя параметрами почти пропорциональная.

- На участке 2-3 при тех же условиях происходило снижение температуры бака трансформатора и повышение относительного влагосодержания в масле. Рабочая точка на графике возвращается практически в исходное положение.

Эти две практически прямые линии соответствуют быстрому изменению температуры масла,

например, при скачкообразном повышении нагрузки трансформатора. Причем нагрузку сначала повысили, а когда трансформатор нагрелся, ее достаточно быстро снизили. За время этого цикла изменения температуры бака влага из твердой изоляции не успела перейти в масло (при нагреве бака трансформатора), и влага из масла не успела перейти в твердую изоляцию (при охлаждении бака).

Среднее значение этих двух линий 4 пропорционально текущему влагосодержанию в твердой изоляции. Размах от среднего значения определяется диапазоном изменения температуры трансформатора. В данном случае он примерно составляет $\pm 40\%$ от среднего значения. Для всех других масел размах колебаний влагосодержания при таком же колебании температуры остается примерно одинаковым в процентном отношении от среднего значения.

Если трансформатор будет достаточно долго работать при новом значении температуры, то процессы миграции влаги из масла в твердую изоляцию или наоборот, будут более значимыми. В результате будет изменяться влагосодержание в твердой изоляции (уровень 4), и линии 1-2 и 2-3 разойдутся, создав аналог петли гистерезиса. Чем дольше будет нахождение трансформатора в новой максимальной или минимальной температурных рабочих точках, тем шире будет гистерезис и, возможно, будет больше смещение линии 4, соответствующей влагосодержанию в твердой изоляции.

7. Для предотвращения аварий силовых трансформаторов по причине снижения электрической стойкости масла при появлении дисперсной фазы воды в системах мониторинга должны быть предусмотрены две функции, позволяющие рассчитать возможность появления критического объема такой формы влаги в масле:

- Перед включением холодного трансформатора, особенно при отрицательных температурах, необходимо контролировать относительное влагосодержание в масле. Необходимость такого контроля обоснована выше в разделе 5.
- Перед выводом трансформатора из работы и его отключением необходимо рассчитывать минимально допустимую температуру окружающей среды, при которой возможно повторное безаварийное включение данного силового трансформатора.

Эта минимально допустимая для безаварийного включения температура окружающей среды является сложной функцией параметров масла, текущих значений влагосодержания в масле и рабочей температуры бака трансформатора. Для расчета этой температуры окружающей среды лучше использовать общепринятый алгоритм расчета «точки росы» для влаги, растворенной в масле бака, хотя он не всегда будет обеспечивать необходимую точность расчета.

В соответствии с этим алгоритмом определяется температура, при которой относительное влагосодержание в масле будет равным 100%, ниже которой возникнет эффект «росы» в масле. При еще большем снижении температуры бака избыточная влага будет переходить в мелкодисперсную форму, опасную для работы трансформатора.

Важно понимать, что если во время нахождения трансформатора в отключенном состоянии будет хотя бы кратковременное снижение температуры бака ниже точки росы, пусть даже затем температура масла повысится, включать трансформатор в работу без дополнительного прогрева проблематично. Это обусловлено тем, что переход влаги в мелкодисперсную фазу точно произойдет внутри всего объема масла, а вот обратный переход капель в растворенное состояние может и не произойти, так как процессы перемешивания в баке отключенного трансформатора минимальны и могут быть недостаточными для растворения всех возникших в масле капель воды.

Предварительный прогрев трансформатора обязательно должен проводиться до достижения положительных температур, необходимых для устранения ледяных форм влаги в масле.

8. Контроль влагосодержания в масле бака трансформаторов в системах мониторинга обычно производится при помощи датчиков, входящих в состав анализаторов концентраций растворенных в масле характерных газов, обобщенно называемых хроматографами.

Это возможно потому, что внутренние объемы этих приборов конструктивно связаны с маслом в баке трансформатора. В процессе работы газоанализаторов объем масла в приборе постоянного обновляется и дополнительных проблем с монтажом датчиков влажности масла нет.

Недостатком использования в системах мониторинга информации от датчиков влажности масла, смонтированных в хроматографах, является низкая точность расчетов, потому что масло в них дополнительно нагревается (или охлаждается) для лучшей экстракции газов.



Более оптимальным является вариант использования специализированных датчиков контроля влагосодержания в масле, устанавливаемых на баке трансформатора. Чувствительный элемент этих датчиков находится непосредственно в масле бака. В качестве примера здесь приведена фотография датчиков марки ТНМ-1 и ТНМ-2 фирмы ДИМРУС.

Первый датчик ТНМ-1 позволяет контролировать влагосодержание в масле бака трансформатора, а второй ТНМ-2 дополнительно контролирует влагосодержание в образце твердой изоляции, смонтированной в чувствительном элементе датчика.

