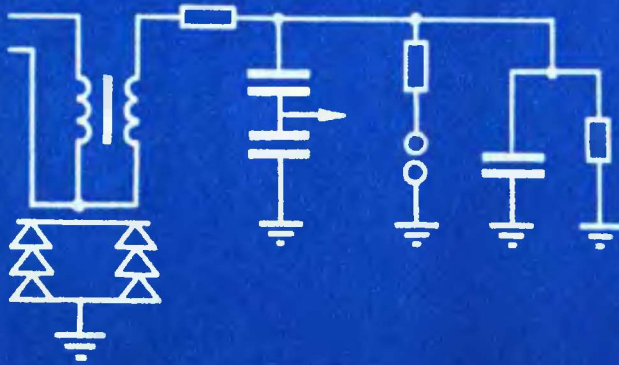




БИБЛИОТЕКА  
ЭЛЕКТРОМОНТЕРА



Ю. М. ГОЛОДНОВ

# КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ ТРАНСФОРМАТОРОВ





БЭЭ и 1368



БИБЛИОТЕКА ЭЛЕКТРОМОНТЕРА

Выпуск 603

Основана в 1959 году

Ю. М. ГОЛОДНОВ

# КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ ТРАНСФОРМАТОРОВ



МОСКВА  
ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ  
1988

ББК 31.277  
Г61  
УДК 621.314.222.6.001.42

Рецензент Л.П. Мазепов

Редакционная коллегия серии:

В.Н. Андриевский, С.А. Бажанов, Л.Б. Годгельф, В.Х. Ишкин, Д.Т. Комаров, В.П. Ларионов, Э.С. Мусаэлян, С.П. Розанов, В.А. Семенов, А.Д. Смирнов, А.Н. Трифонов, А.А. Филатов

Голоднов Ю.М.

Г61 Контроль за состоянием трансформаторов. — М.: Энергоатомиздат, 1988 — 88 с.: ил. — (Б-ка электромонтера: Вып. 603)

ISBN 5-283-00973-4

Рассматриваются основные виды повреждений силовых трансформаторов 110 кВ и выше, способы диагностики состояния, вопросы профилактических и других испытаний трансформатора, его элементов и вспомогательного оборудования. Описываются методика оценки состояния трансформатора, вопросы целесообразности вывода его в ремонт или возможности дальнейшей эксплуатации. Рассматриваются способы предупреждения характерных повреждений.

Для электромонтеров, занимающихся эксплуатацией силовых маслонаполненных трансформаторов.

Г 2302030000-003 135-88  
051 (01)-88

ББК 31.277

ISBN 5-283-00973-4

© Энергоатомиздат, 1988

## ПРЕДИСЛОВИЕ

В энергосистемах, на промышленных предприятиях, в городских и сельских сетях эксплуатируется большое число трансформаторов. Главная задача, которую приходится решать эксплуатационному персоналу, — поддерживать трансформаторы в состоянии, обеспечивающем их длительную эксплуатацию, своевременно выявлять отклонения от этого состояния и восстанавливать их нормальную работоспособность.

В настоящее время разработаны новые способы и средства диагностики состояния трансформаторов, не требующие отключения или значительно упрощающие работы на отключенном трансформаторе. Правильное использование этих методов в сочетании с традиционными позволяет выявить отклонения от нормального состояния трансформатора и принять необходимые меры по предотвращению развития повреждения.

В предлагаемой книге рассматриваются основные виды повреждений силовых трансформаторов (в основном 110 кВ и более), способы диагностики состояния, вопросы профилактических и других испытаний трансформатора, его элементов и вспомогательного оборудования. Показано, как произвести оценку состояния трансформатора, сделать вывод о необходимости его ремонта или возможности дальнейшей эксплуатации, наметить необходимые мероприятия. Рассмотрены способы предупреждения некоторых повреждений. Книга предназначена для электромонтеров, занимающихся эксплуатацией силовых масляных трансформаторов.

Автор выражает свою признательность Л.П. Мазепову, Н.Н. Хубларову и Ф.Я. Левину за рецензирование, редактирование и существенные предложения по улучшению книги.

Замечания по содержанию и оформлению книги, которые будут приняты с благодарностью, просьба направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, Энергоатомиздат.

Автор

## 1. ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ПОВРЕЖДЕНИЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Трансформаторы входят в состав основного оборудования электростанций, повышающих, понижающих и распределительных подстанций, различного вида преобразовательных устройств и т.д. Различное назначение, нередко связанное с различиями в конструкции, разнообразные условия работы и другие особенности требуют различного подхода к эксплуатации трансформаторов.

Мы будем говорить о масляных трансформаторах общего назначения. Но и здесь условия эксплуатации разные. Даже в условиях энергосистем одни трансформаторы находятся под постоянным надзором высококвалифицированного персонала, другие осматриваются эпизодически. У потребителей положение сложнее. Если на крупных промышленных предприятиях имеются специализированные цехи, участки и другие подразделения по эксплуатации трансформаторов, то на мелких предприятиях, в колхозах и на многих других объектах нет возможности да и необходимости содержать такие подразделения. В этих условиях небольшая бригада электриков обслуживает все имеющееся электрооборудование.

Но где бы ни находились и как бы ни эксплуатировались трансформаторы, "болезни" у них, как правило, общие. Уровень эксплуатации определяет не характер возможных повреждений, а возможность как можно более раннего выявления проявляющихся отклонений от нормы, проведения требуемого объема профилактических работ, качественного ремонта. Естественно, что чем выше уровень эксплуатации, тем меньше неприятностей доставляют трансформаторы.

Прежде чем говорить о способах проверки состояния трансформаторов, рассмотрим наиболее характерные повреждения, которые могут возникнуть в любых масляных трансформаторах. Повреждения или отклонения от нормального режима работы могут быть вызваны различными причинами: недоработкой конструкции, скрытыми дефектами изготовления, нарушениями правил перевозки, технологии монтажа или правил эксплуатации, некачественным ремонтом. В большинстве случаев повреждение происходит не сразу, а после более или менее длительного воздействия неблагоприятного фактора. Своевременное выявление возникающего дефекта позволяет принять меры по предупреждению его развития и сохранению работоспособного состояния трансформатора.

Наиболее распространенным видом повреждения силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и более является повреждение высоковольтных вводов. В настоящее время эксплуатируются негерметичные и герметичные маслonaполненные вводы, а также вводы с твердой изоляцией.

Наиболее слабым узлом негерметичных вводов является система защиты масла от воздействия влаги с помощью масляного гидрозатвора и силикагелевого воздухоосушителя. При длительной эксплуатации, особенно в случае несвоевременной замены силикагеля, масло увлажняется, ухудшаются его изоляционные характеристики, в результате чего могут возникнуть частичные разряды в масле. В дальнейшем по поверхности бумажной изоляции начинает образовываться так называемый "ползуший" разряд: от одной или нескольких исходных точек поврежденной поверхности изоляции как бы расползаются прожоги, образуя сложный рисунок с ослабленной поверхностной изоляцией. При приближении "ползущего" разряда к заземленной части происходит пробой изоляции с возникновением короткого замыкания. Пробой при значительном ухудшении изоляционных характеристик может возникнуть и без образования ползущего разряда. Аналогичное повреждение может произойти и в том случае, если при ремонте ввода была плохо просушена бумажная изоляция.

Герметичные вводы менее трудоемки в эксплуатации и более надежны, чем негерметичные. В первые годы эксплуатации наблюдались повреждения вводов из-за образования алюминиевой пыли в сильфонах баков давления. На устранение этого явления были направлены мероприятия, предусмотренные противоаварийным циркуляром Главтехуправления Минэнерго СССР № Ц-11-83 (Э) "О повышении надежности герметичных вводов 220-750 кВ с выносными баками давления" и другими директивными материалами. Выполнение этих мероприятий не освобождает от необходимости продолжать контролировать характеристики изоляции, сравнивая результаты измерений с данными, полученными непосредственно после замены выносных баков давления. На герметичные вводы, изготовленные после 1978 г., мероприятия циркуляра не распространяются.

Как в негерметичных, так и в герметичных вводах может иметь место нарушение герметичности в зоне крепления верхней контактной шпильки. Нарушение может возникнуть вследствие неправильной сборки узла, превышения создаваемого гибким спуском радиального усилия над расчетным значением и т.д. Этот узел находится в самой верхней точке трансформатора, и избыточное давление масла в нем, особенно в холодное время (т.е. при минимальном уровне масла в баке-расширителе), близко к нулю. При неплотностях влага может из атмосферы просачиваться в масло, создавая увлажнение изоляции трансформатора.

Другим распространенным видом повреждения трансформаторов является повреждение устройств регулирования напряжения под на-

грузкой (РПН). Нарушения в контактной системе избирателя могут возникать от неправильной регулировки контактов (недостаточное или чрезмерное нажатие, перекосы и др.), вследствие образования на контактах пленки окисла при редких переключениях и несвоевременно выполненных прокрутках устройства, при нарушениях в кинематической схеме.

Контактор устройства РПН может повреждаться при неправильной регулировке его контактной системы и кинематической схемы, а также вследствие несвоевременной замены трансформаторного масла. Время между срабатыванием вспомогательных и дугогасящих контактов контактора при переключении исчисляется десятками долями секунды. Если масло в контакторе потеряло свои дугогасящие свойства, процесс гашения дуги затягивается и соседние отпайки (ответвления) регулировочной обмотки трансформатора могут оказаться замкнутыми не через дугогасящий резистор, а через электрическую дугу, что приводит к тяжелым авариям с деформацией обмоток трансформатора.

К повреждениям устройств РПН могут приводить увлажнение и загрязнение изолирующих деталей, изготовление этих деталей из материалов, не предусмотренных технической документацией, ослабление креплений и т.д. Нередки отказы вследствие нарушений в работе приводов.

К наиболее тяжелым последствиям приводят повреждения обмоток и главной изоляции трансформаторов. Плохо просушенные электрокартон или витковая бумажная изоляция, грязное или увлажненное трансформаторное масло вызывают местное ослабление твердой изоляции с возникновением ползущего разряда или без него с последующим пробоем. К нарушению работы твердой изоляции приводит также несоблюдение размеров (между листами электрокартона и др.), разбухание слабо намотанной изоляции, нарушения в работе системы охлаждения, чрезмерные перегрузки трансформатора по току и напряжению и др. В связи с разнообразием причин и тяжелыми последствиями от повреждений витковой и главной изоляции своевременно выявлению этого вида нарушений в работе трансформаторов уделяется наибольшее внимание.

В связи с постоянным ростом энергетических мощностей растут мощности короткого замыкания (КЗ). Вследствие этого роста, а также при ослабленной запрессовке обмоток электродинамическая стойкость обмоток к воздействию внешних КЗ (называемых также "сквозными" КЗ) может оказаться недостаточной. В результате при внешних КЗ обмотка может деформироваться или разрушиться, хотя ее изоляция перед повреждением находилась в хорошем состоянии.

Повреждения в активной стали трансформатора приводят к менее тяжелым последствиям и связаны, как правило, с образованием короткозамкнутых контуров внутри бака. Контур может образоваться как внутри пакета магнитопровода, так и через какую-либо конструктив-

ную металлическую деталь, например через прессующее кольцо и элементы заземления магнитопровода. При современных бесшпильных магнитопроводах короткозамкнутый контур обычно сцеплен не с главным потоком (замыкающимся только по активной стали), а с потоком рассеяния. Короткозамкнутый контур вызывает повышенный местный нагрев (местный перегрев), обычно в местах контактов, ухудшающий свойства трансформаторного масла. Если своевременно не устранить дефект, то может произойти повреждение твердой изоляции трансформатора.

И, наконец, существенное влияние на общую работоспособность трансформатора оказывают вспомогательные узлы и устройства. Так, например, повреждение маслонасоса в трансформаторах с системой охлаждения Ц и ДЦ (также НЦ и НДЦ) приводит к попаданию металлических частиц и других примесей в трансформаторное масло и, будучи несвоевременно выявленным, вызывает серьезные аварии. При нарушении резиновых и других уплотнений увлажняется трансформаторное масло. Неисправность стрелочного маслоуказателя приводит к недопустимому снижению или превышению уровня масла и т.д.

Приведенный краткий обзор основных видов повреждений показывает, что в большинстве случаев они развиваются постепенно. Следовательно, если правильно поставить работу по проверке состояния трансформаторов, возникающие дефекты можно выявить до того момента, когда будет превышена какая-то критическая точка. Тогда можно будет своевременно вывести трансформатор в ремонт, предотвратив возникновение аварии или отказа, не допустить недоотпуск электроэнергии, снизить время и расходы на ремонт.

## 2. СПОСОБЫ ДИАГНОСТИКИ СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Проблема контроля состояния трансформаторов возникла сразу, как только появились закрытые масляные трансформаторы. Для того чтобы осмотреть какой-либо внутренний узел, надо было произвести отключение, слить масло, выполнить ревизию и затем снова залить масло. И все это следует выполнять с соблюдением многочисленных правил, иначе перед включением потребуются еще и сушка трансформатора. На заре массовой эксплуатации масляных трансформаторов ремонты со вскрытием предписывалось производить очень часто. Связанные с этим неудобства и трудности заставили искать и развивать такие методы контроля за состоянием трансформатора, которые не требовали бы вскрытия и слива масла. К тому же было замечено, что чем чаще без особой на то нужды трансформатор вскрывается, тем более вероятным становится его повреждение.

В настоящее время в соответствии с решением Главтехуправления Минэнерго СССР № Э-4/81 и инструкциями заводов-изготовителей ка-

питательные ремонты трансформаторов напряжением 110 кВ и выше и мощностью 80 МВ·А и более электростанций и подстанций, основных трансформаторов собственных нужд электростанций должны производиться первый раз не позже чем через 12 лет после включения в эксплуатацию с учетом результатов профилактических испытаний, а в дальнейшем — по мере необходимости в зависимости от результатов измерений и состояния трансформаторов. Для остальных трансформаторов необходимость капитальных ремонтов определяется по результатам испытаний и их состоянию в течение всего срока службы. Это стало возможным благодаря большим успехам в развитии способов проверки состояния трансформаторов и определения соответствующих показателей, по которым можно судить о работоспособности агрегата, иначе говоря, благодаря достижениям в области диагностики.

Под диагностикой понимается система мероприятий, проводимых с помощью различных технических средств для проверки и оценки состояния трансформаторов. Используются простейшие визуальные, механические, физические, химические и другие способы контроля состояния, а также их комбинации. Например, увлажнение трансформаторного масла может быть определено по изменению цвета индикаторного силикагеля или путем химического анализа. Наличие частичных электрических зарядов в масле или твердой изоляции может быть определено непосредственным измерением с помощью индикатора частичных зарядов либо при хроматографическом анализе растворенных в масле газов. Обычно для практических целей из всех возможных способов контроля того или иного параметра выбирают простейший, и лишь для более тщательной проверки, уточнения места и характера дефекта применяют более сложные способы.

Контроль за состоянием трансформатора носит комплексный характер. Обычно он начинается еще на стадии изготовления. Именно тогда проверяют качество изоляционных и активных материалов, отдельных деталей и узлов, качество сборки. Готовый трансформатор подвергают комплексной проверке на испытательной станции завода-изготовителя, оснащенной всеми необходимыми средствами диагностики. При транспортировке трансформатора осуществляют контроль за его герметичностью, а в некоторых случаях и за воздействием механических усилий. Прибывший трансформатор также требует контроля за его состоянием как при хранении, так и в процессе монтажа в соответствии с руководящими техническими материалами "Трансформаторы силовые. Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию". После окончания монтажа перед вводом в эксплуатацию с целью диагностики состояния трансформатор испытывается в объеме, предусмотренном Правилами устройств электроустановок (ПУЭ).

Однако наибольший объем работ по проверке состояния трансформаторов осуществляется в процессе эксплуатации. В дальнейшем мы рассмотрим применяемые в настоящее время способы проверки состоя-

ния и особо остановимся на том, как по полученным результатам оценить состояние трансформатора и сделать вывод о возможности его дальнейшей эксплуатации.

Порядок проверки состояния трансформаторов оговорен многими директивными методическими материалами. Наиболее полно эти вопросы освещены в Инструкции по эксплуатации трансформаторов [1] и Нормах испытания электрооборудования [2]. Порядок и периодичность осмотров трансформаторов установлены Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭС). По некоторым способам диагностики состояния трансформаторов выпущены специальные методические материалы, например "Указания по обнаружению повреждений трансформаторов путем хроматографического анализа растворенных в масле газов" [3].

Для оценки режима работы трансформаторы оборудуют необходимыми контрольно-измерительными приборами. Количество и точки подсоединения электроизмерительных приборов зависят от назначения, мощности, пункта установки трансформатора и других факторов [4]. На стороне каждого напряжения силовых трансформаторов мощностью 1 МВ·А и более устанавливают по одному амперметру, в некоторых случаях можно устанавливать амперметры в каждой фазе. Контроль напряжения обычно осуществляют вольтметрами, установленными на сборных шинах. На отдельно стоящем трансформаторе вольтметр устанавливают только на стороне низкого напряжения либо вообще не устанавливают. На рис. 1,а приведена простейшая схема включения электроизмерительных приборов трансформатора 1 МВ·А, 6/0,4 кВ.

Ваттметры и варметры устанавливают на повышающих трансформаторах электростанций, трансформаторах подстанций 110 кВ и выше. Расчетные счетчики активной и реактивной энергии устанавливают на стороне высшего (ВН) и среднего напряжения (СН) трехобмоточных трансформаторов и на стороне высшего напряжения двухобмоточных. На оконечных трансформаторах счетчики могут быть установлены на стороне низшего напряжения (НН). На рис. 1,б приведена схема включения электроизмерительных приборов трехобмоточного автотрансформатора 220/110/10 кВ. На стороне ВН включены три амперметра, ваттметр и счетчик активной энергии. Напряжение измеряется тремя вольтметрами, подключенными к трансформатору напряжения шин ВН. Такие же приборы установлены и на стороне СН. На стороне НН установлено по одному вольтметру и амперметру.

В трехобмоточных автотрансформаторах, особенно при подключении к обмотке НН генератора или синхронного компенсатора, когда вся мощность передается в сторону СН или поступает со стороны СН, необходимо контролировать нагрузку общей части обмотки (ОО на рис. 1,б) автотрансформатора, которая иногда условно называется обмоткой СН. При некоторых режимах может иметь место случай, когда ток со стороны СН не превышает номинального, а ток в общей части

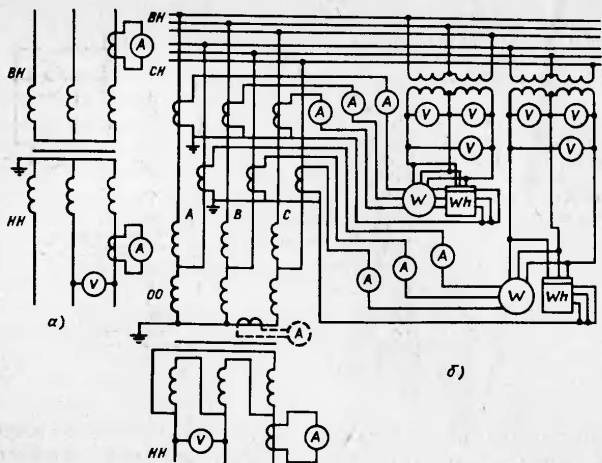


Рис. 1. Схемы включения электроизмерительных приборов:

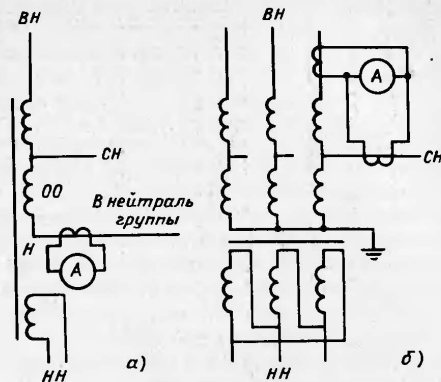
*а* — к трансформатору 1 МВ·А, 6/0,4 кВ; *б* — к трехобмоточному автотрансформатору 220/110/10 кВ

обмотки будет выше допустимого. Ток измеряется одним специально подключенным амперметром. В однофазных автотрансформаторах амперметр включается через трансформатор тока, установленный на вводе нейтрали одного автотрансформатора группы (рис. 2, *а*). В трехфазных автотрансформаторах амперметр включается на сумму линейных токов сторон ВН и СН через трансформаторы тока, имеющие одинаковый коэффициент трансформации (рис. 2, *б*). Можно его включить и через трансформатор тока, установленный на нейтральном проводе одной фазы автотрансформатора, как показано пунктиром на рис. 1, *б*.

Кроме электроизмерительных приборов, на трансформаторе устанавливают и другие контрольные средства. Уровень масла определяется по стрелочному маслоуказателю или масломерному стеклу, располагаемым на торце расширителя. Температура верхних слоев масла может быть проверена по показаниям манометрического сигнализирующего термометра, который снабжается двумя переставными сигнальными контактами. На герметичных маслонаполненных вводах трансформаторов устанавливаются манометры для контроля за давлением масла. Важную информацию о состоянии трансформаторного масла может дать цвет индикаторного силикагеля (поэтому его замена после изменения цвета является необходимой). Устройства дутьевого охлаждения трансфор-

Рис. 2. Схемы включения амперметра для контроля тока в общей части обмотки автотрансформатора:

*а* — на вводе нейтрали однофазного автотрансформатора; *б* — на сумму линейных токов ВН и СН трехфазного автотрансформатора



маторов (Д, ДЦ, НДЦ) снабжаются устройствами сигнализации о прекращении работы системы охлаждения, о включении резервного охлаждения или резервного источника питания, а при принудительной циркуляции масла (ДЦ, НДЦ, Ц, НЦ) — сигнализацией о включении и отключении каждого электронасоса, о включении резервного электронасоса взамен вышедшего из строя рабочего, о прекращении работы всех рабочих электронасосов, о включении резервного источника питания. На всех системах охлаждения, имеющих электронасосы, устанавливают манометры для контроля за давлением масла в напорном патрубке. Могут устанавливаться и другие измерительные и индикаторные устройства.