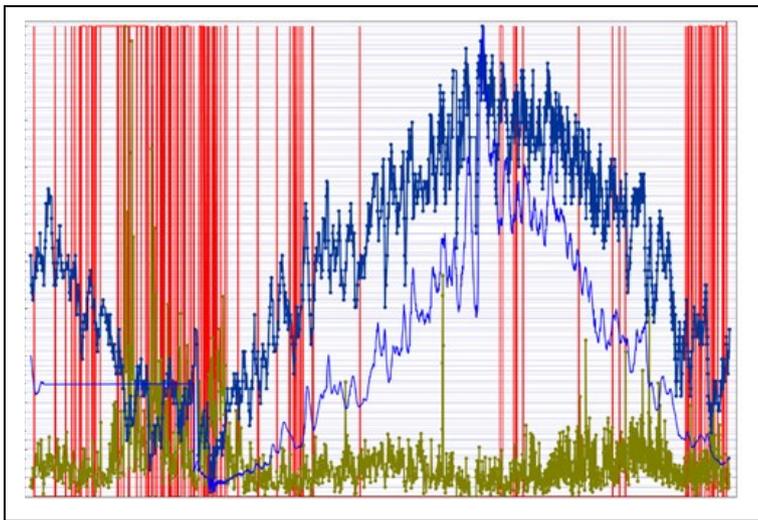
Несмотря на многообразие конструктивных исполнений датчиков контроля влагосодержания в масле производства различных фирм, в настоящее время практически все они основаны на одинаковом чувствительном элементе, реализованном в виде компактной современной микросхемы. Эта микросхема контролирует диэлектрическую проницаемость масла.

Датчики на основе этой микросхемы имеют приемлемую для целей мониторинга точность, а поскольку они также контролируют и температуру масла, то с их помощью рассчитываются абсолютное и относительное значения влагосодержания в масле бака силового трансформатора.

9. Пример влияния влагосодержания в масле на параметры частичных разрядов, выявленный при помощи системы мониторинга.

Одной из причин еще существующего на практике негативного отношения к системам контроля частичных разрядов в изоляции силовых трансформаторов является внешне непредсказуемое «появление и исчезновение» разрядов. Такая «непредсказуемость», возникает обычно из недостаточного глубокого анализа технологических параметров, оказывающих влияние на интенсивность частичных разрядов.

В качестве примера ниже приведен практический случай влияния на параметры частичных разрядов процессов накопления и миграции влаги в баке трансформатора. Такой анализ стал возможен только при рассмотрении результатов работы систем мониторинга.



Пользователь системы мониторинга марки TDM обращался к нам с просьбой выявить причины периодического возникновения и исчезновения частичных разрядов в одном из эксплуатируемых силовых трансформаторов. После того, как таких трансформаторов стало несколько, сотрудники фирмы ДИМРУС провели более подробный анализ таких случаев, делая упор на связь параметров частичных разрядов с эксплуатационными параметрами самого трансформатора.

График изменения технологических и диагностических параметров контролируемого силового трансформатора на интервале времени

14 месяцев, зарегистрированных системой мониторинга TDM, приведен на рисунке.

На этом рисунке цветом обозначены следующие параметры:

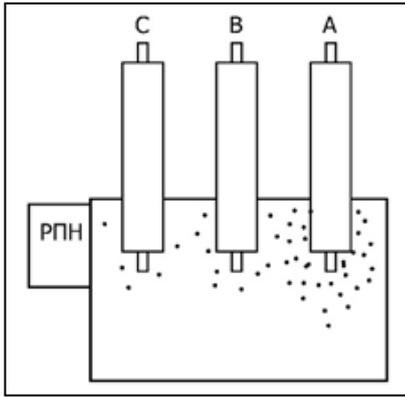
- Красный – интенсивность частичных разрядов в фазе А в относительных единицах.
- Тёмно-синий – температура верхних слоев масла, °С.
- Светло-синий – относительная влажность масла, ppm.

Основные технологические и эксплуатационные особенности, которые приводят к появлению частичных разрядов в контролируемом силовом трансформаторе:

- Неполная нагрузка трансформатора по технологическим параметрам.
- Понижение температуры бака до отрицательных значений в зимний период эксплуатации.
- Появление частичных разрядов сначала на фазе А, затем на фазе В и уже потом на фазе С.
- Тип дефекта по результатам работы встроенной экспертной программы системы TDM – разряд на высоковольтном электроде.

Работа недогруженного силового трансформатора при низких температурах сопровождается пониженной интенсивностью газо- и влаго- обмена. Поэтому причиной появления частичных разрядов в данном случае (вероятнее всего) является возникновение дисперсной влаги в локальных зонах бака трансформатора с относительно пониженными температурами.

Если рассмотреть схематический продольный разрез бака силового трансформатора, в котором наблюдается появление таких частичных разрядов, то можно обнаружить, что обмотка и ввод фазы А конструктивно являются «крайними». Они располагаются с противоположной стороны бака относительно РПН, значит охлаждаются наиболее интенсивно.



Выступающая часть высоковольтного ввода фазы А, находящаяся снаружи бака, остывает сильнее, чем температура внутри бака, поэтому она является катализатором возникновения дисперсных капелек влаги, сосредоточенных вокруг нижней части ввода. Переход растворенной влаги из масла в дисперсную форму не происходит одновременно во всем объеме бака, он начинается вокруг ввода фазы А. Соответственно именно в этой зоне начинают возникать частичные разряды типа «разряд на высоковольтном электроде».

Поскольку процессы перемешивания масла в баке ненагруженного трансформатора при низких температурах замедлены, частичные разряды остаются локальными. Если температура бака понизится еще, то разряды начнут возникать и вокруг ввода фазы В, а затем и фазы С.

Отсюда следует практическая рекомендация для эксплуатационных служб: для предотвращения возникновения частичных разрядов в зимний период эксплуатации необходимо провести сушку изоляции такого трансформатора в летний период.

Интересной особенностью этого практического случая является то, что относительное влагосодержание в масле в момент возникновения частичных разрядов, согласно показаниям датчика влагосодержания, было низким, в два раза меньше критического значения, что сначала значительно затруднило поиск возникновения нестационарных частичных разрядов. Причиной этого явилось то, что влагосодержание в масле у данного трансформатора контролировалось при помощи датчика, установленного в газоанализаторе. Это еще раз подтвердило, что такие датчики могут давать большую погрешность, так как проводят измерения в абсолютно других условиях.

Основных причин возникновения погрешности две: во-первых, масло в камере приборов для лучшей экстракции газов всегда перед обработкой нагревается, при этом не учитывается, что растворимость влаги в масле изменяется в процессе эксплуатации. Во-вторых, поскольку при низких температурах газообмен в масле бака сильно замедляется, то большинство газоанализаторов обычно принудительно отключается на период работы трансформатора в условиях экстремально низких температур.

По этим причинам еще раз необходимо повторить, что для повышения достоверности в системах диагностического мониторинга предпочтительнее использовать автономные датчики контроля влагосодержания в масле, устанавливаемые непосредственно в баке трансформатора.

10. Влияние влагосодержания в твердой изоляции трансформатора на его эксплуатационные параметры.

Вне зависимости от того, каким образом влага появилась в баке трансформатора, рано или поздно большая часть ее сосредоточится в твердой изоляции обмоток трансформатора. Это касается не только влаги, возникающей в изоляции обмоток при старении целлюлозы. Вся влага в баке трансформатора, образно выражаясь, «собирается маслом по всему трансформатору и складывается в твердой изоляции обмоток». Предельная концентрация влаги в изоляции обмоток может составлять до 17% от массы всей целлюлозы.

Повышение влагосодержания в твердой изоляции обмоток трансформатора приводит к двум негативным последствиям:

- ❑ Во-первых, чем больше будет влаги в изоляции, тем быстрее она будет стариться: влага является одним из катализаторов деградации целлюлозы.
- ❑ Во-вторых, при достаточно высокой концентрации влаги, начиная от 3-4%, при высокой температуре проводников обмотки возможно закипание воды в изоляции и выделение пузырьков пара в зазор между слоями обмотки. Эти пузырьки уменьшают эффективную ширину изоляции между слоями и могут привести к пробое промежутков. (При такой влажности электрическая прочность межвитковой изоляции в слоях обмотки еще достаточна для безаварийной работы трансформатора.)

Температура возможного возникновения пузырьков водяного пара в изоляции обмоток является сложной функцией большого количества технических и эксплуатационных параметров. Она даже может значительно различаться в разных местах внутри обмоток трансформатора. Это обусловлено тем, потому что происходящие в обмотках процессы миграции влаги являются взаимно противоположными:

- ❑ С одной стороны, чем большую температуру имеет данная зона обмотки, тем выше вероятность появления в ней опасных пузырьков водяного пара.
- ❑ С другой стороны, чем выше температура данной зоны обмотки, тем ниже будет влагосодержание в ее изоляции относительно других зон обмотки (это происходит за счет более интенсивных процессов сушки

изоляции в этой зоне обмотки), как следствие в этой зоне будет выше температурный порог возникновения пузырьков пара между слоями изоляции обмотки.

Теоретически возможно использование трех различных методических подходов к проблеме определения влагосодержания в твердой изоляции обмоток силового трансформатора:

- ❑ Лабораторный метод измерения влагосодержания в образцах изоляции обмоток трансформатора, заложенных в бак на этапе его производства, или в элементах самой изоляции, полученных при проведении ремонтных работ.
- ❑ Расчетный метод, основанный на использовании кривых равновесного распределения влаги в масле и в твердой изоляции, например, с использованием кривых Ооммена. Для проведения таких расчетов необходимо наличие в масле бака трансформатора датчиков влагосодержания. Метод удобен для использования в системах мониторинга.
- ❑ Использование специализированных датчиков непосредственного оперативного контроля влагосодержания в твердой изоляции обмоток трансформатора, например, марки ТНМ-2 производства фирмы ДИМПУС. Применение таких датчиков в баке трансформатора является лучшим решением для использования в системах диагностического мониторинга.