Первую группу мероприятий по диагностике состояния трансформаторов при эксплуатации составляют работы, не требующие прикосновения к работающему трансформатору. Это контроль за показаниями перечисленных средств контроля и измерения, сигнальных устройств и внешние осмотры трансформаторов.

Ко второй группе относятся работы, не требующие отключения, но связанные с необходимостью прикосновения к трансформатору или его вспомогательным устройствам. Главным здесь является отбор проб масла для проверки электрических свойств и химического анализа или для хроматографического анализа растворенных в масле газов. К этой же группе относится измерение вибрации бака или других частей трансформатора, измерение специальной аппаратурой уровня частичных разрядов, отбор газа из сработавшего на сигнал газового реле и т.д.

Третья группа включает в себя работы, выполняемые на отключенном трансформаторе. Это — испытания и определение состояния изоляции, обмоток, магнитопровода, высоковольтных вводов, переключающих устройств и вспомогательного оборудования. В частности, сюда отно-

ются почти все виды профилактических испытаний, осмотр электронасосов, различные виды ревизий и т.д.

И, наконец, к четвертой группе относятся работы на трансформаторе, выведенном в ремонт. Здесь производится более полный анализ состояния отдельных частей с целью определения или уточнения объема ремонта, а также те контрольные операции, что и при изготовлении и монтаже трансформаторов. Однако само решение о необходимости вывода трансформатора в ремонт принимается на основании результатов диагностических операций первых трех групп.

Рассмотрим подробно способы проверки состояния силовых трансформаторов, находящихся в эксплуатации, которые применяются в настоящее время в энергосистемах Советского Союза. Начнем рассмотрение с простейших работ, т.е. с операций первой группы.

### 3. КОНТРОЛЬ ЗА ПОКАЗАНИЯМИ КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ И ОСМОТРЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Правила технической эксплуатации устанавливают обязательную периодичность осмотра трансформаторов. При наличии постоянного дежурного персонала осмотры главных трансформаторов электрических станций и подстанций, трансформаторов собственных нужд и реакторов производятся без отключения не реже 1 раза в сутки. Остальные трансформаторы могут осматриваться 1 раз в неделю. Однако показания измерительных приборов, установленных на трансформаторе, могут сниматься и чаще (1 раз в час и даже каждые полчаса), если это необходимо для контроля за режимом нагрузки электростанций или какого-то участка энергосистемы.

Если же постоянного дежурного персонала нет, то трансформатор осматривается выездной бригадой 1 раз в месяц. Контроль за нагрузкой таких трансформаторов осуществляется не реже чем 2 раза в год, в том числе 1 раз в период зимнего максимума.

При периодических осмотрах следует проверять состояние фарфоровых изоляторов и покрышек вводов, а также установленных на трансформаторе разрядников, определяя наличие или отсутствие трещин, сколов фарфора, загрязнений, течи масла через уплотнения. Необходимо убедиться в целостности и исправности измерительных приборов (в том числе в системе охлаждения, азотной защиты и на герметичных вводах), термосигнализаторов и термометров, маслоуказателей, газовых реле, мембраны выхлопной трубы, а также проверить положение автоматических отсечных клапанов на трубе к расширителю, состояние индикаторного силикагеля в воздухоосушителях, состояние фланцевых соединений маслопроводов и сварных швов (на отсутствие течи масла).

Сами по себе электронизмерительные приборы, установленные на трансформаторе, еще не позволяют судить о его состоянии. Однако они

помогают своевременно выявить перегрузки по току или по напряжению. Правила технической эксплуатации, соответствующие стандарты и инструкции завода-изготовителя указывают предельно допустимые превышения напряжения и тока над номинальными значениями, а также допустимую длительность их приложения. Например, для трансформаторов, изготовленных по ГОСТ 11677-65, допускается длительное превышение напряжения сверх номинального на 5% при номинальной нагрузке. При малой нагрузке (не более 25% номинальной) можно допустить длительную работу этих трансформаторов с повышением напряжения на 10%. На сколько же разрешается кратковременное (не более 6 ч в сутки) повышение напряжения при номинальной нагрузке. В стандартах 1975 г. и в ГОСТ 11677-85 допускается длительное превышение напряжения на 10% сверх номинального напряжения соответствующего ответвления, а для автотрансформаторов с РПН в нейтрали — больше 10%, если рабочее возбуждение магнитопровода не превосходит 110% номинального возбуждения. Возбуждение стержня контролируется по напряжению  $U_{НН}$ , ярма — по разности напряжений ( $U_{ВН} - U_{СН}$ ).

Масляные трансформаторы допускают длительную перегрузку по току на 5% сверх номинального, если напряжение не превышает номинального.

Для трансформаторов, изготовленных по ГОСТ 11677-65 и ГОСТ 11677-75, в аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка по току независимо от предшествующего режима и системы охлаждения в следующих пределах:

Перегрузка по току, % . . . . .	30	45	60	75	100
Допустимая длительность, мин. . . . .	120	80	45	20	10

Для новых трансформаторов мощностью до 100 МВ·А включительно допустимые систематические и аварийные перегрузки указаны в ГОСТ 14209-85. В нем, в отличие от ранее действовавшего ГОСТ 14209-69, допустимые аварийные перегрузки поставлены в зависимости от предшествовавшей нагрузки и окружающей температуры. Аналогичные усложнения нормы аварийных перегрузок введены в новые инструкции по эксплуатации трансформаторов мощностью более 100 МВ·А. Во многих случаях новые нормы допускают меньшие перегрузки по сравнению со старыми нормами.

При осмотре устройств РПН необходимо обращать внимание на соответствие положений на указателях в приводном механизме и шите управления, а также на разных фазах устройства. Все элементы приводных механизмов должны находиться в фиксированном положении. Следует проверить уровень масла в баке контактора или в соответствующем отсеке расширителя, уплотнения заглушек и разъемов, в зимнее время — работу обогревателей в приводах и шкафах управления обогревом, внешнее состояние доступных осмотру элементов устройства.



Если устройство РПН совмещено с высоковольтным вводом (например, ЗРНОА-110), проверяется состояние гибких спусков и состояние воздушного промежутка между корпусом контактора и разрядника. Необходимо фиксировать показания счетчика переключений устройства РПН.

При периодическом внешнем осмотре трансформаторов следует осмотреть все имеющиеся на нем контрольные средства, так как они могут свидетельствовать о появлении какой-то неисправности или об опасности ее возникновения. Например, снижение уровня масла в трансформаторе ниже допустимого может свидетельствовать о наличии протечек в баке или системе охлаждения, о нарушении системы дыхания или о том, что в трансформатор было залито недостаточное количество масла. Дальнейшая работа трансформатора со сниженным уровнем масла может привести к срабатыванию газового реле, ускоренному старению масла, ухудшению работы или отказу системы охлаждения, а если изоляция обмоток окажется ниже опустившегося уровня масла, то может произойти ее перекрытие по воздуху, что приведет к замыканию между обмотками и серьезной аварии.

Повышение уровня выше нормы является следствием перелива (т.е. избыточного количества) масла. Если перелив был допущен в холодное время года или суток, то с ростом температуры произойдет дальнейшее повышение уровня. В трансформаторах с азотной защитой при этом образуется масляная пробка в системе дыхания, работа этой системы нарушается и может сработать газовое реле или мембрана выхлопной трубы. В трансформаторах с пленочной защитой, снабженных предохранительными клапанами, сработает один или оба клапана. Если один клапан после такого срабатывания не закроется, произойдет аварийное отключение трансформатора.

При каждом осмотре трансформатора необходимо проверять и записывать температуру масла. Нормами оговаривается предельное значение температуры его верхних слоев. При номинальной нагрузке температура верхних слоев масла не должна превышать  $95^{\circ}\text{C}$  при естественном масляном охлаждении (М) или с обдувом вентиляторами (Д),  $75^{\circ}\text{C}$  при наличии принудительной циркуляции масла (ДЦ, НДЦ), и  $70^{\circ}\text{C}$  на входе в маслоохладитель — при водяном охлаждении масла (Ц, НЦ).

Если температура масла превышает допустимую, нужно выяснить причины и принять меры к устранению неисправности. В первую очередь следует проверить исправность системы охлаждения: вентиляторов, масляных электронасосов, воздушных и водяных маслоохладителей. Если в системе охлаждения неисправностей не обнаружено, то повышение температуры масла в большинстве случаев свидетельствует о возникновении внутренних повреждений в трансформаторе: образовании короткозамкнутого контура, увеличении переходного сопротивления в контактных соединениях, уменьшении сечения масляных каналов из-за разбухания изоляции, попадания в канал постороннего предмета и т.д.

Во всех случаях длительная работа трансформатора с повышенной температурой масла недопустима.

Срабатывание сигнализации об отключении какого-либо одного элемента системы охлаждения, как правило, не требует отключения или ограничения нагрузки трансформатора, поскольку имеется достаточное резервирование. Если резервный элемент не включился автоматически, его следует включить способом, предусмотренным местной инструкцией по эксплуатации. При невозможности восстановления нормальной работы системы охлаждения трансформатора его нагрузка и длительность работы ограничиваются в соответствии с требованиями ПТЭ и заводской инструкции. Для систем охлаждения ДЦ, Ц и особенно для систем НДЦ, НЦ установлены жесткие ограничения длительности работы при отказе охладителей.

Снижение давления масла в высоковольтном вводе в большинстве случаев является следствием нарушения герметичности ввода. Такое повреждение очень опасно. Если манометр неисправен, то повреждение не будет своевременно обнаружено. Поэтому манометры надо регулярно проверять, а поврежденные заменять как можно быстрее.

При внешних осмотрах высоковольтных вводов следует обращать внимание также на отсутствие протечек масла в месте уплотнений зажимных шпилек (в верхней части ввода), на целостность измерительных и заземляющих проводников и надежное их присоединение.

Индикаторный силикагель является простейшим средством определения увлажнения трансформаторного масла. Впитывая в себя влагу, попавшую в масло, он начинает розоветь и в дальнейшем принимает более яркую окраску. При этом целесообразно взять пробу масла для непосредственного измерения его влагосодержания, а также проверить другие свойства, так как изменение цвета индикаторного силикагеля в некоторых случаях может быть вызвано интенсивным старением масла.

Естественно, что при осмотре могут быть определены и другие нарушения нормальной работы трансформатора, как, например, повышенная вибрация трансформатора или его элементов, нарушение внешних контактных соединений (сопровожаемое характерным потрескиванием), нарушение крепления шин, деформация каких-либо элементов, повреждения системы автоматического пожаротушения, дренажной системы и т.д.

Дежурный или оперативно-ремонтный персонал, заметив какое-либо нарушение в работе трансформатора, должен немедленно поставить об этом в известность начальника цеха электростанции, начальника подстанции, района электросети или соответствующей службы предприятия, принять, если это возможно, необходимые меры для устранения неисправности, сделать запись в журнал дефектов или в оперативный журнал. Если обнаруженные неисправности не могут быть устранены без отключения трансформатора, то решение об оставлении трансфор-

матора в работе или о выводе в ремонт принимается руководством электростанции, предприятия электросетей, службой главного энергетика промышленного предприятия в зависимости от местных условий. При обнаружении внутреннего повреждения (выделение газа и пр.) трансформатор должен быть отключен обслуживающим персоналом с предварительным извещением вышестоящего дежурного персонала [1].

На основании внешнего осмотра бывает трудно сделать однозначный вывод о возможности дальнейшей эксплуатации трансформатора или о необходимости его отключения. Если нет показаний, требующих немедленного отключения трансформатора, приступают к выполнению мероприятий второй группы. Например, если трансформатор имеет повышенную вибрацию, определяемую при осмотре по характерному звуку, производят соответствующие измерения. При этом можно определить очаг вибрации. Если очаг не определяется, а вибрирует весь бак, то причина в большинстве случаев заключается в том, что нарушилась жесткая установка трансформатора на катках или фундаменте. Бывает достаточно поправить положение башмака или установить дополнительные прокладки, чтобы обеспечить снижение вибрации до уровня, допускающего дальнейшую эксплуатацию.

Не отключая трансформатор, можно произвести непосредственный осмотр всей системы охлаждения. Если невозможно восстановить ее работу полностью, то трансформатор может эксплуатироваться с пониженной нагрузкой.

В настоящее время методам проверки состояния трансформаторов под рабочим напряжением уделяется большое внимание. Для вводов 750 и 500 кВ введен непрерывный контроль за изменением комплексной проводимости устройством КИВ-500 (см. § 9). Опыт эксплуатации показал достаточно высокую эффективность подобных устройств. Представляется возможность автоматического контроля за состоянием изоляции высоковольтных вводов с действием на сигнал или на отключение.

Разработаны и применяются в условиях испытательных станций заводоизготовителей способы измерения частичных разрядов внутри трансформатора, которыми сопровождаются почти все начинающиеся повреждения изоляции. В эксплуатации непосредственное измерение уровня частичных разрядов с целью оценки состояния трансформатора пока не получило широкого распространения из-за сложности измерения, трудности исключения влияния помех и недостаточности накопленного опыта. Больше распространение получили косвенные методы.

#### 4. ИСПЫТАНИЕ И ХИМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

Многие повреждения или отклонения от нормального состояния вообще никак не проявляются при внешнем осмотре трансформаторов. Особенно это относится к начинающимся внутренним повреждениям. Значительная часть внутренних повреждений может быть определена проверкой состояния трансформаторного масла. Такие внутренние повреждения, как местные перегревы, частичные разряды (в масле или твердой изоляции), незначительное искрение в контактных соединениях и т.п., так или иначе сказываются на свойствах трансформаторного масла. Изменение его характеристик происходит также при увлажнении, загрязнении, попадании воздуха или другого газа и, наконец, в результате естественного старения как самого масла, так и твердой изоляции. Испытание и химический анализ трансформаторного масла являются старейшими и наиболее распространенными способами проверки состояния трансформаторов.

Трансформаторное масло выполняет функции диэлектрика и охлаждающей среды, а для устройств РПН также дугогасящей среды. Свежее трансформаторное масло светло-желтого цвета и имеет высокие физико-химические и диэлектрические свойства. Старение масла в эксплуатации связано с его окислением. При соблюдении всех правил монтажа трансформатора и заливки масла [5] на первом этапе процесс окисления происходит медленно. Изменения в масле обычными методами почти не обнаруживаются, но стабильность масла постепенно снижается. На втором этапе масло приобретает коричневый цвет, становится мутным, увеличивается кислотное число и зольность, появляются низкомолекулярные кислоты, которые оказывают вредное воздействие как на бумажную изоляцию, так и на металлы. Появляются осадки, которые могут ухудшить условия охлаждения обмоток.

Помимо внутренних, так сказать "естественных", причин старения масла (высокая температура, изоляционный лак, остаточная влага в масле и бумажной изоляции, медь и другие материалы, с которыми соприкасается масло), сказываются и внешние причины — недостаточная очистка трансформатора при смене масла, попадание воды, неисправность контактов, наличие короткозамкнутых контуров и других причин местных перегревов и т.д. Так, при попадании воды снижается пробивная прочность масла. В общем случае вязкость и температура вспышки масла в эксплуатации увеличиваются за счет испарения легких фракций масла. Но при наличии местных перегревов за счет разложения масла при высокой температуре без доступа воздуха температура вспышки может понизиться.

Предельно допустимые показатели физико-химических и диэлектрических свойств как вновь заливаемого, так и эксплуатируемого трансформаторного масла ограничены нормами [2] и приведены в табл. 1. Естественно, требования к маслу, находящемуся в эксплуатации, ниже,

Т а б л и ц а 1. Предельные значения показателей качества трансформаторного масла по нормам [2]

№ п/п.	Наименование показателя	Значение показателя масла						
		свежего			после заливки			
		ТКп	ГОСТ 10121-76	Т-750	ТКп	ГОСТ 10121-76	Т-750	эксплуатационного всех марок
1.	Пробивное напряжение, кВ, при: $U_{ном} \leq 15$ кВ $U_{ном} = 15 \div 35$ кВ $U_{ном} = 60 \div 220$ кВ $U_{ном} = 330 \div 500$ кВ $U_{ном} = 750$ кВ  То же для контакторов РПН: $U_{ном} = 10$ кВ $U_{ном} = 35$ кВ $U_{ном} = 110$ кВ $U_{ном} = 220$ кВ	30	—	—	25	25	—	20
		35	—	—	30	30	—	25
		45	—	—	40	40	—	35
		55 (60)	55 (60)	55 (60)	50 (55)	50 (55)	50 (55)	45
		—	65 (70)	—	—	60 (65)	—	55 (60)
		30	—	—	25	25	—	25
		35	—	—	30	30	—	30
		45	—	—	40	40	—	35
		45	—	—	40	40	—	40
		0,02	0,02	Отсутствие (визуально)	0,01	0,02	0,02	0,01
2.	Механические примеси	Отсутствие (визуально)						—
		Отсутствие						0,014
3.	Кислотное число, мг КОН/г	Отсутствие (визуально)						—
		Отсутствие						0,03
4.	Водорастворимые кислоты и щелочи, мг КОН/г: для трансформаторов более 630 МВ·А и герметичных вводов до 500 кВ для негерметичных вводов	Отсутствие						—
		Отсутствие						0,03
5.	Температура вспышки, °С	135	150	135	135	150	135	Снижение не более 5 °С по сравнению с предыдущим анализом
		0,2	0,2	—	0,3	0,3	—	0,7
		0,2	0,2	—	0,3	0,3	—	0,5
		1,5	2,0	0,3	2,0	2,5	0,5	7,0
		1,5	2,0	0,3	2,0	2,5	0,5	5,0
		1,5	2,0	0,3	2,0	2,5	0,5	2,0
		2,6	2,6	0,5	—	—	0,7	—
		0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	По заводским нормам
		0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	мам (0,0025) (0,002)
		0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	—
6.	tg δ, %, при 20 °С для: $U_{ном} \leq 220$ кВ $U_{ном} = 330 \div 500$ кВ при 70 °С для: $U_{ном} \leq 220$ кВ $U_{ном} = 330 \div 500$ кВ $U_{ном} = 750$ кВ при 90 °С	135	150	135	135	150	135	Снижение не более 5 °С по сравнению с предыдущим анализом
		0,2	0,2	—	0,3	0,3	—	0,7
7.	Влагосодержание, % по массе, для: $U_{ном} \leq 220$ кВ	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	По заводским нормам
		0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	мам (0,0025) (0,002)
8.	Температура застывания, °С	—45	—45	—55	—	—	—	—
		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	—
9.	Газосодержание	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	—
		0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	—

Примечание. В п. 1 в скобках указано пробное напряжение при испытании в маслопробном аппарате со сферическими электродами [9]; указанные в скобках данные в п. 7 могут уточняться.

чем ко вновь заливаемому. К некоторым сортам масла, а также к маслу в некоторых типах трансформаторов требования могут отличаться от указанных в табл. 1, что должно быть оговорено в соответствующих технических условиях или инструкции завода-изготовителя.

Указанные во второй колонке табл. 1 номинальные напряжения  $U_{ном}$  относятся к обмотке высшего напряжения трансформатора, если проба масла берется из бака трансформатора или масло предназначено для заливки в бак. Для масла высоковольтных вводов принимается номинальное напряжение ввода. Для контактора устройства РПН номинальное напряжение определяется местом его установки. Если устройство установлено "в линии" (в автотрансформаторах на стороне среднего напряжения), то принимается номинальное напряжение данной обмотки, если в нейтрали — 35 кВ (для трансформаторов 110 кВ и более) или 10 кВ.

По [2] в трансформаторах напряжением до 35 кВ во всех случаях масло испытывается по пп. 1–5 табл. 1 (так называемый сокращенный анализ). Это относится и к пробам, отбираемым при эксплуатации, и к заливаемому маслу, и к маслу транспортируемых трансформаторов. В трансформаторах напряжением 110 кВ и более проверка производится по пп. 1–6 табл. 1, а оборудованных азотной или пленочной защитой — по пп. 1–7, 9.

Свежее масло, заливаемое во все виды маслonaполненных вводов, а также эксплуатационное масло негерметичных вводов испытывается по пп. 1–5 табл. 1. Испытание по п. 6 производится только для вводов напряжением 220 кВ и более, а также для вводов меньшего напряжения, если повышен  $\tan \delta$  основной изоляции или ее последних слоев. Масло герметичных вводов в эксплуатации испытывается (по пп. 1–6) лишь в случае повышения  $\tan \delta$  основной изоляции или ее последних слоев и при повышении давления масла во вводе выше нормы.

Масло из контакторов устройств РПН испытывается по пп. 1, 2, 5 табл. 1. Если избиратель устройства РПН расположен в отдельном баке, его масло также подлежит испытанию. При этом, если бак избирателя соединен трубкой с баком трансформатора, масло подвергается тем же испытаниям, что и из основного бака трансформатора. При полностью изолированном баке избирателя достаточно испытаний по пп. 1, 2, 5.

Отбор проб масла в эксплуатации из баков трансформаторов напряжением 330 кВ и выше, а также блочных трансформаторов мощностью 180 МВ·А и более любого напряжения производится не реже 1 раза в год. Для остальных трансформаторов масло проверяется не реже 1 раза в 3 года. Масло негерметичных вводов напряжением 500 кВ проверяется в первые 2 года эксплуатации не реже 2 раз в год, в дальнейшем — 1 раз в 2 года; при напряжении 110–330 кВ — 1 раз в год в течение первых двух лет, в дальнейшем — 1 раз в 3 года. Масло из герметичных вводов в общем случае не проверяется.

20

Пробы масла из контакторов устройств РПН должны отбираться не реже 1 раза в год. Однако если переключения производятся достаточно часто, то отбор проб производится через меньшие интервалы времени. Обычно число переключений между отборами проб должно составлять не более 5000, если иное не указано в инструкции завода-изготовителя. При снижении пробивного напряжения или обнаружении воды масло в контакторе подлежит замене. Для многих устройств РПН инструкции заводов-изготовителей требуют заменять масло в контакторе через 5 лет или 25 тыс. переключений независимо от его состояния.