Все эти три различных методических подхода к решению важной диагностической проблемы в силовых трансформаторах имеют свои конструктивные и диагностические достоинства и недостатки. Это:

- ❑ В первом случае, при проведении лабораторных анализов, это высокая точность, но, с другой стороны, это получение результатов один раз в несколько лет, значительная трудоемкость получения образцов изоляции и высокая цена. Для систем мониторинга метод не применим.
- ❑ Для расчетного метода определения влагосодержания в твердой изоляции характерна оперативность и дешевизна, но это нивелируется сравнительно невысокой точностью получаемых результатов. Также отсутствует возможность коррекции погрешности результатов расчетов, возникающей при изменении параметров масла в процессе эксплуатации трансформатора.
- ❑ Дешевизна и потенциально высокая эффективность являются достоинством специализированных датчиков контроля влагосодержания в твердой изоляции силовых трансформаторов. С другой стороны, до настоящего времени существует неоднозначность конструктивных решений, определяемая недостаточным опытом практической эксплуатации таких датчиков.

Невысокая точность расчета и прямого измерения влагосодержания в твердой изоляции значительно нивелируется разбросом пороговых значений, предлагаемых в существующих отечественных и международных стандартах, описывающих эту проблему.

В системах диагностического мониторинга обычно используется расчетный метод определения влагосодержания в изоляции обмоток трансформатора. Специализированные датчики контроля влагосодержания в масле и в твердой изоляции, например, марки ТНМ-2, используются реже, они еще недостаточно проверены практической эксплуатацией.

11. Контроль технического состояния и мониторинг влагосодержания в высоковольтных вводах с изоляцией бумага-масло.

В настоящее время в эксплуатации находится большое количество высоковольтных трансформаторных вводов, имеющих классическую бумажно-масляную изоляцию.

Эксплуатационные проблемы, возникающие с этими вводами, очень похожи на проблемы силовых маслonaполненных трансформаторов: одной из которых является появление влаги в масле и в бумажной изоляции ввода.

Маслонаполненные трансформаторные вводы являются достаточно уникальным оборудованием, у которого диагностические и браковочные параметры различаются:

- ❑ Тангенс угла потерь в изоляции ввода отражает ее техническое состояние. Наиболее часто увеличение этого параметра происходит из-за повышения влагосодержания во вводе, а также за счет старения целлюлозы и масла. Это диагностический параметр состояния ввода.
- ❑ Браковочным параметром для маслonaполненных вводов является увеличение емкости С1, которое происходит при замыкании обкладок, выравнивающих поле во вводе, между собой.

В силу особенностей конструкции и условий эксплуатации высоковольтных вводов трансформаторов с изоляцией бумага-масло прямое измерение влагосодержания в них при помощи специализированных датчиков

не производится. Использование периодического контроля влагосодержания в таких вводах во время проведения периодических испытаний, хотя и может производиться с высокой точностью, но не может быть применена в системах оперативного мониторинга.

Контроль технического состояния высоковольтных вводов силовых трансформаторов наиболее эффективно проводить в режиме непрерывного диагностического мониторинга, когда появляется возможность оперативно и с достаточной точностью аналитически выявлять все основные признаки ухудшения состояния, возникших из-за повышенного влагосодержания:

- Наиболее достоверный признак увеличения количества влаги во вводе - появление зависимости тангенса угла потерь от температуры. Это обусловлено связью растворимости влаги в масле с температуры, которая, в свою очередь, значительно влияет на параметры токов абсорбции в изоляции ввода.
- Как и для самих трансформаторов, признаком повышенного увлажнения может являться появление частичных разрядов при снижении температуры трансформатора (ввода).

Все эти параметры хорошо контролируются экспертной диагностической программой системы мониторинга. Это позволяет выявлять признаки появления увлажнения на достаточно ранних этапах их развития, что дает возможность в максимальной степени предупреждать возникновение аварийных режимов.

12. Особенности миграции влаги в трансформаторах, оснащенных вводами с RIP изоляцией.

Вводы с твердой изоляцией, которые в эксплуатации в основном представлены RIP изоляцией, являются более современными и удобными в эксплуатации, по сравнению со вводами с изоляцией бумага-масло. Но они имеют ряд специфических физических и конструктивных отличий, связанных с миграцией и накоплением влаги внутри ввода.