В зависимости от конкретных условий пробы масла как из бака трансформатора, так и из контакторов устройств РПН могут отбираться чаще, чем это предусмотрено нормами. Некоторые такие случаи будут рассмотрены в последующих параграфах.

Для того чтобы результаты испытания или анализа масла были достоверными, отбор проб должен производиться аккуратно, с тем чтобы не допустить увлажнения, загрязнения масла и возникновения помех. Нужно очистить пробку или кран от грязи и пыли, слить в постороннюю емкость некоторое количество масла (с тем чтобы промыть отверстие крана и быть уверенным, что в пробу попало масло из интересующей емкости, а не из маслосливной трубки), затем набирать пробу. Пробу берут в банку вместимостью не менее 0,5 л с притертой пробкой после двукратного ополаскивания маслом, предназначенным для испытаний. Следует помнить, что при резком изменении температуры банок на них может конденсироваться влага, поэтому открывать банки следует после того, как они приняли температуру среды. Это относится как к пустым, так и к заполненным банкам. В частности, поступившая на испытания проба масла должна постоять в помещении лаборатории летом 2–3 ч, зимой 8–12 ч.

Одной из основных характеристик масла является *электрическая прочность*, или *пробивное напряжение*. В СССР испытание производится в стандартном разряднике, представляющем собой два плоских или сферических электрода диаметром 25 мм, расположенных взаимно параллельно в фарфоровой ванночке на расстоянии 2,5 мм друг от друга. Исследования, выполненные ПО "Союзтехэнерго", показали, что для трансформаторного масла с пробивным напряжением выше 50 кВ значение пробивного напряжения, определенное в аппарате со сферическими электродами, выше, чем значение, определенное в аппарате с плоскими электродами, в среднем на 6 кВ, а для масла с пробивным напряжением менее 50 кВ оно ниже в среднем на 5 кВ. Поэтому допустимые значения пробивного напряжения масла в трансформаторах класса напряжения 330 кВ и более разные для случаев использования плоских и сферических электродов. В табл. 1 допустимые значения для сферических электродов приведены в скобках [9].

21

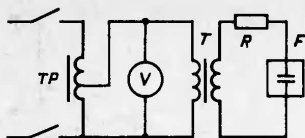


Рис. 3. Принципиальная схема установки для определения электрической прочности трансформаторного масла:

$TP$  – трансформатор регулирующий;  $T$  – трансформатор повышающий;  $R$  – резистор токоограничивающий;  $F$  – стандартный разрядник

Для определения пробивного напряжения можно использовать аппараты АИИ-70, АИМ-80 и др. Принципиальная схема установки для определения электрической прочности масла приведена на рис. 3. Вольтметр, как правило, включается на стороне низшего напряжения, а градуируется с учетом коэффициента трансформации испытательного трансформатора, т.е. показывает испытательное напряжение. Плавно поднимая напряжение и непрерывно наблюдая за показанием киловольтметра, фиксируют напряжение, при котором происходит пробой масла. Перед испытанием ванночку и электроды ополаскивают испытуемым маслом. Испытание проводится 5–6 раз с интервалом 1–10 мин в зависимости от типа аппарата. За пробивное напряжение принимают среднее из шести ( $n = 6$ ) значений

$$U_{пр} = (U_1 + U_2 + \dots + U_n) / n.$$

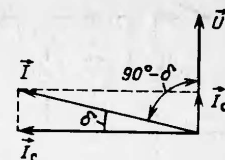
Если один пробой (обычно первый) резко отличается от других, его значение отбрасывается и определяется среднее значение пяти ( $n = 5$ ) остальных пробоев [5, 6].

Снижение пробивного напряжения свидетельствует, как правило, о загрязнении масла водой, воздухом, волокнами и другими примесями. Практически любое развивающееся в трансформаторе повреждение рано или поздно приводит к снижению пробивного напряжения масла, и в этом смысле его можно считать комплексной характеристикой состояния масла.

Другим показателем, характеризующим свойства трансформаторного масла как диэлектрика, является *тангенс угла диэлектрических потерь* или  $\text{tg } \delta$ . Если к идеальному диэлектрику приложить переменное напряжение  $U$  (рис. 4), то через него будет протекать емкостный ток  $I_C$ . В реальном диэлектрике ток содержит также активную составляющую  $I_a$ , определяющую мощность, рассеиваемую в диэлектрике. Эта мощность называется диэлектрическими потерями. Суммарный ток  $I$  в реальном диэлектрике, в том числе и в масле, оказывается сдвинутым от напряжения не на  $90^\circ$ , а на меньший угол, равный  $90^\circ - \delta$ . Чем хуже диэлектрик (или соответственно чем хуже качество масла), тем больше в нем потери, тем больше активная составляющая тока  $I_a$  и тем больше угол  $\delta$ .

Диэлектрические потери принято характеризовать тангенсом этого угла ( $\text{tg } \delta$ ).

Рис. 4. Векторная диаграмма напряжения и тока в диэлектрике



Поскольку потери  $P = UI \cos(90^\circ - \delta) = UI_a = UI_C \text{tg } \delta$ , то  $\text{tg } \delta = I_a / I_C$  или в процентах  $\text{tg } \delta = (I_a / I_C) 100\%$ .

Диэлектрические потери для свежего масла характеризуют его качество и степень очистки, а в эксплуатации – степень загрязнения и старения масла. Повышенные диэлектрические потери масла приводят к снижению изоляционных характеристик трансформатора в целом. При повышении  $\text{tg } \delta$  масла сверх нормируемого предела нужно принять меры к его снижению или заменить масло.

Для определения  $\text{tg } \delta$  масло заливают в специальный сосуд с цилиндрическими или плоскими электродами. Измерение производят с помощью моста переменного тока типов P525, P5026 и др. по так называемой прямой схеме. Прямая схема используется в том случае, когда ни один электрод (полюс) испытуемого объекта не связан с землей. Если один из полюсов (обычно это корпус или бак) заземлен, применяется так называемая перевернутая схема (см. § 6). Прямая и перевернутая схемы включения моста приведены на рис. 5. Поскольку напряжение на электродах должно быть 2 кВ (при расстоянии между ними 2 мм), питание моста осуществляется через трансформатор  $T$ . Регулируя  $R_3$  и  $C_4$ , добиваются равновесия моста. Сопротивления моста и эталонного конденсатора моста подобраны так, что  $\text{tg } \delta = C_4$ . Следовательно, при измерении достаточно произвести отсчет емкости  $C_4$ . Значение  $R_3$  при всех измерениях диэлектрических потерь масла практически не меняется.

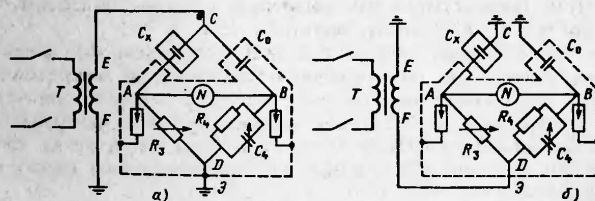


Рис. 5. Принципиальная схема моста переменного тока:

$a$  – прямая;  $b$  – перевернутая;  $T$  – трансформатор;  $C_x$  – испытуемый объект;  $C_0$  – образцовый конденсатор;  $N$  – нуль-индикатор (гальванометр);  $R_3$  – регулирующий резистор моста;  $C_4$  – регулируемый конденсатор моста;  $\text{Э}$  – экран моста

Перед измерением нужно проверить схему моста с присоединенными к нему электродами сосуда на отсутствие потерь. Это делают перед заливкой испытуемого масла в сосуд. Потерь нет, если  $C_4 = 0$ . В противном случае следует проверить правильность сборки схемы и чистоту электродов. К сожалению, такая проверка проводится не всегда, что приводит к получению ложных результатов. Каждое измерение целесообразно повторять дважды – при разных положениях переключателя полярности гальванометра и при максимальной его чувствительности.

В настоящее время на некоторые виды трансформаторного масла нормируют  $\operatorname{tg} \delta$  при температуре  $90^\circ\text{C}$ , однако в эксплуатационных руководящих материалах  $\operatorname{tg} \delta$  нормируется при  $20$  и  $70^\circ\text{C}$  [2]. Для комплексной оценки состояния трансформатора и его узлов следует в эксплуатации определять  $\operatorname{tg} \delta$  масла при всех трех температурах ( $20$ ,  $70$  и  $90^\circ\text{C}$ ). В некоторых случаях (например, в жаркие летние дни) трудно обеспечить температуру масла  $20^\circ\text{C}$ . Тогда измерение  $\operatorname{tg} \delta_{Mt}$  производится при комнатной температуре  $t$ ,  $^\circ\text{C}$ , а тангенс угла диэлектрических потерь при  $20^\circ\text{C}$  определяется по формуле

$$\operatorname{tg} \delta_{M20} = \operatorname{tg} \delta_{Mt} / K_3,$$

где  $K_3$  – коэффициент, зависящий от разности температур,  $\Delta t = t - 20^\circ\text{C}$ , принимаемый согласно табл. 7 (см. § 6).

Для трансформаторов  $500$ – $750$  кВ и для мощных блочных трансформаторов  $220$  кВ значения  $\operatorname{tg} \delta$  масла, допустимые в эксплуатации, отличаются от указанных в табл. 1. Например, согласно заводской инструкции для трансформаторов ТНЦ-1000000/500 оно должно быть не более  $4\%$  при  $90^\circ\text{C}$ .

Пробивное напряжение и  $\operatorname{tg} \delta$  масла определяют в электротехнической лаборатории. Остальные нормируемые величины характеризуют физико-химические свойства, и их определяют в химической лаборатории. От электротехнического персонала требуется доставить в лабораторию пробу масла и затем правильно оценить результаты анализа. Рассмотрим некоторые из этих показателей.

**Цвет масла** обычно светло-желтый. В эксплуатации под влиянием нагрева, загрязнений, образующихся смол и осадков масло темнеет. Темный цвет свежего масла свидетельствует о неудовлетворительной очистке. Быстрое и сильное потемнение масла указывает на его перегрев или образование угля. Цвет определяют после пропускания пробы через фильтр. Цвет масла служит для ориентировочной оценки его качества.

**Механическими примесями** называют любые нерастворенные вещества, содержащиеся в масле в виде осадка или во взвешенном состоянии. Первая группа примесей – это волокна, пыль и другие элементы, попавшие в масло в результате растворения различного вида связующих веществ (красок, лаков и т.д.). Они влияют на электрическую прочность

масла. Их наличие определяют, просматривая на свет стеклянный сосуд, в который налито масло, после предварительного встряхивания.

При возникновении в масле электрической дуги кроме газов образуется второй вид примесей – твердые обуглившиеся частицы, называемые взвешенным углеродом. Масло, в котором горела дуга, приобретает синеватый оттенок и флуоресцирует. Взвешенный углерод легко удаляется из масла обычной механической очисткой. При очень сильном засорении продуктами горения масло подлежит восстановлению или замене.

Уже отмечалось, что в процессе старения масла образуются нерастворимые осадки – шлам. Некоторые из них сильно гигроскопичны, и их отложения на поверхности изоляции могут вызвать перекрытия. Оседая на обмотке, шламы сильно уменьшают, а иногда и закупоривают масляные каналы, что ухудшает охлаждение и может привести к недопустимым перегревам.

Обычно наличие механических примесей проверяют на просвет визуально. Если они не обнаруживаются, то считается, что их количество не превышает  $50$  г на  $1$  т масла. Однако для трансформаторов напряжением более  $750$  кВ предельное нормируемое количество примесей составляет  $5$ – $15$  г/т, что требует, конечно, более точных методов контроля. Определенное количество масла пропускается через фильтр, который взвешивается до фильтрования масла и после. Разность масс и дает количество осадков.

**Влагосодержание масла** в малых концентрациях существенного влияния на его свойства не оказывает, но при превышении нормы вода может оказать губительное действие на трансформатор. Ее наличие свидетельствует либо о потере герметичности (в том числе во вводах, в системе охлаждения и т.д.), либо о чрезвычайно сильном старении масла. Осажденная на дне бака вода сама по себе не снижает электрической прочности масла, но может перейти в растворенное состояние в масле или даже увлажнить твердую изоляцию. Вода может проникнуть в масло из воздуха при изменении объема масла вследствие его попеременного нагрева и охлаждения. Трансформаторы с исправной пленочной защитой масла в расширителе от такой опасности избавлены. Вода может находиться в масле также в виде взвешенных частиц.

Влагосодержание определяется по количеству водорода, выделяемого при взаимодействии масла с гидридом кальция. Строят график отношения времени начала реакции к количеству выделившегося газа в течение  $45$  мин, из него определяют (по номограмме или формуле) объем выделяющегося водорода, а затем с учетом плотности масла при температуре испытания рассчитывают влагосодержание. Оно выражается в процентах массы (см. табл. 1) или в граммах воды на тонну масла, причем  $0,001\% = 10$  г/т.

Важной характеристикой является **температура вспышки масла**. Чем ниже температура вспышки, тем больше испаряемость. При испарении

рении масла ухудшается его состав, растет вязкость, образуются взрывоопасные и другие газы. Особенно опасно снижение температуры вспышки масла в устройствах РПН.

Для определения температуры вспышки масло заливают в закрытый сосуд (тигель) и нагревают. Выделяемые пары масла, смешиваясь с воздухом, образуют смесь, которая вспыхивает при определенной температуре при поднесении к ней пламени или от электрической искры.

При разложении масла, сопровождаемом снижением температуры вспышки, выделяются газы. При этом срабатывает газовая защита (на сигнал или на отключение). В ряде случаев по снижению температуры вспышки и по составу газа, скопившегося в газовом реле, можно определить характер повреждений внутри трансформатора.

*Кислотным числом масла* называют количество едкого кали (KOH), выраженного в миллиграммах, которое необходимо для нейтрализации свободных кислот в 1 г масла. В крупных трансформаторах допустимое в эксплуатации значение меньше, чем приведенное в табл. 1 (для ТНЦ-1000000/500 — 0,15 мг KOH).

*Водорастворимые кислоты и щелочи* могут попасть в масло при рафинировании и регенерации (серная кислота и щелочи) или образоваться в эксплуатации в результате окисления (низкомолекулярные кислоты, дающие кислую реакцию водной вытяжки). Наличие низкотемпературных кислот свидетельствует о плохом качестве масла, его быстром разрушении. Эти кислоты агрессивны, могут быть причиной коррозии металла и старения твердой изоляции. Для обнаружения кислот применяется 0,02 %-ный водный раствор метилоранжа, а для обнаружения щелочей и мыл — 1 %-ный спиртовой раствор фенолфталеина, которые меняют свой цвет в присутствии контролируемых компонентов. При содержании водорастворимых кислот и щелочей 0,015 мг KOH и более (в трансформаторах мощностью до 630 МВ·А — 0,03 мг KOH) нужно произвести регенерацию или замену масла.

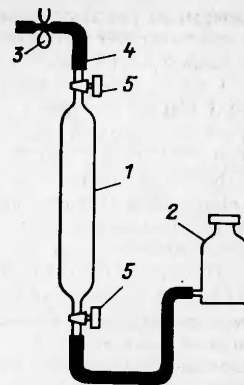
*Стабильность масла* определяется проведением его искусственного старения (окисления) в специальных аппаратах, выражается двумя показателями — процентным содержанием осадка и кислотным числом, определяется лишь для свежего масла.

*Натровая проба* характеризует степень отмытки масла от посторонних примесей. Этот показатель также используется лишь для свежего масла и в эксплуатации не проверяется.

*Температуру застывания* проверяют для масла трансформаторов, работающих в северных условиях. Это наибольшая температура, при которой масло застывает настолько, что при наклоне пробирки под углом 45° его уровень в течение 1 мин остается неизменным. Снижение температуры застывания затрудняет работу маслоснасосов, устройств РПН и переключателей без возбуждения (ПВВ).

*Газосодержание масла* определяют при проведении работ, связанных с дегазацией и азотированием масла. В принципе суммарное газо-

Рис. 6. Прибор для отбора проб газа из газового реле



содержание масла можно определять с помощью хроматографа, но все действующие нормы ориентированы на измерение абсорбциометром. В стеклянной колбе распылителя создается вакуум. В нее заливают масло и по изменению остаточного давления определяют газосодержание пробы.

Другие показатели масла не нормируются и носят вспомогательный характер. Плотность (удельная масса) наиболее просто определяется с помощью ареометра. Статистическая и динамическая вязкость измеряется соответственно с помощью вискозиметров Энглера и Пинкевича. Содержание серы измеряется, как правило, лишь в процессе отработки технологии производства трансформаторного масла.

*Анализ газа из газового реле* выполняется на газоанализаторе или на хроматографе (последнее точнее). Для получения правильных результатов нужно правильно отобрать пробу газа. Для этого пользуются прибором (рис. 6), размещаемым в специальном деревянном футляре. Отбор пробы следует производить следующим образом. Уравнительная склянка 2 заполняется 22 %-ным раствором поваренной соли с добавлением 5—6 капель серной кислоты и метилового оранжевого индикатора (вместо этого можно применять водный раствор глицерина 1:1 по объему или трансформаторное масло). Открывают краны 5 пипетки 1, поднимают склянку 2 выше верхнего крана и, когда жидкость, заполнив пипетку, начнет вытекать из резиновой трубки 4, закрывают краны 5 и надевают зажим 3. В пипетке не должно оставаться пузырьков воздуха. Конец трубки 4 надевают на штуцер закрытого крана газового реле, опускают пипетку ниже этого крана, открывают краны 5 пипетки и снимают зажим 3. Уровень жидкости в пипетке не должен опускаться. Если он опускается, то прибор неисправен или трубка 4 неплотно надета на штуцер. Лишь убедившись в отсутствии подсоса воздуха, можно открывать кран газового реле. Отбор газа ведут до тех пор, пока уровень масла в реле не достигнет верхней отметки на смотровом стекле или пока не заполнится пипетка (ее вместимость 500 мл). Затем закрывают кран газового реле, поднимают склянку 2 выше верхнего края пипетки, закрывают краны 5 пипетки. Пипетка с закрытыми кранами доставляется в химическую лабораторию.

Т а б л и ц а 2. Состав газа в газовом реле при внутренних повреждениях трансформаторов

Причина появления газа	Содержание компонентов, % объема				
	водород	метан + этан	ацетилен + этилен	окись углерода	углекислый газ
Электрическая дуга в масле	40–65	0,1–5	0,1–5	0–0,2	0,3
Разложение масла и твердой изоляции электрической дугой	30–65	0,5–10	0,2–5	1–25	0,2–5
Разложение масла при нагреве	0,5–30	3–10	0,2–10	0–0,02	0,1–2
Разложение масла и твердой изоляции при нагреве и под действием частичных разрядов	2–25	2–10	0,1–10	0,2–15	0,2–5

О наличии или отсутствии повреждений в трансформаторе по результатам анализа газа из газового реле можно судить по данным табл. 2.

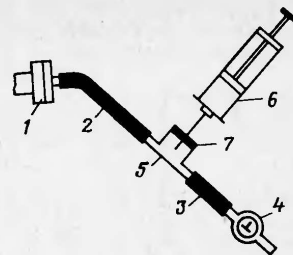
Основными примерами первых двух видов повреждений, указанных в табл. 2, связанных с наличием дуги и характеризующихся в первую очередь большим количеством водорода ("горючий" газ из газового реле), является перекрытие в устройстве РПН и межвитковое замыкание. Газовое реле, как правило, работает на отключение, происходит выброс масла через выхлопную трубу или предохранительный клапан. Трансформатор подлежит выводу в ремонт.

Третий вид повреждения — разложение масла — связан с наличием повышенных местных нагревов. Решение о выводе в ремонт трансформатора при наличии этого, а также четвертого вида повреждения принимается в соответствии с инструкцией по эксплуатации и ПТЭ в зависимости от местных условий (см. также "Инструкцию по определению характера внутренних повреждений трансформаторов по анализу газа из газового реле". М: Союзтехэнерго, 1980. 15 с).

## 5. ХРОМАТОГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РАСТВОРЕННЫХ В МАСЛЕ ГАЗОВ

В последнее десятилетие для диагностики состояния трансформатора получил широкое распространение и показал удовлетворительные результаты хроматографический анализ растворенных в масле газов. От электротехнического персонала и электромонтеров требуется правильно отобрать пробу масла и доставить ее в лабораторию, а после выполнения анализа правильно истолковать его результаты и принять решение о дальнейшей эксплуатации трансформатора. Анализ выпол-

Рис. 7. Отбор пробы масла в шприц



няется на хроматографе, как правило, специально подготовленными работниками химической службы.

Существует несколько способов выделения газов из масла, каждому из которых соответствуют свои способы отбора пробы масла. Рассмотрим два наиболее распространенных способа.

**Отбор пробы масла в стеклянные шприцы** применяется в случае выделения растворенных в масле газов с помощью вакуума. Отбор проб производится в медицинские шприцы объемом 5 или 10 мл. Предварительно шприц проверяют на герметичность. Для этого оттягивают поршень до предела и затем конец иглы шприца вводят в резиновую пробку, не протыкая ее насквозь. Надавливают на шток, перемещая поршень примерно на половину его входа. В таком состоянии шприц вместе с пробкой опускают в вводу. Отсутствие пузырьков выделяемого воздуха свидетельствует о достаточной герметичности.

Для отбора пробы масла на трансформаторе имеется специальный патрубок. Перед отбором патрубок должен быть очищен от загрязнений. При отборе нужно слить некоторое количество масла, застоявшегося в патрубке, промыть маслом шприц и маслоотборное приспособление. Лучше всего пользоваться схемой, рекомендованной методическими указаниями [3]. Тройник 5 (рис. 7) с резиновой пробкой 7 с помощью резиновой трубки 2 и переходника соединяют с патрубком 1 трансформатора, а трубкой 3 — с трехходовым или иным краном 4. Вся система должна быть герметичной. Длина трубки 2 выбирается такой, чтобы было удобно оперировать с тройником 5 и шприцем 6. Открывают вентиль на трансформаторе. Открывают кран 4 и сливают 1–2 л масла. Закрывают кран 4, вводят иглу шприца в тройник 5, протыкая насквозь пробку 7. Заполняют шприц маслом. Под избыточным давлением масла поршень шприца должен перемещаться свободно. Открывают (не полностью) кран 4. Для промывки шприца нажимают на его поршень и выдавливают из него масло. Операцию повторяют 2 раза. Затем, набрав масло в шприц, вынимают его из тройника и вводят конец иглы в заранее подготовленную резиновую пробку (как при проверке герметичности шприца). Закрывают вентиль на трансформаторе и отсоединяют систему отбора.

Заполненный маслом шприц с пробкой помещают в специальную (лучше деревянную) тару с гнездами для шприцев, маркируют пробу и отправляют в лабораторию. При маркировке пробы следует фиксировать объект (электростанция или подстанция), местную маркиров-



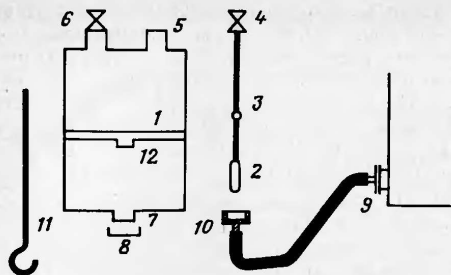


Рис. 8. Схема маслоотборного устройства

ку трансформатора, место отбора пробы (бак, устройство РПН, ввод), дату отбора пробы и кем выполнен отбор. Часто на шприце ставят краткое условное обозначение, которое расшифровывается в журнале.

Отбор пробы масла в маслоотборник производится при так называемом частичном выделении растворенных в масле газов. Точность результатов анализа здесь значительно выше, чем в предыдущем случае, однако требуемый объем масла велик (несколько литров), что усложняет отбор и транспортировку пробы. Обычно пользуются маслоотборником вместимостью 2,5–3 л, схема которого приведена на рис. 8. В нормальном положении поршень 1 опущен на дно, барботер\* 2 с датчиком температуры 3 и закрытым вентилем 4 ввернут в отверстие 5. Вентиль 6 закрыт. Отверстие 7 в дне маслоотборника закрыто заглушкой 8.

Пробы масла отбирают из патрубка 9, расположенного в поддоне трансформатора и нормально закрытого пробкой. К патрубку присоединяется резиновая трубка диаметром 5–8 мм, имеющая на конце штуцер с накидной гайкой 10. Сливают 1,5–2 л масла. Штуцер 10 переворачивают накидной гайкой вверх (как показано на рис. 8) и регулируют расход масла (примерно 1 мл/с). При таком расходе масло заполняет накидную гайку и медленно стекает по ее краям.

Из маслоотборника вывертывают барботер 2–4 и, нажимая штоком 11 на хвостовик поршня, переводят поршень вверх. Шток вводят через отверстие 7. Переворачивают маслоотборник кверху дном и наворачивают накидную гайку 10 на отверстие 5 настолько, чтобы масло перестало подтекать из штуцера. Происходит заполнение маслоотборника. Расход масла при этом должен быть примерно 0,5 л/мин. Когда из отверстия 7 показывается хвостовик поршня 12, следует завернуть на место заглушку 8. Прекратив подачу масла, но не отсоединяя шланг 9 –

10, переворачивают маслоотборник дном вниз. Отвернув штуцер 10 и убедившись, что масло полностью заполняет патрубок 5, ввертывают на место барботер 2 с закрытым вентилем 4. Маслоотборник, заполненный маслом, доставляют в лабораторию для анализа.

Во всех случаях главное требование при отборе и доставке пробы масла в лабораторию – обеспечить герметичность и не допустить загрязнения или увлажнения масла. Время хранения пробы до проведения анализа должно быть минимальным (не более суток).

Проведя анализ, лаборатория выдает результаты и, как правило, указывает на отклонение от нормы содержания тех или иных растворенных газов. Однако решение о дальнейшей эксплуатации трансформатора принимает электротехническая служба.

При анализе определяют содержание углекислого газа  $\text{CO}_2$ , окиси углерода  $\text{CO}$ , водорода  $\text{H}_2$  и углеводородов – метана  $\text{CH}_4$ , ацетилена  $\text{C}_2\text{H}_2$ , этилена  $\text{C}_2\text{H}_4$ , этана  $\text{C}_2\text{H}_6$ , а также кислорода  $\text{O}_2$  и азота  $\text{N}_2$ . Однако чаще производится анализ не по всем перечисленным газам, а по части из них, например углекислому газу, ацетилену и этилену. Естественно, чем меньшая номенклатура газов учитывается, тем меньше возможности своевременно выявить начинающееся повреждение трансформатора.

В настоящее время с помощью хроматографического анализа можно определить две группы повреждений силовых трансформаторов:

1) дефекты твердой изоляции (перегревы и ускоренное старение твердой электрической изоляции, частичные разряды в бумажно-масляной изоляции), 2) перегревы металла и частичные разряды в масле (дефекты токоведущих частей, особенно контактных соединений, магнитопровода и конструктивных частей, в том числе с образованием короткозамкнутых контуров и др.).

Для дефектов первой группы характерно выделение углекислого газа и окиси углерода. Для трансформаторов с открытым дыханием и азотной защитой масла в качестве критерия оценки состояния используется концентрация углекислого газа. Установлено, что опасные дефекты первой группы имеют место при концентрациях  $\text{CO}_2$ , превышающих указанные в табл. 3.

О критериях оценки состояния трансформаторов с пленочной защитой масла будет сказано ниже.

Для второй группы дефектов характерно выделение этилена или ацетилена. Могут присутствовать оба этих газа одновременно, а также сопутствующие газы метан и водород. Опасные концентрации приведены в табл. 3.

Как следует подходить к решению вопроса о дальнейшей эксплуатации трансформатора? Наибольшую опасность представляют те повреждения первой группы, которые связаны с повреждением твердой изоляции обмоток или отводов. Достаточно какого-либо дополнительного воздействия, чтобы трансформатор получил повреждение. Например,

\* Приспособление, используемое при выделении из масла растворенных газов

Т а б л и ц а 3. Предельные концентрации растворенных в масле газов для трансформаторов с открытым дыханием и азотной защитой масла

Группа дефектов	Защита масла	Среднегодовая температура масла, °С	Характерный газ	Предельная концентрация, %
Первая	Гидрозатвором и воздухоочистителем	≤40	CO <sub>2</sub>	0,6
		>40	CO <sub>2</sub>	1
	Азотная	≤40	CO <sub>2</sub>	0,3
Вторая	Всех систем	-	CO <sub>2</sub>	0,5
			C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	0,008
			C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	0,01
			CH <sub>4</sub>	0,01

возникающие даже при не очень близком КЗ механические воздействия могут привести к повреждению изоляции в месте возникшего дефекта, образованию дуги и аварийному отключению. Такие трансформаторы следует выводить в ремонт в первую очередь.

Чтобы более правильно решить вопрос о степени срочности вывода трансформатора в ремонт, нужно учитывать ряд дополнительных обстоятельств. Углекислый газ может образоваться и по причинам, не связанным с изоляцией обмоток или отводов. К такому эффекту может привести умеренно повышенный нагрев большой площади металла или сильное старение масла, а также частые перегрузки, перевозбуждения, отказы системы охлаждения. В эксплуатации имели место ошибочные подключения баллона с углекислым газом вместо азотной системы азотной защиты. В этих случаях следует учитывать данные электрических испытаний и химического анализа масла (см. § 4), а также рекомендации завода-изготовителя, связанные с конструктивными особенностями и данными о повреждаемости данного типа трансформаторов. Можно провести сравнительный анализ на содержание углекислого газа в трансформаторе того же типа, работающего то же самое время в тех же условиях в аналогичном режиме.

При выводе в ремонт поврежденная часть твердой изоляции имеет черно-коричневый цвет и отчетливо выделяется на фоне остальной части изоляции. На ней могут быть видны ветвистые побеги, представляющие собой следы разряда.

Дефекты второй группы наиболее опасны в том случае, если они расположены в непосредственной близости от твердой изоляции, а также при неисправности токоведущих соединений. Если повреждение затронуло твердую изоляцию, это может быть установлено по росту концентрации углекислого газа, особенно при сравнении с данным анализа для соседнего такого же трансформатора. Опасная неисправность токоведущих частей определяется измерением электрического сопря-

жения обмоток постоянному току (см. § 7). Такие трансформаторы следует выводить в ремонт в первую очередь, как и при повреждениях первой группы. В общем случае повышенное содержание этилена и ацетилена при нормальном содержании углекислого газа указывает на перегревы конструктивных частей или магнитопровода. В этом случае капитальный ремонт следует провести в ближайшие 6 мес. Естественно, при решении вопроса о выводе в ремонт нужно учитывать возможность появления газов по иным причинам, не связанным с дефектом самого трансформатора, — повреждение двигателей электронасосов системы охлаждения, проникновение газов из контактора устройства РПН и др.

При выводе в ремонт трансформаторов с повреждениями второй группы в месте повреждения находят вязкие или твердые продукты разложения масла черного цвета.

При вводе в работу трансформатора после капитального ремонта хроматографический анализ в течение первого месяца может показать наличие ранее обнаруженных газов. Если дефекты при ремонте были устранены, то концентрация характерных газов (кроме углекислого) в дальнейшем уменьшается, а углекислого газа — не изменяется. Увеличение концентрации свидетельствует о том, что дефект при ремонте не был устранен.

Для трансформаторов, имеющих пленочную защиту масла, а также для других трансформаторов, в которых на основании анализа предполагалось повреждение твердой изоляции, но оно не было выявлено при капитальном ремонте, проводится расширенный анализ растворенных в масле газов. Оценка степени опасности предполагаемого повреждения производится по отношениям концентрации газов в соответствии с данными табл. 4.

Наиболее опасным дефектом является повреждение твердой изоляции, которое сопровождается частичными разрядами в ней. Предполагать его наличие можно в том случае, если на него указывают не менее двух отношений в приведенной таблице. Эксплуатация таких трансформаторов допускается только с согласия завода-изготовителя.

Если обнаружены частичные разряды в масле, нужно убедиться, что возникший дефект не затрагивает твердую изоляцию. Для этого хроматографический анализ растворенных в масле газов следует повторять через каждые две недели. Если в течение 3 мес отношения не изменяются, то твердая изоляция не затронута.

Дополнительным подтверждением повреждений, выявленных по указанным отношениям, является скорость изменения концентрации газов. Свидетельством наличия опасного дефекта является увеличение концентрации ацетилена при частичных разрядах в масле на 0,004 — 0,01 % в месяц и более, при частичных разрядах в твердой изоляции на 0,02—0,03 % в месяц. Для перегревов (последняя колонка таблицы) характерно снижение скорости нарастания концентрации газов (в пер-

Т а б л и ц а 4. Опасные отношения концентраций растворенных в масле газов в трансформаторах с пленочной защитой масла

Отношение концентраций газов	Отношение концентрации при наличии		
	частичных разрядов		перегревов токоведущих соединений и элементов конструкции
	в масле	в твердой изоляции	
<b>Основные показатели</b>			
CH <sub>4</sub> : H <sub>2</sub>	0,4–1	Менее 0,4	Более 1
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> : C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Более 1	Менее 1	Менее 0,5
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> : C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	Менее 0,5	Менее 0,5	Более 0,5
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> : CH <sub>4</sub>	Менее 0,2	Менее 0,2	Более 0,2
CO <sub>2</sub> : CO	Менее 3	Более 10	Менее 10
<b>Дополнительные показатели</b>			
CH <sub>4</sub> : C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	Более 5	1–5	–
C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> : C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	1–5	Более 5	–
C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> : CH <sub>4</sub>	Менее 0,4	Менее 0,4	–

вую очередь метана и ацетилена), при этом рекомендуется провести дегазацию масла в баке трансформатора с последующим отбором проб 1 раз в 2 недели.

В общем случае периодичность отбора проб для хроматографического анализа растворенных в масле газов – 1 раз в 6 мес. Для трансформаторов 750 кВ дополнительно производится отбор пробы через 2 недели после включения.

Благодаря высокой эффективности диагностики состояния трансформаторов путем хроматографического анализа растворенных в масле газов в ряде энергосистем (на Украине, в Мосэнерго и др.) уменьшен объем работ по традиционным измерениям характеристик изоляции трансформаторов, требующим их отключения.

## 6. ИСПЫТАНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ

Профилактические испытания трансформаторов производятся в соответствии с требованиями ПТЭ и Норм испытаний электрооборудования [2] при каждом текущем и капитальном ремонте. Текущий ремонт трансформаторов с устройствами РПН производится ежегодно, без РПН – 1 раз в два года для главных трансформаторов электростанций и подстанций и трансформаторов собственных нужд и 1 раз в 4 года для всех других. Профилактические испытания в основном сводятся к испытаниям изоляции и измерениям переходных сопротивлений контактов. Нормируемый объем испытаний трансформаторов при-

34

Т а б л и ц а 5. Объем профилактических испытаний трансформаторов

Проводимые измерения и проверки	Испытание			
	при вводе в эксплуатацию	при капитальном ремонте	при текущем ремонте	в межремонтный период
Сопротивление изоляции, коэффициент абсорбции tg δ	+	+	+	+
Емкость, C <sub>2</sub> /C <sub>50</sub> , ΔC/C	+	+	–	–
Испытание повышенным напряжением	+	+	–	–
Сопротивление обмоток постоянному току	+	+	–	–
Коэффициент трансформации	+	+	–	–
Группа соединений и фазировка	+	+	–	–
Ток и потери холостого хода	+	+	–	–
Проверка переключающего устройства	+	+	+	–
Проверка бака давлением	+	+	–	–
Проверка устройства охлаждения	+	+	+	–
Проверка индикаторного сигналя	+	+	+	+
Трансформаторное масло	+	+	+	+
Сопротивление изоляции, tg δ, испытание повышенным напряжением и испытание масла вводов	+	+	–	+
Проверка качества уплотнения вводов	+	+	–	–
Проверка манометров вводов	–	–	–	+

веден в табл. 5. На практике применяются и другие виды испытаний. Если есть признаки ухудшения изоляции или предположения о ее ухудшении, профилактические испытания производятся в период между ремонтами. Результаты испытаний сравнивают с установленными нормами, а также с ранее измеренными значениями.

Испытания изоляции являются основным элементом всяких профилактических испытаний. Изоляция подвергается тепловым, механическим и электрическим воздействиям. При этом ускоряется протекание химических процессов (окисление), изменяется структура изоляции, снижается механическая прочность, происходит расслоение. Особенно вредные воздействия на изоляцию трансформаторов оказывают увлаж-

35

Т а б л и ц а 6. Соединение обмоток при измерении характеристик изоляции трансформатора

Измеряемые обмотки	Заземленные части
<b>Двухобмоточные трансформаторы</b>	
НН	ВН, бак
ВН	НН, бак
ВН + НН	Бак
<b>Трехобмоточные трансформаторы</b>	
НН	СН, ВН, бак
СН	ВН, НН, бак
ВН	НН, СН, бак
ВН + СН	НН, бак
ВН + СН + НН	Бак

нение и загрязнение. Влага проникает в глубь изоляции, создавая опасность электрического пробоя. Полностью избежать вредных воздействий практически невозможно. В результате изоляция стареет и в ней возникают общие (равномерно распределенные) и местные (сосредоточенные) дефекты. Даже такое эффективное средство диагностики состояния трансформаторов, как хроматографический анализ растворенных в масле газов, не говоря уже о внешнем осмотре, не позволяет выявить всех возможных дефектов изоляции. Именно этим вызвана необходимость проведения профилактических испытаний с отключением трансформатора.

Рассмотрим основные виды профилактических испытаний изоляции трансформаторов.

**Измерение сопротивления изоляции** производится с помощью мегаомметра и является одним из наиболее простых и распространенных видов испытаний. Оно может дать представление о среднем состоянии изоляции, при явных повреждениях указать на их наличие, а в некоторых случаях помогает определить место дефекта.

Для измерения сопротивления изоляции трансформатора используются мегаомметры с напряжением 2,5 кВ. Для трансформаторов 220 кВ и более целесообразно применять мегаомметр со стабилизирующей электронной приставкой. Если генератор мегаомметра имеет ручной привод, рукоятку надо вращать с частотой 120 об/мин. К зажиму Л (линия) подключают одну обмотку трансформатора, к зажиму З (земля) — все остальные обмотки, соединенные с баком или другим заземленным элементом (табл. 6).

В табл. 6 обозначены: ВН — обмотка высшего, СН — среднего, НН — низшего напряжения. В автотрансформаторах, имеющих общую обмотку ВН и СН и отдельную обмотку НН, соединения производятся как для двухобмоточного трансформатора. Если обмотка НН отсут-

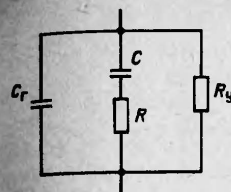


Рис. 9. Простейшая схема замещения внутренней изоляции трансформатора

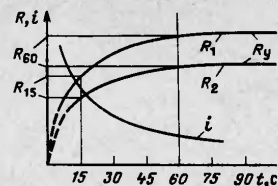


Рис. 10. Зависимость сопротивления изоляции и тока в ней от времени при измерении мегаомметром ( $R_1$  и  $R_2$  — установившиеся значения при температурах  $t_1$  и  $t_2$  соответственно)

ствует, выполняется одно измерение. При профилактических испытаниях измерять сопротивление изоляции по всем перечисленным схемам нет необходимости.

Перед подачей напряжения от мегаомметра рекомендуется сначала раскрутить его генератор до полной скорости и лишь тогда подавать напряжение на трансформатор (это позволит правильно определить коэффициент абсорбции — см. ниже). При этом сначала произойдет быстрый заряд геометрической емкости  $C_r$  (рис. 9), определяемой конструкцией изоляции, затем будет плавно заряжаться емкость  $C$ , которая вместе с сопротивлением  $R$  характеризует наличие увлажнений, загрязнений и т.д., и, наконец, протекающий ток установится и будет определяться сопротивлением изоляции постоянному току  $R_y$ . Этот установившийся ток называется током утечки. В соответствии с изменением тока будет изменяться и значение сопротивления, измеряемое мегаомметром. Изменение тока и сопротивления показано на рис. 10. Установившееся значение  $R_y$  достигается довольно долго. За сопротивление изоляции данной обмотки (или между обмотками) трансформатора принимают значение сопротивления  $R_{60}$ , измеренное через 60 с после подачи испытательного напряжения. После измерения до проведения других испытаний нужно разрядить обмотку трансформатора. Существенное влияние на результаты измерения оказывает температура. Пересчет сопротивления изоляции  $R_1$ , измеренного при температуре  $t_1$ , к температуре  $t_2$  производится по формуле

$$R_2 = K_2 R_1,$$

если  $t_2 > t_1$ , или

$$R_2 = R_1 / K_2,$$

если  $t_2 < t_1$ . Коэффициент  $K_2$  определяется по табл. 7.

Однако температурные зависимости для разных трансформаторов так сильно отличаются одна от другой, что на практике не следует пользоваться пересчетом на разность температур более чем  $\pm 5^\circ \text{C}$ . Нужно

Т а б л и ц а 7. Зависимость пересчитанных коэффициентов от разности температур

Коэффициент	Значение коэффициента при $\Delta t = t_2 - t_1, ^\circ\text{C}$									
	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30
$K_1$ (пересчет $\text{tg } \delta_{\text{ИЗ}}$ )	1,03	1,06	1,09	1,12	1,15	1,31	1,51	1,75	2	2,3
$K_2$ (пересчет $R_{60}$ )	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,5	1,84	2,25	2,75	2,4
$K_3$ (пересчет $\text{tg } \delta_{\text{М}}$ )										

П р и м е ч а н и е. Если полученное  $\Delta t$  не указано в таблице, коэффициент определяется умножением коэффициента  $K$ , соответствующего ближайшей меньшей разности температур  $\Delta t'$ , кратной  $5^\circ\text{C}$ , на коэффициент  $K'$ , соответствующий разности  $\Delta t - \Delta t'$ . Например, для  $\Delta t = 13^\circ\text{C}$  находим  $K'_1 = 1,31$  при  $\Delta t' = 10^\circ\text{C}$  и  $K''_1 = 1,09$  при  $\Delta t - \Delta t' = 13 - 10 = 3^\circ\text{C}$ , и тогда  $K_1 = K'_1 K''_1 = 1,31 \cdot 1,09 = 1,43$ .

Т а б л и ц а 8. Минимальное сопротивление изоляции обмоток трансформаторов по [2]

Вид испытаний	Номинальные данные трансформатора		Минимальное $R_{60}$ , МОм, при температуре обмоток, $^\circ\text{C}$						
	Напряже-ние, кВ	Мощность, кВ·А	10	20	30	40	50	60	70
			Не менее 70 % значения, указанного в паспорте						
При вводе в эксплуатацию	$\leq 35$	$< 10000$ $\geq 10000$	450 900	300 600	200 400	130 260	90 180	60 120	40 80
	110–750	Всех мощностей	Не менее 70 % значения, указанного в паспорте						
После капитального ремонта	$\leq 35$	Всех мощностей	450	300	200	130	90	60	40
	110	Всех мощностей	900	600	400	260	180	120	80

стремиться к измерению при той же температуре, что и при приемодаточных испытаниях на заводе-изготовителе, достигая ее в процессе охлаждения трансформатора после отключения или прогрева.

Нормами ограничены минимальные значения сопротивления изоляции обмоток при вводе в эксплуатацию и после капитального ремонта (табл. 8).

При капитальном ремонте сопротивление изоляции обмоток трансформаторов до 35 кВ включительно мощностью до 10 000 кВ·А включительно не должно снизиться более чем на 40 %, для остальных трансформаторов — на 30 %. Более значительное уменьшение свидетельствует об увлажнении или загрязнении изоляции в процессе ремонта.