Одной из часто встречающейся проблем для таких вводов является увлажнение RIP изоляции во время хранения, которое происходит через нижнюю часть остова ввода, не имеющую дополнительной герметизирующей защиты. Конструкция ввода сделана так потому, что в процессе эксплуатации ввода эта часть находится внутри бака в масле и поэтому не нуждается в защите.

Обычно считается, что если остов ввода с RIP изоляцией увлажнился во время хранения, то высушить его и использовать в эксплуатации уже невозможно, он должен браковаться.

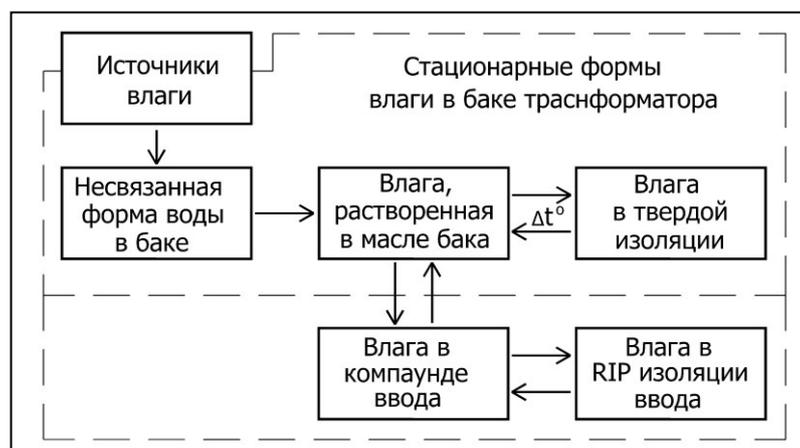


Схема миграции и модификации влаги внутри силового маслонаполненного трансформатора, если в рассмотрение дополнительно ввести вводы с RIP изоляцией, выглядит так, как это показано на рисунке.

Для высоковольтных трансформаторных вводов с внутренней изоляцией типа бумага-масло приведенная схема не подходит для анализа, так как вводы такой конструкции снизу защищены фарфоровыми крышками. По этой причине взаимного обмена влагой между внутренним объемом ввода и баком трансформатора у таких вводов не происходит.

Согласно приведенной на рисунке схеме миграции влаги в трансформаторе компаунд ввода является таким же переносчиком влаги внутри ввода, как и масло внутри бака. При помощи компаунда влага перемещается в крепированную бумагу, одним из основных назначений которой является формирование при изготовлении остова ввода изоляционных промежутков между проводящими обкладками.

Как уже отмечено выше, увлажнение изоляции ввода в процессе хранения происходит тогда, когда внутрь остова снаружи поступает атмосферная влага. Очевидно, что этот процесс может происходить и внутри бака трансформатора, когда ввод будет уже смонтирован. В этом случае в компаунд будет поступать влага, растворенная в масле бака.

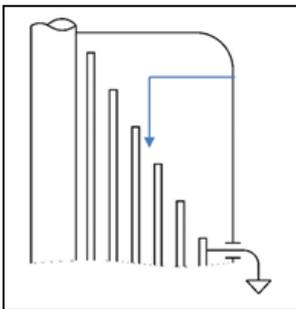
Влага накапливается внутри крепированной бумаги, а поскольку зазоры между слоями бумаги являются неравномерными, что предопределено свойствами неравномерной поверхности самой бумаги, то внутри остова ввода возможно возникновение частичных разрядов и, при определенных условиях и концентрациях влаги, даже аварийный пробой ввода.

Если такая схема миграции влаги внутри ввода с RIP изоляцией соответствует реальным процессам, то естественно можно предположить, что при определенных условиях влага из крепированной бумаги может через компаунд уходить в масло бака трансформатора, т. е. в процессе эксплуатации трансформатора может пойти процесс сушки изоляции ввода.

К сожалению, в имеющейся литературе не удалось обнаружить достаточно подробной информации по процессам движения влаги в твердом компаунде, поэтому приведенная здесь схема миграции влаги в трансформаторе, в котором установлены вводы с RIP изоляцией, пока еще не подтверждена реальными практическими исследованиями.

Вторая особенность накопления влаги во вводах с RIP изоляцией связана с небольшой скоростью движения влаги внутри твердого компаунда.

Конструктивной особенностью высоковольтных вводов является то, что в них основной изоляцией являются тонкие слои (масла или компаунда), расположенные между проводящими обкладками. Сама бумага (трансформаторная или крепированная с компаундом) больше является элементом конструкции.



В таком слоеном пироге перемещение влаги имеет свои особенности, заключающиеся в том, что влага может проникать в изоляцию только с торцов остова ввода. Радикальному проникновению влаги в остов ввода препятствуют металлические проводящие прокладки конденсаторного типа.

Скорость движения (миграции) влаги в масле между конденсаторными обкладками ввода будет значительно ниже, чем в баке трансформатора. А движение влаги в изоляционных промежутках с компаундом (и с крепированной бумагой) во вводах с RIP изоляцией будет еще ниже. Это приводит к тому, что увлажнение ввода с RIP изоляцией будет происходить сравнительно медленно (как и теоретически возможная сушка такой изоляции).