Во всех случаях, в том числе когда минимально допустимое значение сопротивления изоляции не оговорено, оно не должно уменьшать

ся по сравнению с предыдущим измерением более чем в 2 раза. При большем уменьшении необходимо выяснить причину этого и принять меры по восстановлению изоляции.

Коэффициент абсорбции выражается отношением сопротивления изоляции, измеренного через 60 с после подачи напряжения от мегаомметра, к сопротивлению, измеренному через 15 с, т.е.  $K_{аб} = R_{60}/R_{15}$  (см. рис. 10). Он характеризует степень увлажнения и загрязнения изоляции. Для сухой изоляции этот коэффициент равен 1,5–2, для сильно увлажненной он близок к единице. Коэффициент абсорбции зависит от температуры, приближаясь к единице при  $80^\circ\text{C}$ . Поэтому измерения должны производиться при температуре 10–30  $^\circ\text{C}$ . При вводе в эксплуатацию и после капитального ремонта изоляция считается удовлетворительной, если  $K_{аб} \geq 1,3$ .

Измерение емкости и тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток трансформатора производится для схем, указанных в табл. 6. Понятие  $\text{tg } \delta$  было определено в § 4 (см. рис. 4). Иногда требуется определить емкость и  $\text{tg } \delta$  "по зонам", т.е. выделить определенную зону. В этом случае помимо двух основных используется третий зажим измерительного моста — "Экран". Например, если требуется определить емкость или  $\text{tg } \delta$  между обмотками ВН и НН двухобмоточного трансформатора, то эти обмотки подсоединяют к измерительным зажимам А и С (см. рис. 5, а), а бак — к зажиму Э. Кроме нормальной схемы моста, применяют так называемую перевернутую схему (рис. 5, б), в которой испытуемый объект заземлен. В частности, такая схема используется всегда, когда измерение производится между обмоткой и баком.

Измерения по зонам производят для трансформаторов напряжением 110 кВ и более. Схемы присоединения обмоток и подключения моста приведены в табл. 9. В этом случае измерения по схемам, приведенным в табл. 6, не обязательны. Измерения производят на трансформаторе, залитом маслом, через 0,5 – 2 сут после заливки. В трансформаторах с принудительной циркуляцией масла в этот период следует произвести перемешивание масла путем включения насосов.

Рассмотрим подробнее измерение с помощью моста типа P5026. На высоком напряжении (а при испытаниях трансформаторов это имеет место довольно часто) мост используется с внешним образцовым воздушным конденсатором P5023. Схемы соединений приведены на рис. 11. Они полностью соответствуют схемам на рис. 5. Обозначения зажимов на схемах приняты согласно маркировке моста и образцового конденсатора. Зажим  $C_x$  на рис. 11 соответствует точке А на рис. 5, зажим  $VII$  конденсатора — точке С.

При измерениях емкости и  $\text{tg } \delta$  соблюдают правила, предусмотренные для испытаний электрооборудования повышенным напряжением, тем более что аппаратура, необходимая для измерения, располагается в непосредственной близости от объекта. Особое внимание требуется при из-

Т а б л и ц а 9. Присоединение обмоток при измерении характеристик изоляции трансформатора по зонам

Измеряемая зона	Схема включения моста	Подключение трансформатора			Подключение моста	
		к измерительной схеме		к экрану	к источнику питания	к земле
		точка А	точка С			
<b>Двухобмоточные трансформаторы</b>						
NN – бак	Перевернутая	NN	–	ВН	D	C
NN – ВН	Нормальная	NN	ВН	Бак	C	Э, D
ВН – бак	Перевернутая	ВН	–	NN	D	C
<b>Трехобмоточные трансформаторы</b>						
NN – бак	Перевернутая	NN	–	СН, ВН	D	C
NN – СН	Нормальная	NN	СН	Бак, ВН	C	Э, D
СН – бак	Перевернутая	СН	–	ВН, NN	D	C
СН – ВН	Нормальная	СН	ВН	Бак, NN	C	Э, D
ВН – бак	Перевернутая	ВН	–	СН, NN	D	C

мерении по перевернутой схеме, когда значительное число элементов моста находится под напряжением. Корпус моста установлен вне ограждения, но его задняя стенка должна быть расположена на уровне ограждения, а высоковольтный ввод с подходящим к нему экранированным соединительным кабелем – в огражденной зоне. В ней же находится испытательный трансформатор *T* и образцовый конденсатор P5023. Провод, идущий от испытательного трансформатора к образцовому кон-

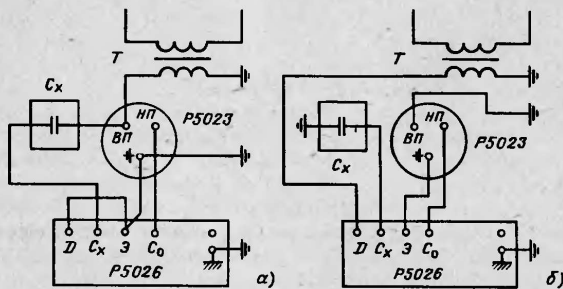
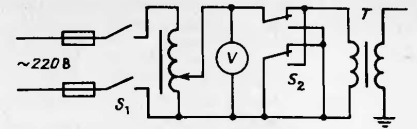


Рис. 11. Включение моста переменного тока P5026 при измерении емкости и tg δ с внешним конденсатором P5023:

а – по прямой схеме; б – по перевернутой схеме

Рис. 12. Питание испытательного трансформатора при измерении емкости и tg δ



денсатору, а также соединительные кабели моста, находящиеся под высоким напряжением, не должны касаться заземленных предметов и быть удалены от них не менее чем на 100–150 мм. Их можно крепить на изоляторах или бакелитовых трубках длиной не менее 200–250 мм.

При измерениях по любой схеме устройства отключения испытательного трансформатора (кнопка, переключатель и т.д.) должны быть под рукой у оператора. Трансформатор *T* и его регулирующее устройство можно приближать к мосту, но не менее чем на 0,5 м. При этом нужно убедиться, что они не оказывают недопустимых электромагнитных влияний. Корпус моста, корпус и один вывод вторичной обмотки трансформатора *T*, корпус регулировочного устройства обязательно заземляют.

Испытательный трансформатор должен давать напряжение 6, 10 кВ и более и иметь мощность  $S = U^2 \omega C_x$  ( $C_x$  выражено в фарадах,  $\omega = 314$  при 50 Гц). Этому условию удовлетворяют трансформаторы напряжения НОМ-10, НОМ-6 и др. Для повышения мощности можно включить параллельно два одинаковых трансформатора. На низковольтные обмотки этих трансформаторов подается напряжение 100 В (или  $\sqrt{3} \cdot 100 = 173$  В) от регулировочного устройства, в качестве которого могут быть приняты ЛАТР-1М, РНО-250-2 (при мощности до 2 кВ·А), РНО-250-5, РНО-250-10. Схема включения приведена на рис. 12. Выключателем  $S_1$  подают напряжение, переключателем  $S_2$  изменяют полярность подключения, если это требуется.

Емкость изоляции в испытуемой зоне определяется по формуле

$$C_x = k_0 C_0 / R_3,$$

а тангенс угла диэлектрических потерь

$$\text{tg } \delta_x = k_2 C_4,$$

где коэффициенты  $k_1$  и  $k_2$  определяются положением ручек магазина сопротивления моста.

Измеренная таким образом емкость изоляции обмоток трансформатора не нормируется и, вообще говоря, не является показателем состояния изоляции. Если емкость существенно отличается от значений, полученных при прошлых испытаниях, это говорит, как правило, об ошибке в схеме испытаний или при измерениях. Предельные значения tg δ приведены в табл. 10.

В эксплуатации tg δ измеряется у силовых трансформаторов 110 кВ и выше, а при меньшем напряжении – если мощность не менее 3–6287

Т а б л и ц а 10. Предельные значения тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток трансформатора

Вид испытаний	Номинальные данные трансформатора		tg δ, %, при температуре обмоток, С						
	Напряже-ние, кВ	Мощность, кВ·А	10	20	30	40	50	60	70
При вводе в эксплуатацию	≤35	≤6300 ≥10 000	1,2 0,8	1,5 1	2 1,3	2,5 1,7	3,4 2,3	4,5 3	6 4
	100–750	Всех мощностей	≤1 или ≤130 % значения, указанного в паспорте						
После капитального ремонта	≤35	>10 000	1,8	2,5	3,5	5	7	10	14
	110–150	Всех мощностей	1,8	2,5	3,5	5	7	10	14
	220–500	Всех мощностей	1	1,3	1,6	2	2,5	3,2	4

31 500 кВ·А. При этом его значение не нормируется, но должно учитываться при комплексной оценке результатов измерения состояния изоляции, в частности при расчетном определении ее влагосодержания.

Сравнение значений tg δ с заводскими (паспортными) или другими данными должно производиться строго при одной и той же температуре. Если измерения проведены при разной температуре, то результаты пересчитывают. Как и в случае пересчета  $R_{60}$ , если температура  $t_2$ , на которую нужно пересчитать tg δ, больше той ( $t_1$ ), при которой выполнены измерения, то

$$\operatorname{tg} \delta_2 = K_1 \operatorname{tg} \delta_1,$$

если же  $t_2 < t_1$ , то

$$\operatorname{tg} \delta_2 = \operatorname{tg} \delta_1 / K_1,$$

где  $K_1$  — коэффициент, зависящий от разности температур (согласно табл. 7).

Характеристики изоляции (это относится к измерению  $R_{60}$  и tg δ) измеряют при температуре изоляции не ниже +10 °С, если иное не указано в паспорте трансформатора. При установившейся или медленно падающей температуре за температуру изоляции принимают температуру верхних слоев масла. При других условиях температуру измеряют методом сопротивления по постоянному току.

Тангенс угла диэлектрических потерь хотя и позволяет оценивать загрязнение и увлажнение твердой изоляции и масла, может привести к неправильным выводам. В практике, например, имеют место случаи, когда при капитальном ремонте изоляция трансформатора сушится неудовлетворительно, но за счет заливки почти идеально "сухого" и чисто-

го масла общий tg δ (а также сопротивление изоляции и коэффициент абсорбции) доводится до удовлетворительного значения. Такие трансформаторы в эксплуатации имеют пониженную надежность. Поэтому косвенная оценка влагосодержания твердой изоляции трансформатора по значению, например, tg δ не может быть признана достаточной.

**Измерение влагосодержания твердой изоляции.** После изготовления твердая изоляция (картон) трансформатора имеет малое влагосодержание ( $W < 1\%$ ). Нормами лимитируется влагосодержание твердой изоляции после капитального ремонта. Так, для трансформаторов с высшим напряжением 110–220 кВ сушка не требуется, если влагосодержание твердой изоляции не превышает 3 %, а для 330–500 кВ — 1,5 %. В процессе эксплуатации влагосодержание может увеличиваться в 1,5–2 раза. Для крупных трансформаторов эта величина указана в заводской документации.

При увеличении влагосодержания происходит повреждение твердой изоляции вследствие появления в ней частичных разрядов. Может возникнуть ползущий разряд и, в конечном счете, пробой изоляции.

Внешний вид изоляции не связан с ее влагосодержанием. Молекулы бумаги в процессе старения полимеризуются, т.е. укрупняются. Бумага становится хрупкой, ломкой, и ее можно принять за тщательно высушенную. На самом же деле она может иметь очень высокое влагосодержание.

Наиболее надежным средством определения влагосодержания является прямое его измерение в лаборатории. Для этого из трансформатора отбирают образцы общей массой до 100–200 г. Используют специальные образцы, расположенные под соответствующим люком на крышке трансформатора, или вырезанные куски картона (от экрана на боковом яреме или другой части по согласованию с заводом-изготовителем). Образцы не должны долго находиться вне масла. Взятые образцы должны быть немедленно помещены в заранее приготовленную банку, залиты маслом из того же трансформатора и плотно закрыты. Как видно, этот способ определения влагосодержания твердой изоляции связан с необходимостью разгерметизации трансформатора. Поэтому он используется большей частью при монтаже, капитальном ремонте или для выяснения причин происшедшей аварии.

ВНИИЭ и ПО "Запорожтрансформатор" провели исследования маслобарьерной изоляции, позволившие получить зависимость между tg δ изоляции обмоток трансформатора, tg δ<sub>м</sub> масла и влагосодержанием твердой изоляции  $W$  [7]. На основании полученных зависимостей можно определить предельно допустимый tg δ диэлектрических потерь, соответствующий указанным выше допустимым значениям влагосодержания твердой изоляции при капитальном ремонте при разных характеристиках масла (табл. 11).

Если проверяется tg δ изоляции при 60 °С, следует воспользоваться данными трансформаторного масла для 70 °С (tg δ<sub>м70</sub>), а при темпе-

Т а б л и ц а 11. Допустимые значения  $\operatorname{tg} \delta$  изоляции обмоток трансформаторов при капитальном ремонте

Класс напряжения трансформатора, кВ	Допустимое влагосодержание твердой изоляции после капитального ремонта, %	Измеренная характеристика масла		Предельно допустимая характеристика изоляции обмоток	
		$\operatorname{tg} \delta_{\text{H}}$	Температура при измерении, °С	$\operatorname{tg} \delta$	Соответствующая температура, °С
110	3	0,2	20	0,6	30
		0,7*	20	1,1	30
		2	70	1,5	60
		7*	70	3,1	60
330–500	1,5	0,2	20	0,4	30
		0,5*	20	0,8	30
		2	70	0,9	60
		5*	70	1,8	60

\*Допустимые значения  $\operatorname{tg} \delta$  масла по табл. 1.

ратуре изоляции 30 °С использовать  $\operatorname{tg} \delta_{\text{M} 20}$ . Если же  $\operatorname{tg} \delta$  измеряется при температуре, отличной от 30 или 60 °С, следует пересчитать на ближайшую из этих температур по коэффициенту  $K_1$ , как было описано выше.

Можно решить и обратную задачу — определить влагосодержание твердой изоляции по измеренным значениям  $\operatorname{tg} \delta$  изоляции и масла. На рис. 13, а приведена номограмма\* зависимостей для трансформаторов 110–220 кВ для случая, когда  $\operatorname{tg} \delta$  изоляции обмоток измерялся при 30 °С (или приведен к этой температуре), а  $\operatorname{tg} \delta_{\text{M}}$  масла — при 20 °С. На рис. 13, б–г изображены номограммы для других случаев.

Рассмотрим пользование номограммами на примере трансформатора 110 кВ, 60 МВ·А. При испытаниях получено:  $\operatorname{tg} \delta = 0,7$  при 42 °С,  $\operatorname{tg} \delta_{\text{M}} = 0,1$  при 20 °С. Пересчитаем  $\operatorname{tg} \delta$  изоляции обмоток на 30 °С:  $\Delta t = 42 - 30 = 12$  °С, из табл. 5  $K_1 = K_1' K_1'' = 1,31 \cdot 1,06 = 1,39$ ;  $\operatorname{tg} \delta_{30} = \operatorname{tg} \delta_{42} / K_1 = 0,7 / 1,39 = 0,51$ . На рис. 13, а откладываем соответствующую точку Y. Соединяем прямой линией точки X ( $\operatorname{tg} \delta_{\text{M}} = 0,1$ ) и Y. Продолжаем эту линию до пересечения с осью W в точке Z. По шкале определяем:  $W = 3,05$ . Следовательно, трансформатор может эксплуатироваться, но при капитальном ремонте, очевидно, потребуются сушка изоляции, и к этому надо готовиться заблаговременно. Естественно, определенное по номограмме значение влагосодержания твердой изоляции должно рассматриваться как ориентировочное.

\* Номограммы составлены по результатам предварительных исследований.

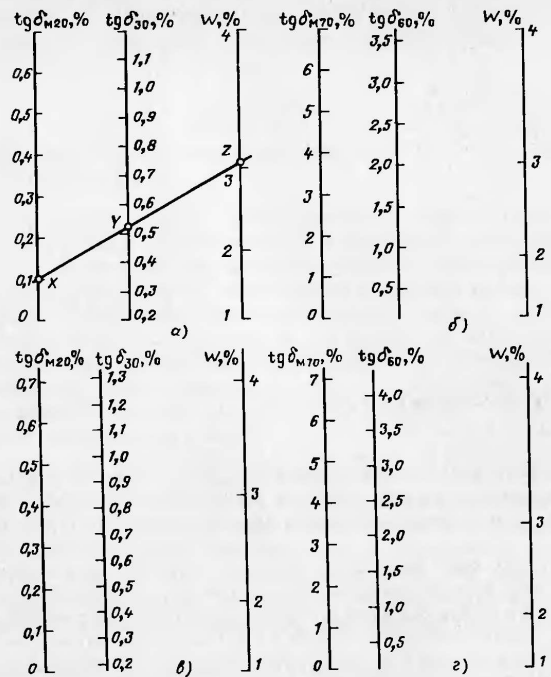


Рис. 13. Номограмма для ориентировочной оценки влагосодержания твердой изоляции W трансформаторов класса напряжения 110–500 кВ в зависимости от  $\operatorname{tg} \delta$  изоляции обмоток и  $\operatorname{tg} \delta_{\text{M}}$  масла:

а —  $U = 110 \div 220$  кВ,  $\operatorname{tg} \delta$  при 30 °С,  $\operatorname{tg} \delta_{\text{M}}$  при 20 °С; б —  $U = 110 \div 220$  кВ,  $\operatorname{tg} \delta$  при 60 °С,  $\operatorname{tg} \delta_{\text{M}}$  при 70 °С; в —  $U = 330 \div 500$  кВ,  $\operatorname{tg} \delta$  при 30 °С,  $\operatorname{tg} \delta_{\text{M}}$  при 20 °С; г —  $U = 330 \div 500$  кВ,  $\operatorname{tg} \delta$  при 60 °С,  $\operatorname{tg} \delta_{\text{M}}$  при 70 °С

Увлажненность изоляции можно оценивать по отношению  $C_2/C_{50}$  (отношение емкости при частоте 2 Гц к емкости при частоте 50 Гц, измеряемое прибором типа ПКВ), или  $\Delta C/C$  (отношение изменения емкости за определенный промежуток времени к измеренному значению, которое может быть измерено прибором ПКВ-8 и др). Отношение  $\Delta C/C$  используется, главным образом, для контроля сушки трансформатора.

Испытание изоляции обмоток повышенным напряжением производится приложением напряжения промышленной частоты 50 Гц в течение 1 мин. При вводе в эксплуатацию масляных трансформаторов и при



капитальном ремонте без смены обмоток испытания не обязательны. Значения испытательного напряжения при вводе в эксплуатацию приведены ниже:

Класс напряжения, кВ . . . . .	35	110	150	220	330	
Испытательное напряжение, кВ. . . . .	76,5/72,3	200	230-275	325-400		По данным завода-изготовителя

Для трансформаторов класса напряжения 35 кВ в знаменателе указано испытательное напряжение в эксплуатации. Для 150 и 220 кВ испытательное напряжение зависит от исполнения трансформатора.

Для испытания изоляции повышенным напряжением используются специальные трансформаторы. Испытания выполняются специально подготовленными и допущенными к этому виду работ бригадами. Перед испытанием вводы трансформаторов должны быть очищены и протерты. Необходимо проверить расстояния между заземленными и токоведущими частями. Особое внимание необходимо уделить проверке расстояний между ножами и губками разъединителей, чтобы не допустить переброса на другие участки электроустановки.

Изоляция считается выдержавшей испытания, если не обнаружено колебаний стрелки миллиамперметра (указывающей на наличие частичных разрядов), резкого возрастания тока, характерного потрескивания и разрядов, указывающих на начало пробоя изоляции, или если не произошел пробой или перекрытие изоляции, при которых показания миллиамперметра возрастают до значения, определяемого имеющимся в схеме токоограничивающим резистором, а показания вольтметра снижаются.

Испытания изоляции повышенным напряжением позволяют выявить скрытые дефекты изготовления обмотки или сборки трансформатора, которые не обнаруживаются другими методами.

## 7. ИСПЫТАНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ОБМОТОК

В процессе эксплуатации могут проявиться такие дефекты обмотки, как неудовлетворительное контактное соединение, уменьшение сечения меди, слабая опрессовка. Обмотки подвергаются воздействию сквозных токов КЗ, вибраций и других явлений. В результате могут возникнуть местные перегревы, выплавление припоя, выгорание части меди, деформация обмоток, что в свою очередь может привести к разрыву электрической цепи или замыканию обмотки на заземленную или другую токоведущую часть.

Сопротивление обмоток постоянному току не должно существенно изменяться в процессе эксплуатации. Измеренное значение сопротивления не должно отличаться более чем на 2% от данных заводских и преды-

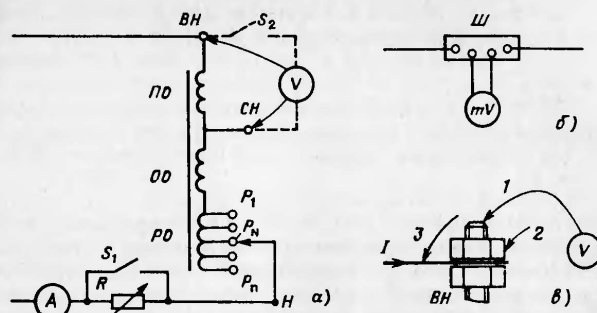


Рис. 14. Схема измерения сопротивления обмотки трансформатора постоянному току:

а — общая схема; б — измерение большого тока; в — подсоединение зажимов к шпильке вводов

дущих испытаний. Измерения производятся на всех ответвлениях каждой фазы. Значения сопротивления на одних и тех же ответвлениях разных фаз также не должны отличаться одно от другого, если нет особых оговорок в паспорте трансформатора.

Сопротивления обмоток силовых трансформаторов очень малы. Они измеряются методом моста или методом падения напряжения (его называют также методом вольтметра-амперметра). Для измерений может использоваться только двойной мост постоянного тока. Сначала надежно подсоединяют токовые зажимы моста, а затем потенциальные, но так, чтобы падение напряжения в точке подсоединения к обмотке токовых проводов не попало в зону, охватываемую проводами, идущими от потенциальных зажимов. То же относится и к измерению методом падения напряжения.