Поэтому увлажнение вводов с RIP изоляцией чаще всего происходит при длительном хранении таких вводов. Соответственно и сушить их придется также долго.

В соответствии с этим возникновение дефектов в изоляции таких вводов на начальных этапах увлажнения изоляции более всего вероятно в торцевых зонах остовов.

13. Диагностические признаки ухудшения технического состояния высоковольтных вводов силовых трансформаторов, которые необходимо контролировать при помощи технических и программных средств систем диагностического мониторинга:

- Изменение тангенса угла потерь в изоляции, особенно это важно для маслонаполненных вводов, где преобладают объемные проблемы.
- Выявление связи тангенса угла потерь в изоляции с температурой бака трансформатора – признака повышенного увлажнения изоляции.
- Регистрация и анализ параметров частичных разрядов в изоляции вводов, особенно это важно для RIP изоляции, где обычно преобладают локальные дефекты в изоляции.
- Связь параметров частичных разрядов в изоляции высоковольтных вводов с технологическими и эксплуатационными параметрами, особенно с температурой бака и влагосодержанием в изоляции вводов.

Только непрерывный контроль параметров высоковольтных вводов силовых трансформаторов может обеспечить эффективное управление эксплуатацией и минимизировать ущерб от последствий критического ухудшения их технического состояния.

Еще раз отметим, что единственным и достоверным параметром для работы аварийной защиты высоковольтных вводов является непрерывный мониторинг емкости ввода С1 при помощи систем типа КИВ.

14. Особенности процессов миграции влаги в масле входных коробок силовых трансформаторов с кабельными вводами.

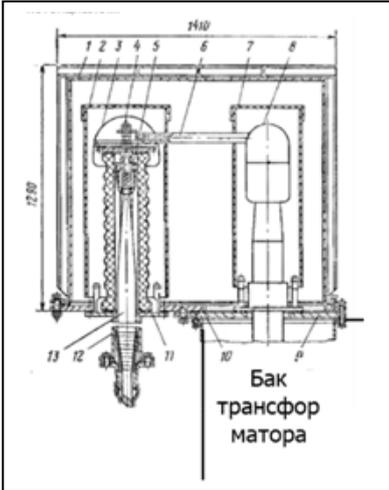
Кабельный ввод в силовой трансформатор представляет собой концевую кабельную муфту, введенную в промежуточную входную камеру трансформатора, заполненную маслом. Соединение токопроводов вывода трансформатора и концевой муфты кабеля производится в этой камере перемычкой. Обычно полости бака трансформатора и входной камеры концевой кабельной муфты не соединены между собой.

Такая как кажется внешне абсолютно надежная конструкция подвода высокого напряжения кабельной линией к силовому трансформатору на практике бывает причиной аварийного выхода из строя трансформатора.

Это связано с процессами модификации и миграции влаги во входной камере маслonaполненной кабельного ввода в трансформатор.

Эксплуатационный персонал обычно так описывает особенности работы трансформатора, предшествующие аварии с разрушением концевой кабельной муфты, повреждением высоковольтного ввода и самого силового трансформатора:

- Происходит скачкообразное снижение температуры бака силового трансформатора, вызванное теми или иными эксплуатационными причинами.
- Практически всегда наблюдается наличие отрицательной температуры окружающей среды, обычно от минус 20 градусов и даже ниже.



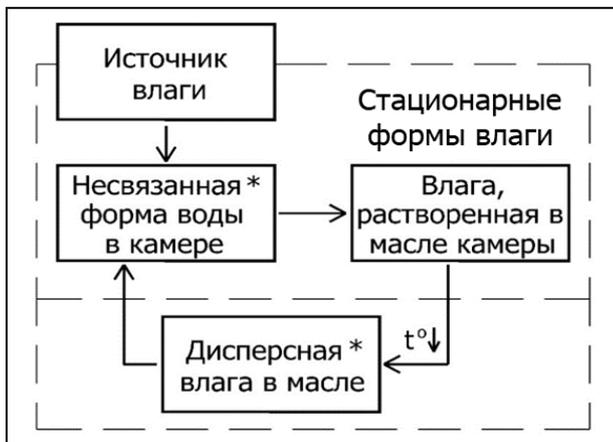
Если же температура бака трансформатора в процессе эксплуатации снижается не скачкообразно, а постепенно, то аварий концевых кабельных муфт обычно не бывает, даже при работе трансформатора при еще более низких температурах окружающей среды.