Рассмотрим подробнее схему измерения сопротивления обмотки однофазного автотрансформатора, снабженного устройством РПН.

Обмотка (рис. 14) имеет последовательную ПН, общую часть ОН, регулировочную часть РО с ответвлениями  $P_1 \dots P_n$  и три ввода — высокого напряжения (ВН), среднего напряжения (СН) и нейтральный (Н). Наиболее правильным будет подать ток сразу во всю обмотку, так как тогда лишь два зажима — в точках ВН и Н потребуют принятия каких-то мер, направленных на исключение погрешности от влияния переходных сопротивлений. Ко всем остальным точкам вольтметр может подключаться произвольно.

Резистор R и выключатель  $S_1$  могут отсутствовать, если время установления тока в цепи мало или не имеет значения. Если же ток устанавливается очень медленно, для его форсировки нужно сначала замк-

нуть выключатель  $S_1$ , а когда ток достигнет нужного значения, отключить его. Сопротивление резистора  $R$  в 8–10 раз больше сопротивления обмотки. Ток при измерении должен быть не более 20 % номинального тока обмотки, чтобы не внести температурной погрешности. Если ток большой, то в качестве амперметра  $A$  используется измерительный шунт  $Ш$ , включаемый силовыми зажимами в цепь постоянного тока, а к его измерительным зажимам подключается милливольтметр (рис. 14, б) [4].

Для измерения сопротивления последовательной части обмотки вольтметр включается между вводами  $BH$  и  $CH$  трансформатора. Вольтметр должен включаться после включения токовой цепи, а отключаться до ее отключения. Он может подсоединяться с помощью щупов или зажимов. Во втором случае в его цепи устанавливается выключатель  $S_2$ . Если используются щупы, то один из них следует присоединить к шпильке ввода  $BH$ , как показано стрелкой 1 на рис. 14, в, но не к гайке (2) и тем более не к подходящему токовому проводнику (3). То же относится и к подсоединению с помощью зажима. Нельзя зажимать провод вольтметра под одну гайку с токовым проводом. При необходимости следует использовать лишнюю гайку. Потенциал на провод вольтметра должен попадать непосредственно со шпильки ввода  $BH$ . То же относится и к вводу  $H$ .

Меняя точки подсоединения вольтметра, измеряют падение напряжения  $U$  на всех необходимых частях обмотки и на ответвлениях  $P$ . Так, для измерения сопротивления всей регулировочной обмотки нужно подключить вольтметр между точками  $P_1$  и  $P_n$ , для измерения сопротивления всей обмотки автотрансформатора на основном ответвлении — между точками  $BH$  и  $P_n$  и т.д. Значение измеренного сопротивления  $R_{изм} = U/I$ . Для сравнения различных данных все они приводятся к одной температуре по формуле:

$$R = R_{изм} (235 + t) / (235 + t_{изм}),$$

где  $t_{изм}$  — температура при измерениях, °C;  $t$  — температура, °C, к которой требуется привести сопротивление.

За температуру обмотки принимается температура верхних слоев масла. При этом должно пройти достаточное время после заливки масла.

Измерением сопротивления постоянному току можно выявить начавшееся ухудшение контактных соединений, нарушение паяк, разрыв одной параллельной ветви обмотки, а также оценить качество контактов устройства РПН (для этого, естественно, контакт должен входить в зону измерений) и определить правильность установки фаз и отпаек переключателей ПБВ.

Опыт холостого хода позволяет определить некоторые дефекты обмотки и магнитопровода (см. § 8). На заводе-изготовителе, а также при капитальном ремонте, связанном с необходимостью перешихтов-

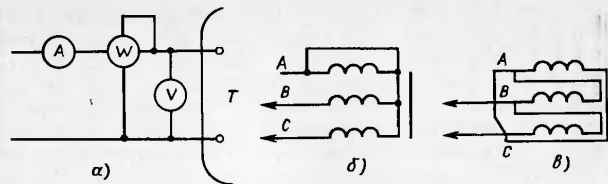


Рис. 15. Схема опыта холостого хода:

$a$  — включение электроизмерительных приборов;  $b$  — включение обмоток при соединении  $Y$ ;  $c$  — то же при соединении  $\Delta$

ки сердечника или его верхнего ярма, производятся опыты холостого хода при номинальном и пониженном напряжении. При номинальном напряжении измеряют ток и потери холостого хода, при пониженном — потери холостого хода. Для проверки состояния обмоток при вводе трансформатора в эксплуатацию и при эксплуатации выполняют опыты холостого хода при пониженном напряжении. При этом потери измеряют по тем же схемам и при том же напряжении, что и на заводе-изготовителе.

Для вновь вводимых трансформаторов измеренные значения потерь холостого хода не должны отличаться от заводских данных более чем на 10 %. В эксплуатации значения потерь не нормируются [2]. Увеличение потерь может быть связано с наличием замыкания между параллельными проводниками.

Схема для измерения потерь холостого хода в однофазном трансформаторе приведена на рис. 15, а. Питание подводится к той обмотке, как это делалось на заводе-изготовителе. Напряжение, указанное заводом-изготовителем, обычно подбирается так, чтобы не было необходимости использовать измерительные трансформаторы. Вольтметры и обмотки напряжения ваттметров могут включаться через дополнительные сопротивления. При необходимости могут быть использованы трансформаторы тока и напряжения.

Приборы должны включаться именно так, как показано на схеме, т.е. сначала амперметр и токовая обмотка ваттметра и уже после них обмотка напряжения ваттметра и вольтметр. Потери в трансформаторе

$$P_0 = P_{изм} - P_{пр},$$

где  $P_{изм}$  — измеренные потери, Вт;  $P_{пр}$  — потери в обмотках напряжения приборов. Измерение потребления приборов выполняется по схеме на рис. 15, а при отсоединении ее от зажимов (вводов) обмотки трансформатора. Их можно также рассчитать по формуле

$$P_{пр} = U^2/R_V + U^2/R_W,$$

где  $U$  — подводимое напряжение,  $V$ , измеренное вольтметром;  $R_V$  — сопротивление вольтметра с добавочным резистором;  $R_W$  — сопротивление обмотки напряжения ваттметра с добавочным резистором, Ом.

В трехфазных трансформаторах потери измеряют также при подаче однофазного напряжения на две фазы, а третья фаза при этом закорачивается. Не обязательно закорачивать фазу именно той обмотки, куда подано напряжение. Например, можно подать напряжение на фазы  $B$  и  $C$  обмотки НН, а закоротить фазу  $A$  обмотки ВН или СН. При этом нужно правильно учесть действительную схему соединения обмоток. С целью наибольшего возбуждения магнитной системы и во избежание ошибок лучше всего подводить напряжение и закорачивать обмотку на стороне низшего напряжения. Схема подключения для звезды при закорачивании фазы  $A$  показана на рис. 15,б, для треугольника — на рис. 15,в.

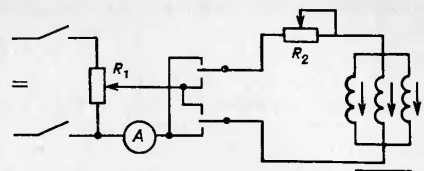
В трехфазных трансформаторах потери, измеряемые по схемам с закорачиванием фаз  $A$  и  $C$ , почти одинаковы, а при закорачивании фазы  $B$  — несколько больше, что объясняется разницей в пути замыкания магнитного потока. Если на одном стержне магнитопровода имеется короткозамкнутый виток, соотношения потерь между фазами изменятся. Наличие витка вызывает увеличение потерь. Следовательно, если исключить из измерений фазу с короткозамкнутым витком, потери будут меньше. Если, например, на фазе  $C$  имеется короткозамкнутый виток, то эта фаза будет участвовать в измерениях при закорачивании фаз  $A$  и  $B$ . При закорачивании фазы  $C$  она не будет возбуждаться и не будет участвовать в измерениях. В последнем случае измеренные потери будут меньше, чем в первых двух.

Если говорить точнее, то при закорачивании фазы  $C$  и подаче напряжения на фазы  $A$ – $B$  полученные значения потерь будут мало отличаться от заводских данных, а в других случаях будут выше указанных в паспорте. Это и служит показателем неисправности одной из обмоток трансформатора в фазе  $C$ .

В заводской документации могут быть даны несколько иные критерии оценки состояния обмоток по данным опыта холостого хода. Например, для большинства трансформаторов напряжением 110 кВ и более устанавливается, что при вводе трансформатора в эксплуатацию значения потерь холостого хода не должны отличаться от заводских данных более чем на 5 %.

Если магнитопровод трансформатора был намагничен и имел какую-то остаточную индукцию, определенные при пониженном напряжении потери холостого хода могут в 1,5–2 раза превышать значения предыдущих или заводских измерений. Такое намагничивание происходит при измерении сопротивления обмоток постоянному току, прогреве трансформатора с использованием постоянного тока, а также при отключении выключателя в зависимости от момента погасания дуги. В этом случае для получения правильных результатов перед проведением опыта холостого хода трансформатор нужно размагнитить.

Рис. 16. Схема размагничивания трансформатора



Размагничивание производится от источника постоянного тока по схеме на рис. 16. Источником может служить аккумуляторная батарея емкостью более 60 А·ч или сеть постоянного тока. Ток размагничивания  $I_p$  зависит от тока холостого хода трансформатора  $I_0$ , выраженного в амперах. В технической документации на трансформатор обычно указывается ток холостого хода  $I_x$ , выраженный в процентах номинального тока трансформатора  $I_{ном}$ , при этом  $I_x = (I_0/I_{ном}) 100 \%$ .

Последовательность операций при размагничивании следующая. Потенциометром  $R_1$  ток медленно (3–5 мин) увеличивают от нуля до  $I_p = (1,1 - 1,2)I_0$ . Этот ток пропускают в течение нескольких минут до прекращения его нарастания. Чтобы ток не превысил указанного значения, приходится изменять положение движка потенциометра. Когда произойдет насыщение стали, ток перестанет изменяться. При этом следует отметить положение ползунка потенциометра.

Медленно (3–5 мин) ток уменьшается до нуля. Это достигается с помощью потенциометра  $R_1$ , а если нужно ускорить процесс — введением сопротивления реостата  $R_2$ . С помощью переключателя изменяют полярность подводимого к трансформатору напряжения. Ток снова в таком же порядке поднимается до  $(1,1 - 1,2)I_0$ . Затем описанные циклы повторяются при токе размагничивания 0,8; 0,6; 0,4; 0,2 и 0,1  $I_0$ . После этого, снизив ток до нуля, отключают источник тока и проводят опыт холостого хода.

Коэффициент трансформации проверяется для всех ответвлений и для всех фаз трансформатора. Для трехобмоточных трансформаторов достаточно проверить коэффициент трансформации для двух пар обмоток. Коэффициент трансформации не должен отличаться более чем на 2 % от значений, полученных для других фаз, или от заводских данных. Кроме того, для трансформаторов с устройством РПН разница коэффициентов трансформации не должна превышать значения ступени регулирования. При измерении коэффициента трансформации можно определить неправильное подсоединение отводов регулировочной обмотки к устройству РПН или неправильную установку привода ПБВ.

В условиях эксплуатации коэффициент трансформации измеряют методом двух вольтметров. Здесь, как и во всех других случаях измерения характеристик трансформаторов, нельзя пользоваться щитовыми электроизмерительными приборами. Вольтметры, амперметры,

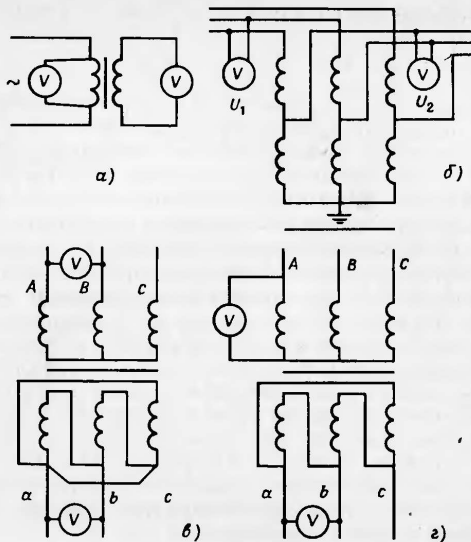


Рис. 17. Схемы измерения коэффициента трансформации

ваттметры должны быть класса не ниже 0,5 (предпочтительнее 0,2), трансформаторы тока и напряжения — класса 0,2. При измерении коэффициента трансформации, чтобы избежать применения измерительных трансформаторов, к обмотке ВН подводится переменное напряжение 220–380 В.

Схема измерения коэффициента трансформации однофазного трансформатора приведена на рис. 17, а. Вольтметр, измеряющий подводимое напряжение, присоединяется отдельными проводами непосредственно к вводам трансформатора для того, чтобы избежать погрешности от падения напряжения в питающих проводах. Если падение напряжения в питающих проводах не превышает 0,1 % измеряемого напряжения и практически не влияет на точность измерения, допускается подключение вольтметра к питающим проводам без применения отдельных измерительных проводов.

В трехфазных трансформаторах, соединенных по схеме Y/Y или Δ/Δ, коэффициент трансформации можно измерить при подаче трехфазного напряжения, если предварительно установлено, что оно симметрично. То же относится к автотрансформаторам. При этом измеряются линейные первичное  $U_1$  и вторичное  $U_2$  напряжения (схема на рис. 17, б).

Коэффициент трансформации, как и при измерении в однофазном трансформаторе,

$$n = U_1/U_2.$$

Если трехфазное напряжение несимметрично, измерение коэффициента трансформации производится при однофазном питании.

В трансформаторах со схемой соединения обмоток Y/Δ или Δ/Y различают линейный коэффициент трансформации, указанный в паспорте и равный отношению линейных напряжений  $n = U_1/U_2$ , и фазный, равный отношению фазных напряжений  $n_{\phi} = U_{\phi 1}/U_{\phi 2}$ . При трансформации со стороны звезды на сторону треугольника  $n_{\phi} = n/\sqrt{3}$ , при обратной —  $n_{\phi} = \sqrt{3}n$ . Для оценки правильности присоединения отводов обмоток измеряют фазные коэффициенты трансформации. При этом одна фаза обмотки, соединенной в треугольник, закорачивается, а измерение производится для оставшейся пары фаз (аналогично тому, как это делается при опыте холостого хода). Схема с закорачиванием фазы C приведена на рис. 17, в. Если питание подается со стороны звезды, то фактический фазный коэффициент трансформации будет в 2 раза меньше измеренного

$$n_{\phi} = 0,5 n_{\text{изм}} = 0,5 U_1/U_2;$$

при питании со стороны треугольника — в 2 раза больше измеренного

$$n_{\phi} = 2 n_{\text{изм}} = 2 U_1/U_2.$$

Если в обмотке, соединенной в звезду, нулевой вывод доступен, то пофазное измерение может быть произведено без закорачивания фазы по схеме на рис. 17, г. При этом получается фазный коэффициент трансформации. Его измерение производится также для выявления причин неудовлетворительного значения линейного коэффициента, измеренного по схеме на рис. 17, б.

Группа соединений обмоток трансформатора характеризует угол сдвига векторов линейных напряжений ВН, СН и НН одноименных фаз. При проверке группы соединения могут быть выявлены неправильно выполненная маркировка вводов трансформатора, неправильное подсоединение отводов обмоток к выводам. В трехобмоточных трансформаторах достаточно проверить группу соединения между двумя парами обмоток.

Напомним, что применяемые в нашей стране трансформаторы имеют следующие группы соединений:

- однофазные — 1/1-0 (векторы первичного и вторичного напряжений совпадают по направлению);
- трехфазные — Y/Y-0 (обмотка ВН соединена в звезду, обмотка НН в звезду с выведенным нулем, векторы первичного и вторичного напряжений совпадают по направлению);

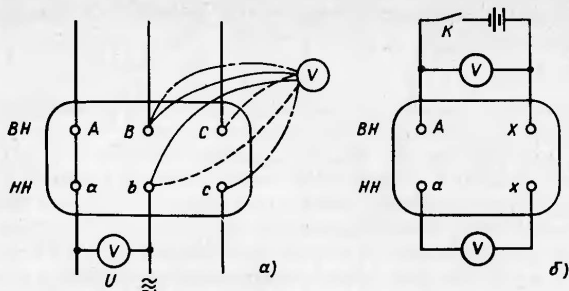


Рис. 18. Схемы проверки группы соединения обмоток

Y/Δ-11 (обмотка ВН соединена в звезду, обмотка НН — в треугольник, вектор линейного вторичного напряжения сдвинут от вектора линейного первичного напряжения на  $330^\circ$  в сторону отставания или на  $30^\circ$  в сторону опережения (подобно тому как сдвинуты часовая и минутная стрелки часов, когда они показывают время ровно 11 ч);

Y/Δ-11 (то же, но первичная обмотка имеет выведенный ноль). На монтаже и в эксплуатации проверку группы соединения обмоток выполняют по методу двух вольтметров для трехфазных и методу постоянного тока для однофазных трансформаторов.

Метод двух вольтметров основан на совмещении векторных диаграмм первичного и вторичного напряжений и измерении напряжений между соответствующими вводами с последующим их сравнением с расчетными значениями. Практически векторные диаграммы не строятся. Достаточно сравнить измеренные напряжения с расчетными.

Схема соединения для определения группы соединения по методу двух вольтметров приведена на рис. 18, а. Вводы фазы А обмоток ВН и НН (или СН) соединены между собой. К одной обмотке подводится пониженное (не более 380 В) напряжение. В изображенном случае питание подается со стороны НН. Напряжение питания целесообразно выбрать так, чтобы со стороны ВН не пришлось включать трансформатор напряжения. Одним вольтметром измеряют поданное на обмотку НН напряжение ( $U_{a-b}$ ), другим — напряжение между вводами фазы В обмоток ВН и НН ( $U_{b-B}$ ), затем между вводом фазы В обмотки НН и вводом фазы С обмотки ВН ( $U_{b-c}$ ) и, наконец, между вводами фазы С обмотки НН и фазы В обмотки ВН ( $U_{c-B}$ ). Измеренные значения сравнивают с расчетными, которые определяются согласно табл. 12. В формулах табл. 12  $U$  — подведенное напряжение, В;  $n$  — коэффициент трансформации трансформатора (его паспортное значение, т.е. отношение линейных номинальных напряжений).

Т а б л и ц а 12. Расчетные значения измеряемого напряжения при проверке групп соединения обмоток методом двух вольтметров

Группа соединения	Угол сдвига векторов, град	Расчетное напряжение, В, при измерении		
		$U_{b-B}$	$U_{b-c}$	$U_{c-B}$
12 (0)	0	$U(n-1)$	$U\sqrt{1-n+n^2}$	$U\sqrt{1+n}$
1	30	$U\sqrt{1-\sqrt{3n+n^2}}$	$U\sqrt{1-n+n^2}$	$U\sqrt{1+n}$
2	60	$U\sqrt{1-n+n^2}$	$U(n-1)$	$U\sqrt{1+n+n^2}$
3	90	$U\sqrt{1+n^2}$	$U\sqrt{1-\sqrt{3n+n^2}}$	$U\sqrt{1+\sqrt{3n+n^2}}$
4	120	$U\sqrt{1+n+n^2}$	$U\sqrt{1-n+n^2}$	$U(1+n)$
5	150	$U\sqrt{1+\sqrt{3n+n^2}}$	$U\sqrt{1+n^2}$	$U\sqrt{1+\sqrt{3n+n^2}}$
6	180	$U(1+n)$	$U\sqrt{1+n+n^2}$	$U\sqrt{1+n}$
7	210	$U\sqrt{1+\sqrt{3n+n^2}}$	$U\sqrt{1+n+n^2}$	$U\sqrt{1+n}$
8	240	$U\sqrt{1+n+n^2}$	$U(1+n)$	$U\sqrt{1-n+n^2}$
9	270	$U\sqrt{1+n^2}$	$U\sqrt{1+\sqrt{3n+n^2}}$	$U\sqrt{1-\sqrt{3n+n^2}}$
10	300	$U\sqrt{1-n+n^2}$	$U\sqrt{1+n+n^2}$	$U(n-1)$
11	330	$U\sqrt{1-\sqrt{3n+n^2}}$	$U\sqrt{1+n^2}$	$U\sqrt{1-\sqrt{3n+n^2}}$

Если питание подводилось со стороны обмотки ВН, то методика определения группы соединения та же, но в формулах табл. 12 вместо  $U/n$  надо подставлять  $U/n$ .

Схема определения группы соединения методом постоянного тока приведена на рис. 18, б. К обмотке ВН подается постоянное напряжение 2–12 В. Измерение производится магнитоэлектрическим вольтметром, подключенным к вводам ВН, и милливольтметром на стороне НН. В принципе можно использовать один прибор, производя измерения поочередно на стороне ВН и НН. Если при включении или отключении ключа К стрелка прибора, подключенного к вводам ВН и НН, отклоняется в одну и ту же сторону, то группа соединения 0. Если же, например, при включении ключа К вольтметр при подключении к обмотке ВН показывает одну полярность, а при подключении к обмотке НН — другую, то группа соединений 6.

На заводах-изготовителях применяются и другие методы определения коэффициента трансформации или группы соединения (компенсационный метод, метод фазометра). Поскольку в условиях эксплуатации они практически не используются, мы их рассматривать не будем.