Процессы, связанные с миграцией влаги в маслonaполненных входных камерах, где располагаются кабельные муфты, отличаются от процессов в баке трансформатора:

- Основным отличием от бака трансформатора является отсутствие целлюлозы во входной маслonaполненной камере, в которой могла бы аккумулироваться избыточная влага. По этой причине вся избыточная влага в камере сосредотачивается на дне в несвязанной форме в виде воды.
- В масле входной камеры кабельного ввода в трансформатор практически всегда присутствует постоянная и предельная концентрации растворенной влаги в масле, так как, например, для полного насыщения 1 т масла необходимо примерно всего только 50 г воды.

- Процессы перемешивания масла во входной камере ввода замедлены, так как отсутствует принудительное перемешивание, а процессы температурной циркуляции масла не являются интенсивными.

С учетом всех этих отличий схема существования и миграции различных форм влаги выглядит так, как это показано на приведенном рисунке. Существуют только две формы влаги: несвязанная и растворенная в масле входной камеры.



При резком скачке температуры во всем объеме масла камеры одновременно выделяется много дисперсной влаги, особо опасно если при этом происходит кристаллизация этих капелек воды (при отрицательной температуре воздуха температура масла в камере не всегда бывает ниже нуля, она подогревается баком трансформатора). В результате электрическая прочность масла резко снижается во всем объеме камеры и происходит пробой, разрушающий кабельную муфту, ввод и сам силовой трансформатор.

При постепенном снижении температуры масла в камере дисперсная форма влаги сначала образуется у более холодной кабельной муфты: часть ее конденсируется на самой муфте в виде росы, а часть располагается вокруг кабельного

ввода в объеме масла в виде капелек. Так или иначе с течением времени, капельки выделившейся дисперсной влаги стекают на дно камеры, увеличивая объем несвязанной воды.

При отрицательных температурах дисперсная влага в масле дополнительно кристаллизуется, поэтому процесс осаждения избыточной воды на дно камеры замедляется в десятки раз.

Для предотвращения аварийных пробоев кабельного ввода при скачке температуры достаточно в режиме стационарного мониторинга контролировать влагосодержание во входной камере при помощи специализированного датчика контроля влаги в масле.

Если при помощи такого датчика будет зарегистрировано 100% относительное влагосодержание в масле входной камеры (в любых режимах и при любых температурах), то для данного трансформатора недопустимы резкие скачки температуры в камере кабельного ввода.

Желательно для такого силового трансформатора с повышенным влагосодержанием в масле входной камеры провести процедуру осушения масла, а иногда даже и просто слить избыточную воду из камеры!

15. Технические и алгоритмические средства системы мониторинга, необходимые для контроля процессов миграции влаги в баке силового трансформатора.

Для обеспечения оперативного контроля технического состояния силового трансформатора, связанного с процессами модификации и миграции влаги в баке силового трансформатора, необходимо:

- ❑ Установить на баке трансформатора один специализированный датчик контроля влагосодержания в масле (датчик марки ТНМ-1) или комплексный датчик контроля влагосодержания в масле и в твердой изоляции обмоток (марки ТНМ-2).
- ❑ Реализовать в программном обеспечении системы мониторинга необходимые диагностические математические модели, описывающие вышерассмотренные физические процессы преобразования и миграции влаги в трансформаторе.

Использование достаточно дешевого датчика и эффективных математических моделей позволит существенно повысить надежность работы силового трансформатора.

16. Некоторые замечания по использованию систем периодического контроля влагосодержания в твердой изоляции силовых трансформаторов.

Наиболее часто на рынке средств контроля влагосодержания в твердой изоляции обмоток силовых трансформаторов предлагаются (предлагались?) приборы контроля токов абсорбции через изоляцию трансформатора при приложении напряжения низкой и сверхнизкой частот.

В основном это офлайн приборы производства фирм OMICRON, MEGGER и нескольких отечественных фирм, включая прибор FreDA производства фирмы ДИМПРУС. Часть из приборов показана на рисунке.



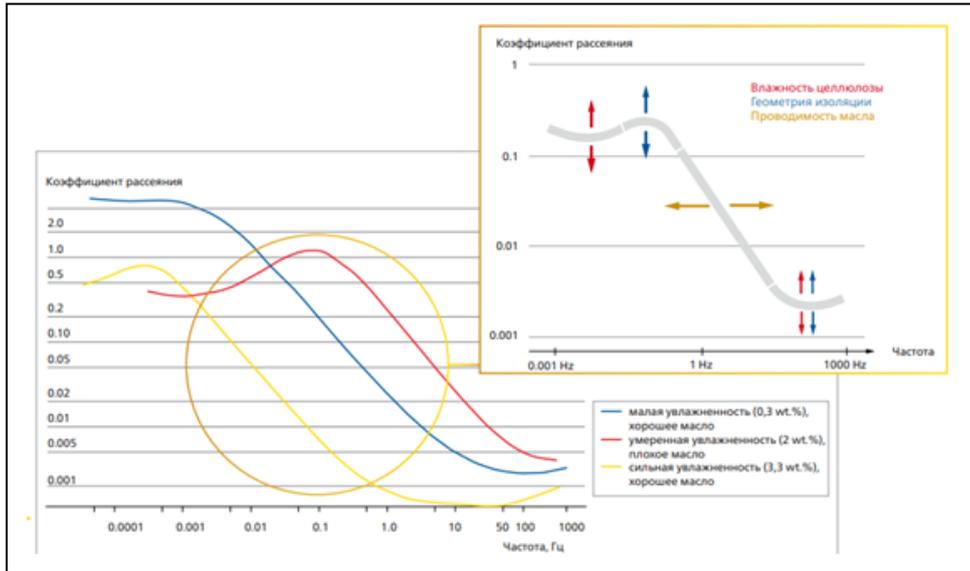
Все эти приборы базируются на одинаковом принципе измерения и анализа связи параметров токов абсорбции в изоляционных системах трансформатора с частотой приложенного напряжения переменной низкой и сверхнизкой частот, до тысячных долей Гц.