Фазировка трансформаторов производится на месте их установки, с тем, чтобы обеспечить правильное соединение с сетью, необходимое

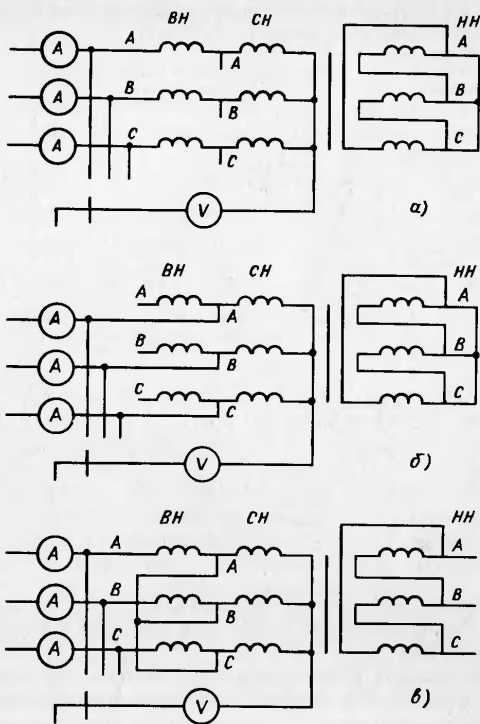


Рис. 19. Схема измерения сопротивления КЗ трехобмоточного автотрансформатора для пары обмоток:  
 а - ВН-НН; б - СН-НН; в - ВН-СН

для соблюдения всех условий параллельной работы трансформаторов. Выполняется она так же, как и определенные группы соединения трехфазного трансформатора.

Опыт короткого замыкания (КЗ) согласно [2] в эксплуатации может не производиться. Однако практика испытаний на стойкость при КЗ показала высокую эффективность измерения напряжения короткого замыкания ( $U_k$ , %) для диагностики состояния трансформатора [8]. При протекании сквозных токов КЗ обмотки трансформатора испытывают электродинамические воздействия. Под их влиянием мо-

гут возникнуть отдельные деформации. При деформациях обмоток, особенно радиальных, изменяются расстояния обмоток между собой и относительно магнитопровода. Происходит изменение конфигурации магнитных потоков рассеяния, что приводит к изменению индуктивного сопротивления короткого замыкания ( $X_k$ ), а следовательно,  $Z_k$ , причем в мощных трансформаторах  $Z_k \approx X_k$ .

У неповрежденного трансформатора значения  $Z_k$  отдельных фаз не должны существенно отличаться. Можно считать установленным, что изменение  $Z_k$  более чем на 2,5-3 % первоначальных данных или такое же отличие  $Z_k$  между фазами трехфазного трансформатора свидетельствует о наличии недопустимых деформаций одной обмотки, возникших при протекании токов внешних КЗ.

Существует несколько методик измерения  $Z_k$ . Для диагностики деформаций обмоток можно пользоваться любой из них. Важно одно, чтобы первое измерение (при вводе в эксплуатацию) и последующие проводились по одной и той же схеме и желательно теми же (по крайней мере, однотипными) приборами.

При опыте КЗ однофазного трансформатора одну обмотку (ВН или СН) замыкают накоротко, а другую (обычно НН) питают пониженным напряжением  $U$ , например 380 В. Схема включения электроизмерительных приборов та же, что и на рис. 15, а. Обычно измерения производят на основном ответвлении регулируемой обмотки. Для автотрансформаторов опыт КЗ выполняется, как и для обычных трансформаторов. Измерительные приборы подключаются непосредственно в цепь, без измерительных трансформаторов. При измеренном токе  $I$  сопротивление КЗ будет  $Z_k = U/I$ . Для трехфазных трансформаторов схема измерения дана на рис. 19. Сопротивление КЗ измеряют пофазно для всех возможных пар обмоток. При этом сравнивают  $Z_k$  как с данными предыдущих измерений, так и между фазами.

В некоторых энергосистемах, например в Ленэнерго [6], при диагностике механического состояния обмоток успешно сочетают измерения  $Z_k$  с методом низковольтных импульсов. Этот метод довольно сложен, требует навыков работы с несерийными специальными установками, но может дать существенную дополнительную информацию о том, в какой именно части деформирована обмотка, так как форма импульса зависит не только от расстояния между обмотками, но и от искажений емкостей между элементами одной обмотки.

## 8. КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ МАГНИТОПРОВОДА И БАКА

Хотя хроматографический анализ растворенных в масле газов является довольно эффективным способом контроля состояния магнитопровода (см. § 5), его применение не устраняет необходимости использования традиционных способов контроля, особенно после ремонта.

Сопротивление изоляции ярмовых баалок, прессирующих колец и доступных стяжных шпилек измеряется для выявления в них возмож-

ных замыканий. Измерение согласно [2] производится мегаомметром на напряжение 1000–2500 В при вводе в эксплуатацию (в случае осмотра активной части) и после капитального ремонта. Значение сопротивления не нормируется. На дефект указывает резкое снижение сопротивления изоляции.

В крупных трансформаторах при ремонте, требующем замены обмоток, производят измерение сопротивления поперек пакета железа магнитопровода с целью проверки качества изоляции между листами. Результаты сравнивают с данными завода-изготовителя. Такая проверка позволяет решить вопрос о необходимости переизолировки листов при перешихтовке.

*Измерение тока и потерь холостого хода.* Методика измерения была описана в § 7. Повышенный ток холостого хода свидетельствует о некачественной сборке или перешихтовке магнитопровода. Обычно это является следствием увеличенных зазоров в стыках или заложения меньшего количества железа, чем предусмотрено документацией. Ток холостого хода при ремонте трансформатора со сменой обмоток почти всегда больше, чем вновь изготовленного трансформатора.

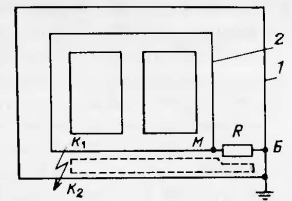
Потери холостого хода могут увеличиваться не только за счет дефектов в обмотке, рассмотренных в § 7, но и от замыкания листов электротехнической стали магнитопровода. Замыкание листов может происходить вследствие износа изоляции между отдельными листами под воздействием вибраций, имеющих место в эксплуатации, а также вследствие дефектов этой изоляции или наличия заусенцев на кромке листов.

*Определение причин местных перегревов* позволяет выявить и устранить источники повышенного выделения углеводородов (чаще этилена) и другие нежелательные явления, предупредить развитие повреждения. Местные перегревы в магнитопроводе, конструктивных элементах или на отдельных участках бака встречаются чаще, чем в обмотке. Сначала нужно произвести тщательный осмотр активной части трансформатора. Сильные перегревы вызывают изменение цвета металла до появления цветов побежалости. При меньших перегревах в этом месте будут осажаться продукты разложения масла черного цвета. Следует также проверить чистоту масляных каналов между пакетами и в других элементах магнитопровода, так как их сужение по каким-либо причинам вызывает общий повышенный нагрев масла в активной части, определяемый по температуре верхних слоев масла.

Если при осмотре источника повышенного перегрева не найдено, следует проверить отсутствие или наличие короткозамкнутого контура. Магнитопровод, как правило, соединен с баком и заземлен в одной точке — точка *М* магнитопровода (рис. 20) соединена с точкой *Б* заземленного бака трансформатора. Если вследствие повреждения изоляции возникает заземление магнитопровода во второй точке (между *К<sub>1</sub>* и *К<sub>2</sub>*), образуется короткозамкнутый контур (на рис. 20 обозначен пункти-

Рис. 20. Схема включения резистора в короткозамкнутый контур:

1 — бак трансформатора; 2 — магнитопровод



ром). Под влиянием потока рассеяния в контуре протекает ток, вызывая повышенный нагрев металла, особенно в месте главного разъема бака, если он пересекается контуром.

Если предполагается наличие короткозамкнутого контура, следует отсоединить проводник, заземляющий магнитопровод (между точками *М* и *Б*), и проверить изоляцию. Если такой проверкой будет установлено, что образовалось второе заземление магнитопровода (но в одной какой-либо точке), в рабочую заземленную цепь включается резистор *R*, сопротивление и мощность которого должны быть согласованы с заводом-изготовителем. При наличии нескольких точек заземления магнитопровода необходимость и объем ремонта согласовываются с заводом-изготовителем.

Местные перегревы могут возникнуть в конструктивных элементах или в баке от наведенных токов при ослаблении каких-либо болтовых соединений, смещении соответствующих экранов. Такие явления достаточно редки, но требуют кропотливой работы по выявлению очага и особенно причин перегревов.

*Испытание бака вместе с радиаторами на маслоплотность* производится при вводе в эксплуатацию и при капитальном ремонте трансформатора. С помощью трубы или дополнительной емкости создается столб масла, высота которого должна превышать уровень заполненного расширителя не менее чем на 0,6 м, а для волнистых баков или баков с пластинчатыми радиаторами — 0,3 м. Продолжительность испытания не менее 3 ч при температуре масла не ниже 10 °С. При испытании не должно быть течи масла.

Испытание на маслоплотность производится также путем создания избыточного давления 10 кПа (0,1 кгс/см<sup>2</sup>). В трансформаторах с пленочной защитой избыточное давление создается внутри гибкой оболочки. В других трансформаторах создается избыточное давление азота в надмасляном пространстве.

## 9. КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВВОДОВ

В трансформаторах применяют вводы с бумажно-масляной (БМ) и иногда с маслобарьерной (МБ) изоляцией. В первом случае основой изоляции служит изоляционная бумага, пропитанная маслом и разделенная на слои уравнительными обкладками, во втором — трансформаторное масло, разделенное на слои бумажно-бакелитовыми цилиндрами

с уравнительными обкладками. В последнее время применяются также вводы с твердой (ТБ) изоляцией.

Ввод может иметь измерительный конденсатор (емкость  $C_2$ ). От последней обкладки изоляционного остова ввода, не имеющего измерительного конденсатора (рис. 21,а), выведен проводник 2, который в рабочем положении должен быть надежно заземлен. Во вводе с измерительным конденсатором (рис. 21,б) выведен проводник 3 от измерительной обкладки конденсатора, а вторая (наружная) обкладка конденсатора или наглухо заземлена внутри ввода, или (в старых конструкциях) проводник от нее 4 выведен наружу и в рабочем положении заземлен. Измерительный проводник 3 подключается к контрольно-потенциометрическому устройству ПИН. В зависимости от исполнения ввода несколько отличаются способы и нормы проверки их состояния. Объем профилактических испытаний вводов указан в табл. 5.

Измерение сопротивления изоляции вводов производится мегаомметром на напряжение 1000–2500 В. При этом измеряется сопротивление изоляции измерительной и последней обкладок бумажно-масляной изоляции ввода относительно соединительной втулки. На время измерения проводники 2 и 4 (если они выведены) отсоединяются от втулки, а проводник 3 — от устройства ПИН (см. рис. 21). Значение сопротивления должно быть при вводе в эксплуатацию не менее 1000 МОм, в эксплуатации — не менее 500 МОм. Измерение производится с соблюдением правил, описанных в § 6. Уменьшение сопротивления связано с ухудшением состояния как твердой изоляции, так и масла и происходит, как правило, одновременно с увеличением  $\text{tg } \delta$  и снижением емкости изоляции ввода.

Измерение тангенса угла диэлектрических потерь производится для всех видов вводов (нормами [2] допускается измерения не производить для крупных вводов с маслобарьерной изоляцией). Значения  $\text{tg } \delta$  при температуре 20 °С не должны превышать данных табл. 13.

При эксплуатационных измерениях необходимо обращать внимание на характер изменения  $\text{tg } \delta$  и емкости с течением времени в отдельных зонах внутренней изоляции. Емкости  $C_1$  и  $C_2$  (рис. 21) не нормируются, но имеют важное значение для оценки измерения тангенса угла диэлектрических потерь.

Для ввода, не имеющего измерительного конденсатора (рис. 21,а), характеристики основной изоляции измеряются между высоковольтным зажимом ввода 1 и проводником 2 ( $C_1$ ), характеристики изоля-

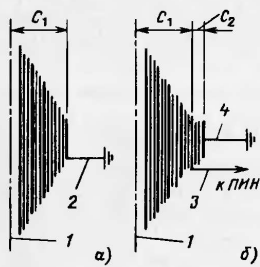


Рис. 21. Схема отводов из высоковольтного ввода

Т а б л и ц а 13. Допустимые значения  $\text{tg } \delta$  изоляции вводов

Вид изоляции	Вид испытаний	$\text{tg } \delta$ вводов с номинальным напряжением, кВ					
		60–110	150	220	330	500	750
Маслобарьерная основная и измерительного конденсатора	При вводе в эксплуатацию	2	2	2	—	1	—
	В эксплуатации	5	4	4	—	2	—
Бумажно-масляная основная и измерительного конденсатора	При вводе в эксплуатацию	0,8	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
	В эксплуатации	1,5	1,2	1,2	1	1	0,8
Последние слои бумажно-масляной изоляции	При вводе в эксплуатацию	1,2	1	1	1	0,8	0,8
	В эксплуатации	3	3	2	1,5	1,2	1

ции последних слоев ( $C_3$ ) — между проводником 2 и втулкой. Проводник 2 отсоединяется от земли. Измерение  $C_3$  в эксплуатации не обязательно.

Для ввода с измерительным конденсатором (рис. 21,б) характеристики основной изоляции измеряются между высоковольтным зажимом ввода 1 и измерительным отводом 3 конденсатора ( $C_1$ ), при этом проводник 3 отсоединяется от устройства ПИН. Характеристики изоляции конденсатора измеряются между проводниками 3 и 4 ( $C_2$ ), проводник 3 также отсоединен от устройства ПИН. Емкость  $C_3$  измеряется в том случае, если проводник 4 выведен наружу ввода.

Измерение  $\text{tg } \delta$  основной изоляции вводов, установленных на оборудовании, производится по нормальной схеме (см. рис. 5,а, 11,а), чтобы исключить влияние емкости трансформатора. Напряжение (обычно 10 кВ) подается на контактный зажим ввода. Соединительная втулка заземлена (установлена на трансформаторе), проводники 2 и 3 (см. рис. 21) отсоединены.

Измерение  $\text{tg } \delta$  и емкости  $C_2$  измерительного конденсатора на снятом вводе производится по нормальной схеме с подачей напряжения 3 кВ (но не более 10 кВ) на измерительный ввод, а втулки изолируются от земли. Если втулка не может быть изолирована от земли, измерение производится по перевернутой схеме (рис. 5,б и 11,б). То же относится и к измерению наружных слоев изоляции ( $C_3$ ).

Увеличение  $\text{tg } \delta$  изоляции ввода происходит при увлажнении картона или бумаги, загрязнении масла, появлении частичных разрядов. В частности, его значение превышено при наличии металлической пыли, попавшей из дефектного сиффона (см. § 1).

Испытание повышенным напряжением вводов, установленных на трансформаторе, производится совместно с испытанием его обмоток (см. § 6). Испытание вводов, не установленных на трансформатор (перед монтажом нового или капитально отремонтированного ввода),



производится по тем же нормам. Испытание повышенным напряжением позволяет выявить скрытые дефекты изоляции ввода, не определяемые другими способами, и поэтому выполняется после всех других испытаний изоляции.

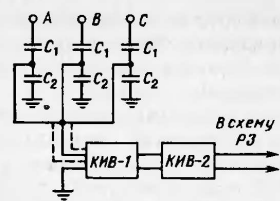
**Проверка качества уплотнений вводов** с бумажно-масляной изоляцией производится созданием в них избыточного давления 100 кПа в течение 30 мин. При этом не должно наблюдаться течи масла и снижения испытательного давления. Такое испытание позволяет определить слабые места, не выявленные при внешних осмотрах. Особое внимание следует уделять уплотнениям в верхней части ввода, которые в эксплуатации работают при очень малом избыточном давлении.

**Проверка манометров** производится у вводов с бумажно-масляной изоляцией герметичного исполнения. Успешная работа такого ввода зависит в первую очередь от надежности его уплотнений. Снижение показаний манометра ввода свидетельствует о нарушении герметичности. Однако если манометр неисправен, то установить потерю герметичности не всегда возможно. Поэтому и предусмотрена проверка манометров в межремонтный период. Ее следует производить не реже 1 раза в год, а также в случаях, если манометр не изменяет своего показания при значительных изменениях температуры окружающей среды или нагрузки. Минимально и максимально допустимые давления масла в герметичном вводе указываются в его паспорте. Для того чтобы манометр был достаточно чувствительным индикатором состояния уплотнений ввода, его шкала не должна сильно превышать рабочего давления масла. Оптимальным является случай, когда предел измерения манометра в 1,5 раза превышает максимальное или в 2 раза среднее рабочее давление. Повышение давления масла во вводе свидетельствует о нарушении свойств трансформаторного масла, и оно должно быть проверено (измеряется  $\text{tg } \delta$ ).

**Испытание трансформаторного масла** выполняется в соответствии с указаниями § 4. В некоторых энергосистемах производится хроматографический анализ газов, растворенных в масле вводов (особенно при повышении давления в герметичных вводах). При этом могут быть диагностированы те же повреждения, что и в трансформаторах (§ 5). Однако на сегодняшний день не накоплено достаточного количества материалов, которые позволили бы дать количественные критерии оценки состояния ввода.

Как отмечалось в § 1, в масле герметичных вводов могут присутствовать механические примеси металлического характера. Они обнаруживаются при просматривании масла в проходящем свете. Методика обнаружения механических примесей заключается в следующем. Тонкостенный химический сосуд вместимостью 250–300 мл заполняется испытуемым маслом и помещается на подставку с черным покрытием. Со стороны задней стенки стакана устанавливается темный экран. Источник света располагается сбоку на уровне стакана так, чтобы свет, проходя сквозь слой масла, не засвечивал глаза испытателя.

Рис. 22. Структурная схема устройства контроля изоляции ввода



При наличии механических примесей металлического характера при перемешивании будет наблюдаться перемещение частиц с характерным металлическим блеском, которые долгое время могут оставаться во взвешенном состоянии и не опускаться на дно. Для уточнения характера примесей следует воспользоваться лупой с 8–15-кратным увеличением или микроскопом.

Следы механических примесей допустимы, если имеется, например, 7–10 включений металлического и неметаллического характера на всю пробу, осевших на дно или во взвешенном состоянии. Если количество включений превышает указанные значения, необходимо провести количественное определение механических примесей, как указывалось в § 4.

Замену масла в герметичном вводе в случае необходимости можно произвести непосредственно на месте установки без снятия ввода с трансформатора. Последовательность операций описана в "Инструкции по замене масла герметичных вводов с баками давления в эксплуатации без демонтажа оборудования", утвержденной Главтехуправлением Минэнерго СССР и московским заводом "Изолятор" 19 марта 1981 г.

**Метод постоянного контроля изоляции вводов** заключается в контроле значения емкостного тока (тока небаланса) в нулевом проводе звезды, образованной соединением измерительных отводов всех трех вводов трехфазного трансформатора [10]. Устройство (рис. 22) состоит из двух блоков: КИВ-1, устанавливаемого в шкафу зажимов вторичной коммутации на трансформаторе или вблизи него, и КИВ-2, устанавливаемого на панели релейной защиты трансформатора на щите управления подстанции, и применяется на вводах напряжением 500 кВ и выше.

Блок КИВ-1 имеет фильтр, позволяющий отстроиться от напряжения небаланса, обусловленного высшими гармониками, и насыщающийся трансформатор с отпайками. Отпайки позволяют уменьшить ток небаланса, обусловленный разницей в значениях емкостей вводов. Тогда проводник от каждого ввода подсоединяется к соответствующей отпайке трансформатора и "звезда" образуется непосредственно в блоке КИВ-1. Блок КИВ-2 имеет выпрямитель, миллиамперметр для измерения тока небаланса, потенциометр для изменения тока уставки, усилитель, сигнальную неоновую лампу и выходные реле.

При повреждении одного ввода емкость его увеличивается, в нулевом проводе и соответственно в первичной обмотке трансформатора

ра *КИВ-1* возрастает ток небаланса. После усиления и выпрямления сигнал подается в схему релейной защиты с действием на отключение или на сигнализацию. Для того чтобы устройство не срабатывало при переходных процессах и кратковременных повышениях напряжения, время его срабатывания устанавливается не менее 8 с.

В нормальных условиях емкостный ток ввода 500 кВ составляет примерно 100 мА, а сумма токов для трех фаз исправных вводов — 3–5 мА. Потенциометр устройства *КИВ-2* позволяет менять уставку тока срабатывания в диапазоне 3–15 мА. Для уменьшения погрешности кабель между блоками *КИВ-1* и *КИВ-2* должен быть экранированным с сечением жил не менее 2,5 мм<sup>2</sup>.

#### 10. КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Проверка работы переключающего устройства производится согласно заводским и типовым инструкциям. Некоторые виды испытаний, позволяющих определить состояние устройств РПН, были рассмотрены ранее. Внешний осмотр переключателя выполняется согласно указаниям § 3. Естественно, что осмотру подлежат только те части, которые доступны для обзора. В частности, следует проверять герметичность шкафов управления устройством РПН, исправность устройств подогрева. При их нарушениях в шкафы попадает пыль и грязь, смазка загустевает, что приводит к затиранию в осях элементов, воздействующих на микропереключатели, отказам микропереключателей и, как следствие, к рассогласованию работы устройств РПН отдельных фаз или к безостановочному прохождению положений до конечного [см. Эксплуатационный циркуляр Главтехуправления Минэнерго СССР № Ц-07-84 (Э) от 26 июня 1984 г.]

Указания по испытаниям трансформаторного масла были даны в § 4 и 5, а также § 1. Если в первый период эксплуатации происходит ухудшение характеристик трансформаторного масла в баке контактора устройства РПН, следует проверить влагосодержание масла и при необходимости заменить его. То же относится и к маслу в емкости избирателя, если она отделена от масла и бака трансформатора. Ухудшение свойств масла свидетельствует о неисправности устройства РПН.

Бывают случаи, когда после заливки масла в бак контактора оно быстро теряет свои свойства. После замены масла процесс ухудшения его свойств повторяется. Такое явление имеет место при неудовлетворительном состоянии контактной системы — нарушении усилия нажатия, перекосе и смещении контактов, нарушении регулировки работы устройства в целом, повреждении конструктивных элементов. То же происходит, если устройство было увлажнено при ремонте. Такое устройство РПН подлежит ремонту с полной регулировкой, а если оно было увлажнено — с сушкой деталей.