Производители этих, в основном хороших, дорогих и достаточно сложных в использовании приборов всегда пишут о своих достоинствах, но никогда не говорят, что эти приборы с большими оговорками подходят для измерения влагосодержания в твердой изоляции обмоток трансформатора.

Причина заключается в особенностях подключения приборов к трансформатору: обычно для подключения доступны только вводы обмоток трансформатора. В любом случае измерительный ток протекает по последовательной цепи, состоящей из твердой изоляции обмоток трансформатора и изолирующего масла в баке трансформатора.

После проведения измерения делается смелое заключение о конкретном влагосодержании в твердой изоляции трансформатора, хотя в последовательную цепь, наряду с изоляцией обмоток входит изоляционное масло. Применяется закон Ома для последовательной цепи, в которой два неизвестных сопротивления, и непонятно, как их разделить между собой.

Информация, приводимая в буклете фирмы OMICRON, на наш взгляд является «наиболее честной», так как показывает, что заключение о влагосодержании в твердой изоляции во многом зависит от параметров масла в баке трансформатора.



На рисунке приведены три кривые, для низкого влагосодержания в изоляции (синий график), среднего увлажнения (красный график) и сильного увлажнения изоляции обмоток трансформатора (желтый график).

Выпадение из тренда красного графика обусловлено тем, что в этом трансформаторе со средним увлажнением твердой изоляции, согласно приведенной на рисунке информации, было «плохое» масло.

Все изготовители приборов конечно заявляют, что перед контролем влагосодержания в твердой изоляции необходимо знать параметры масла, но на практике они известны достаточно редко. Конечно, если бы знать истинные параметры масла в момент измерения ...? Тогда все заключения будут точнее и честнее.

На практике существует и более простой способ оценки влагосодержания в твердой изоляции, основанный на прямом измерении токов абсорбции. К объекту прикладывается постоянное напряжение и рассчитывается сопротивление в разные временные точки.

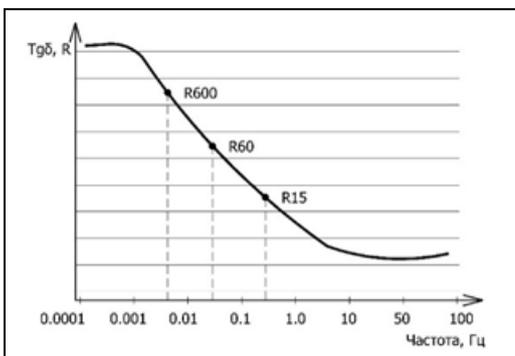
По итогам измерений рассчитывается коэффициент абсорбции (DAR - Dielectric Absorption Ratio) — это коэффициент, отражающий степень увлажнённости диэлектрика изоляции. Расчет основан на сравнении величин сопротивления изоляции, измеренных через 15 и 60 секунд после начала испытаний:

$$DAR = R_{60} / R_{15}$$

В методике также рассчитывается индекс поляризации PI (Polarization Index), связанный со степенью старения изоляции. Расчет базируется на сравнении величин сопротивления изоляции через 60 и 600 секунд после начала испытаний:

$$PI = R_{600} / R_{60}$$

Для справки: в приборе DIRANA совместно с методом частотной спектроскопии FDS для низких частот используется метод контроля тока поляризации PDC+, что представляется производителем как преимущество.



Это метод на самом деле является практически полным аналогом измерения изменений тока абсорбции с течением времени.

Если эти характерные временные точки расчетного сопротивления на 15, 60 и 600 секундах условно нанести на частотную область (с использованием логарифмического масштаба по обеим осям), то можно убедиться, что внешний вид графиков, методические основы и погрешности этих расчетов одинаковы.

Автоматизированная оценка влагосодержания в твердой изоляции на основе контроля изменения токов абсорбции в баке трансформатора может и имеет немного меньшую точность, но приборная база более чем на порядок дешевле, а получаемые результаты более

понятны с точки зрения оценки происходящих физической процессов.