В целях своевременного выявления неудовлетворительного состояния устройств РПН необходимо производить испытание масла из их баков через 10–15 дней после включения вновь смонтированных или отремонтированных трансформаторов, а в случае заметного ухудшения характеристик масла, хотя они и остаются в пределах допустимых значений, повторить измерение через такой же срок. Если дальнейшего ухудшения свойств масла не происходит, последующая эксплуатация и испытания проводятся в обычном порядке. При ухудшении свойств масла ниже требуемых нормами трансформатор следует вывести в ремонт. Работа без переключения устройств РПН может быть принята лишь как временная мера в течение нескольких суток.

Испытание устройства РПН повышенным напряжением производится одновременно с испытанием всей изоляции трансформатора (см. § 6). При замене или капитальном ремонте устройства РПН может быть выполнено испытание повышенным напряжением отдельных узлов устройства до установки на трансформатор.

При измерении сопротивления обмоток постоянному току (см. § 7) одновременно проверяется качество пайки отводов и состояние контактов переключателя. Для этого следует произвести измерение на каждом ответвлении регулировочной обмотки, т.е. на каждом положении переключателя.

Испытания трансформаторного масла, измерение сопротивления постоянному току, осциллографирование работы контактора, о котором будет сказано ниже, и другие измерения позволяют провести комплексную оценку состояния устройства РПН [10]. Измерение коэффициента трансформации позволяет проверить правильность присоединения регулировочных отводов обмотки к переключателю.

Измерение коэффициента трансформации и сопротивления постоянному току на каждом положении устройства РПН позволяет выявить неправильности в сборке схемы переключающего устройства при ремонте. Результаты измерений сравниваются с данными завода-изготовителя.

*Периодическая прокрутка устройства РПН* является эффективным средством контроля и профилактики его состояния. При прокрутке проверяется работа привода устройства РПН и его схемы управления, кинематическая схема переключателя и контактора. Но главное ее значение — профилактика состояния контактов. В процессе эксплуатации на контактах избирателя (а если имеются предызбиратель или реверсор — то и на их контактах) образуется оксидная пленка, увеличивающая переходное сопротивление; ее образование может быть определено при измерении сопротивления обмоток постоянному току. Если пленка не удаляется, возникает перегрев контактов, ухудшаются свойства трансформаторного масла (это может быть определено хроматографическим анализом растворенных в масле газов). В конечном счете контакты могут достичь состояния, не обеспечивающего нормаль-

ной работы устройства РПН. Тогда при внешнем КЗ или переключении устройства РПН, а иногда и при нормальном режиме происходит нарушение работы.

Оксидная пленка очищается при переключениях устройства РПН. Поэтому в инструкциях по эксплуатации предусмотрены периодические прокрутки с периодичностью не менее 1 раза в 3–12 мес в зависимости от типа переключателя и режима работы. Прокрутка устройства РПН по всем положениям связана с определенными трудностями, так как требует отключения трансформатора от сети (в противном случае колебания напряжения в сети достигнут  $\pm 12\%$ , что недопустимо для потребителей). Поэтому прокрутку по всем положениям достаточно производить 1 раз в год. Количество циклов прокрутки около 20. При меньшем числе переключений контакты очищаются не в полной мере.

В других случаях производятся прокрутки в рабочем диапазоне, т.е. в том диапазоне, в котором фактически производятся переключения в процессе работы плюс одно-два положения в обе стороны. Если устройство РПН вообще не переключалось, то прокрутка в рабочем диапазоне означает переключение на два положения в обе стороны от рабочего. Такие прокрутки могут производиться без отключения потребителей. Количество циклов — не менее 10. Периодичность прокруток для отечественных устройств типа РНО в трансформаторах выпуска 1983 г. и позже — 1 раз в 6 мес (если нагрузка не превышает 70 % и число переключений более 300 в год, можно ограничиться ежегодными прокрутками по всем положениям и не производить промежуточную прокрутку в рабочем диапазоне через 6 мес). Для других устройств РПН прокрутки в рабочем диапазоне должны производиться не реже 1 раза в 3 мес. Опыт показывает, что таких контрольных прокруток достаточно для поддержания контактов устройств РПН в удовлетворительном состоянии. После прокрутки сопротивление исправной обмотки постоянному току приближается к значению, указанному в паспорте.

*Нажатие контактов* измеряется при их регулировке. Если давление контактов переключателя или контактора недостаточно, то их переходное сопротивление увеличивается, что приводит к местным перегревам, а при протекании тока КЗ — к свариванию. Слишком большое давление приводит к увеличению усилий при переключениях, повышенному механическому износу, заклиниванию избирателя, нечеткому срабатыванию контактора.

Контактное нажатие измеряется при включенном состоянии путем оттягивания или отжатия подвижного контакта с помощью динамометра до момента разрыва цепи, фиксируемого по освобождению зажатой между контактами бумажной полоски или омметром.

*Испытание приводного механизма* начинается с проверки работы его схемы управления при отключенном двигателе. При нажатии пусковых кнопок или замыкании зажимов, к которым присоединяются

пусковые кнопки, должно происходить срабатывание соответствующих пусковых контакторов или промежуточных реле. Затем, не включая питания двигателя, производится проверка работы конечных выключателей. С помощью рукоятки механизм устанавливается в крайнее положение. При этом размыкается конечный выключатель. Если теперь нажать кнопку соответствующего направления вращения механизма, то контактор (реле) не должен сработать. При необходимости конечный выключатель регулируется.

Установив механизм в положение, близкое к среднему, проверяют его работу при включенном двигателе. Проверка производится при включении каждого контактора. Направление вращения должно соответствовать указанному на механизме.

После установки на трансформатор проверяется правильность сочленения приводного механизма с переключателем прокручиванием механизма рукояткой. Затем производится окончательная проверка. Переключение с одной ступени на другую должно происходить без остановок или замедлений вращения, которые могут возникнуть при перегрузке двигателя вследствие неправильной сборки. О правильности торможения приводного механизма свидетельствуют расположенные цифры, обозначающие положение переключателя, посередине окна указателя. Точная остановка механизма обеспечивается регулируемой положением контактных пальцев контроллера.

Измерение вращающего момента производится при ремонте устройства РПН. На ведущем валу закрепляется рычаг, к концу которого прикрепляется динамометр. К динамометру прикладывается усилие, направленное перпендикулярно плоскости рычаг–вал. Вращающий момент определяется как произведение усилия, при котором начинается движение, на длину рычага.

*Проверка последовательности действия контактов* осуществляется путем снятия так называемых круговых диаграмм. Круговую диаграмму снимают при повороте ведущего вала в прямом и обратном направлении не менее чем на два положения подряд. Если есть реверсор или предъизбиратель, то диаграмму снимают между теми положениями, где они участвуют в переключении.

Наиболее просто круговая диаграмма снимается методом сигнальных ламп. На валу закрепляется шкала углов (на  $360^\circ$  с делениями через каждый градус), а на неподвижной части устройства — стрелка. Перед измерением вращением привода в нужную сторону выбирают все зазоры, а стрелку совмещают с нулевым делением шкалы. Электрическую схему собирают так, чтобы при включении или отключении того или иного контакта гасла или загоралась лампа. В простейшем случае подается питание от сети 220 В переменного тока через токоограничивающий реостат, а лампы пониженного напряжения включаются параллельно контактам.

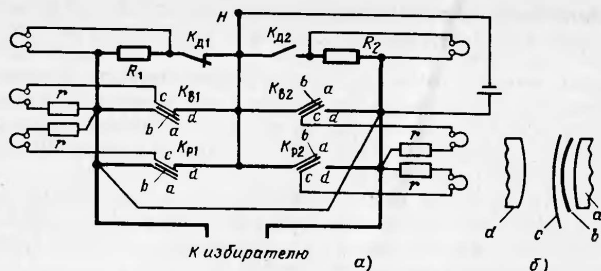


Рис. 23. Схема включения вибраторов осциллографа к контактору устройства РПН для снятия круговой диаграммы:

а — схема включения вибраторов; б — установка изоляционной прокладки и накладки на контакт

Для современных быстродействующих устройств РПН с активными токоограничивающими сопротивлениями методом сигнальных ламп можно снять только диаграмму совместной работы переключателя и контактора, но невозможно получить картины работы шести контактов контактора (по три на четном и нечетном плечах). Поэтому правильнее использовать метод осциллографа. Вибраторы осциллографа включают непосредственно в цепь соответствующего контакта. Если это невозможно, пользуются более сложными схемами. Схема для записи работы контактов контактора устройства РПН приведена на рис. 23. Здесь  $K_p$  — рабочие контакты,  $K_b$  — вспомогательные контакты,  $K_d$  — дугогасящие контакты,  $R$  — токоограничивающие резисторы,  $r$  — добавочные измерительные резисторы, индекс 1 — нечетное плечо контактора, 2 — четное плечо контактора. Толстыми линиями показаны силовые цепи контактора, тонкими — измерительные. На подвижный или неподвижный рабочий или вспомогательный контакт  $a$  накладывается изоляционная прокладка  $b$  и поверх нее — измерительный контакт  $c$ , к которому присоединен вибратор осциллографа, включаемый при соприкосновении контакта  $c$  со вторым контактом  $d$ . Лучше всего на одну осциллограмму вывести работу всех контактов контактора, избирателя, предызбирателя и реверсора. На осциллограмме четко видна последовательность работы всех контакторов устройства РПН. Полученную круговую диаграмму следует проверить в соответствии с указаниями заводской инструкции по эксплуатации РПН.

В процессе изготовления устройств РПН используются и другие виды проверки и испытаний контакторов, но мы их рассматривать не будем, так как они не применяются в условиях ремонта и эксплуатации.

## 11. КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Под вспомогательным оборудованием обычно понимают те элементы трансформатора, которые расположены на баке или вне его, не участвуют непосредственно в преобразовании электроэнергии или изолировании токоведущих частей и служат для обеспечения нормальной работы токоведущих, изолирующих частей и магнитной системы. Это в первую очередь система охлаждения, все виды защиты, расширитель и т.д. Основные моменты, на которые следует обращать внимание при внешнем осмотре, были описаны в § 3. Рассмотрим подробнее вопросы проверки работы некоторых вспомогательных устройств.

*Осмотр и проверка устройств охлаждения* предусмотрены нормами (см. табл. 5) и производятся согласно типовым и заводским инструкциям [1, 2]. Для выполнения требований ПТЭ при осмотре трансформаторов с принудительной циркуляцией масла следует убедиться, что циркуляция масла не прекратилась. Не реже 1 раза в 6 мес нужно проверить исправность сигнализации о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или об останове вентиляторов, показания манометров, включение резервного охлаждения или источника питания. Давление масла в охладителе должно превышать давление циркулирующей в нем воды не менее чем на  $0,2 \text{ кгс/см}^2$ , даже при аварийной остановке маслонасоса, а при работающем насосе — на  $1-2 \text{ кгс/см}^2$ . Степень охлаждения масла контролируется по разности температур на выходе охладителя. При номинальной нагрузке трансформатора она должна быть не менее  $10^\circ\text{C}$ . В трансформаторах с дутьевым охлаждением допускается работа при остановленных вентиляторах, если температура верхних слоев масла не выше  $55^\circ\text{C}$  при нагрузке меньше номинальной, а при минусовых температурах окружающего воздуха — не выше  $+45^\circ\text{C}$  независимо от нагрузки.

В системах охлаждения с принудительной циркуляцией масла следует особое внимание уделять масляным электронасосам [9, 10]. При обнаружении признаков ненормальной работы (вибрация, скрежет, посторонние шумы, отклонение давления от нормального) насос должен выводиться в ремонт. Следует вести учет работы насосов, так как согласно заводским инструкциям они должны выводиться в ремонт для проведения регламентных работ. Необходимо также периодически проверять ток, потребляемый электронасосом (токоизмерительными клещами, если в его цепи не установлен амперметр). Задвижка на напорном трубопроводе насоса должна быть открыта (допускается работа с закрытой задвижкой не более  $1-2$  мин).

При регламентных работах на насосе прежде всего проверяется состояние подшипников, особенно их осевой износ. При повышенном износе одного или обоих колец подшипника ротор насоса перемещается в осевом направлении и может начать задевать крыльчаткой за корпус,

что приводит к образованию металлической стружки. Эта стружка, а также элементы подшипника в случае его разрушения или кусочки обмотки статора незэкранированного насоса в случае ее перегорания попадают в бак трансформатора. При направленной циркуляции масла (НЦЦ и НЦ) они проникают непосредственно на изоляцию обмоток трансформатора и сильно ухудшают ее свойства. Своевременная ревизия насосов предупреждает серьезные аварии трансформатора. Правильно собранный и отбалансированный насос не имеет затираний и вибраций, легко вращается от руки. При ухудшении свойств трансформаторного масла в баке трансформатора, в том числе результатов хроматографического анализа растворенных в нем газов, следует проверить исправность насосов, в частности отсутствие чрезмерного перегрева.

*Нарушения системы дыхания* могут приводить к отключению трансформатора газовой защитой. В трансформаторах с воздухоосушителем повышение уровня масла в расширителе выше конца патрубка дыхания приводит к сливу масла через патрубок и воздухоосушитель, что может быть установлено при осмотре трансформатора (см. § 3).

В случае обнаружения течи масла через дыхательный патрубок выхлопной трубы на работающем трансформаторе он может быть оставлен в работе до следующего текущего ремонта, но уровень масла в расширителе следует понизить настолько, чтобы в любых режимах работы трансформатора он не превышал отметки  $+40^{\circ}\text{C}$ . Для трансформаторов с азотной защитой масла следует отсоединить азотопровод от расширителя и азотных емкостей и продуть его, заменить силикагель в азотном осушителе, слить масло из азотных емкостей и просушить их. При очередном текущем ремонте нужно выполнить мероприятия, предусмотренные [9].

*Термосифонные и адсорбционные фильтры* служат для непрерывной автоматической регенерации трансформаторного масла. Они заполняются, как правило, силикагелем марки КСК с диаметром зерен 3–7 мм. Допускается применение других сорбентов (например, активной окиси алюминия), обладающих избирательной способностью поглощать из масла продукты его старения и влагу. Не следует применять цеолиты. В термосифонном фильтре масло циркулирует естественным путем: в баке трансформатора нагревается и поднимается, в фильтре охлаждается и опускается. Адсорбционные фильтры устанавливаются на трансформаторах с принудительной циркуляцией масла, где движение масла обеспечивается насосами.

Если в пробе масла из бака трансформатора кислотное число увеличилось до 0,15 мг КОН, сорбент следует заменить. В адсорбционных фильтрах, кроме того, сорбент заменяется через год после начала эксплуатации независимо от результатов анализа масла. Контроль состояния сорбента осуществляется также по характеристикам изоляции и масла. Ухудшение пробивного напряжения масла,  $\text{tg } \delta$  обмоток и масла, влагосодержания масла указывает на потерю сорбентом его адсорбцион-

ных свойств и целесообразность его замены. Засыпать термосифонный или адсорбционный фильтр следует хорошо просушенным отсеянным от пыли силикагелем.

*Воздухоосушители* применяют для сушки воздуха, поступающего в трансформатор или негерметичный ввод. Требования к сорбенту здесь несколько отличаются от требований в термосифонном или адсорбционном фильтре. Осушителем служит силикагель марки КСМ, допускается применение цеолита.

Качество сорбента в воздухоосушителе проверяют по цвету индикаторного силикагеля, который представляет собой обычный силикагель, пропитанный хлористым кобальтом (на 100 частей силикагеля 3 части хлористого кобальта). Индикаторный силикагель помещают в небольшом количестве только напротив смотрового окна фильтра, весь же фильтр заполняется осушителем без его пропитки хлористым кобальтом, так называемым рабочим силикагелем. Это позволяет ускорить процесс сушки увлажняющегося силикагеля.

Контроль за воздухоосушителем в эксплуатации заключается в наблюдении за окраской индикаторного силикагеля (см. табл. 5) и уровнем масла в масляном затворе. Сухой индикаторный силикагель имеет голубой цвет. При осветлении окраски отдельных зерен следует усилить надзор за фильтром. С ростом увлажнения сорбента зерна индикаторного силикагеля принимают розовую окраску. При этом следует заменить весь сорбент фильтра, как рабочий, так и индикаторный. Увлажненный силикагель не только не обеспечивает сушки воздуха в фильтре, но даже оказывает вредное воздействие, увлажняя воздух и через него масло. Во всех случаях замену сорбента в воздухоосушителе следует производить не реже 1 раза в 6 мес.

Заменять сорбент следует в сухую погоду, выводя осушитель из работы не более чем на 3 ч. Одновременно с этим производится замена масла в масляном затворе.

Увлажненный силикагель восстанавливают путем сушки. Рабочий силикагель воздухоосушителей, адсорбционных и термосифонных фильтров сушат при температуре  $400\text{--}500^{\circ}\text{C}$ . Хорошее качество сушки обеспечивается при прокаливании на противне. Однако хлористый кобальт при таком нагреве разлагается, поэтому сушка индикаторного силикагеля производится при температуре  $115\text{--}120^{\circ}\text{C}$  в течение 15–20 ч до получения голубой окраски. Сухой сорбент во избежание увлажнения хранят в герметизированной таре.

*Предохранительные клапаны и стрелочные маслоуказатели* применяются на крупных трансформаторах (прежде всего с пленочной защитой масла) вместо выхлопной трубы и маслоуказательной трубки. При неправильной установке стрелочного указателя можно допустить чрезмерное повышение уровня масла при возрастании его температуры или недопустимое снижение уровня при ее уменьшении. Эксплу-

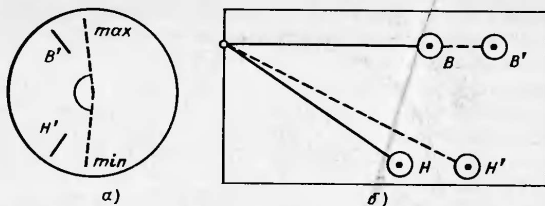


Рис. 24. Влияние длины рычага на работу маслоуказателя:  
а – шкала маслоуказателя; б – расположение рычага в расширителе

атационный циркуляр № Ц-06-84(Э) от 26 июня 1984 г. требует установить на всех трансформаторах с пленочной защитой стрелочные маслоуказатели с раздельной сигнализацией максимального и минимального уровня масла. Уровень масла в расширителе следует устанавливать в соответствии с температурой верхних слоев масла в трансформаторе, предварительно прокачав масло в течение часа насосами системы охлаждения для выравнивания температуры масла. Показание стрелки маслоуказателя должно соответствовать фактическому уровню масла.

Рычаг маслоуказателя должен иметь длину 2090 мм при диаметре расширителя 1570 мм и 1610 мм при диаметре 1260 мм. На рис. 24 показано, как может исказиться показание стрелки, если установлен рычаг большей длины, чем это требуется. Если первоначально стрелку указателя установить по максимальному уровню масла (т.е. при верхнем положении поплавка *B* на рис. 24, б стрелку установить в положение *max* на рис. 24, а), то в нижнем положении поплавок она займет положение *H'* вместо требуемого положения *H*. Рычаг повернется на меньший угол, чем это требуется (меньше  $40^\circ$ ). Стрелка указателя займет соответственно положение *H'* вместо *min*. Следовательно, указатель не обеспечит правильного показания уровня масла с тем большей погрешностью, чем уровень ниже. Если же стрелку установить по минимальному уровню (при положении поплавок *H'* стрелку установить в положение *min*), то при максимальном уровне стрелка окажется в положении *B'* и указатель будет давать тем большую погрешность, чем выше уровень масла.

Чрезмерный уровень масла в расширителе вызывает срабатывание предохранительного клапана. При возврате клапан может не полностью закрыться, что приведет к упуску масла и отказу. Уплотнения предохранительных клапанов должны обязательно проверяться. Из двух конструкций предохранительного клапана, показанных на рис. 25, более надежной является вторая (рис. 25, б) с манжетным уплотнением. Поэтому при осмотре следует проверять, какой клапан установлен на трансформаторе. Если установлен клапан с круглой резиновой проклад-

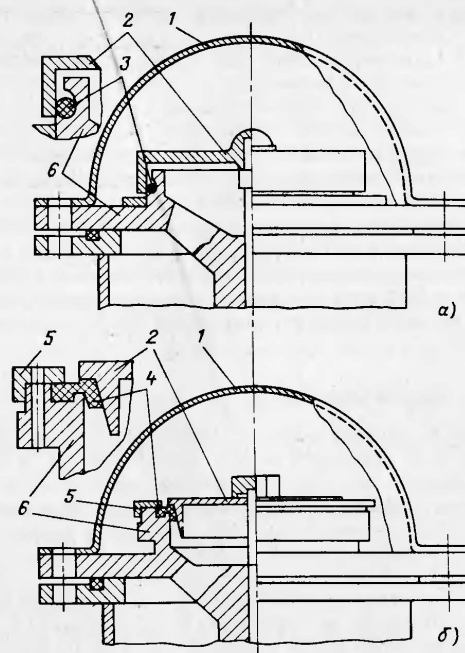


Рис. 25. Предохранительный клапан:  
1 – кожух; 2 – крышка; 3 – круглая прокладка; 4 – манжета; 5 – прижимное кольцо; 6 – корпус

кой (рис. 25, а), его следует заменить. Клапан такой конструкции определяется при снятом защитном кожухе *1* по внешнему виду крышки (сравните поз. *2* на рис. 25, а и б) и отсутствию прижимного кольца *5* (рис. 25, б).

Автоматические средства пожаротушения рекомендуется проверять 2 раза в год – после осенне-зимнего максимума и летнего периода – путем опробования с пуском воды или пены (водяные установки более распространены, хотя пенные более эффективны). Кроме того, 1 раз в квартал производят проверку без воды водяных задвижек (закрывают и открывают). Винтовые (или пенные) распылительные насадки должны быть установлены так, чтобы струя воды, ударяя в бак трансформатора и втулки вводов, покрывала водяной завесой транс-

форматор и его расширитель равномерно со всех сторон. Установки автоматического пожаротушения предусмотрены на трансформаторах 500 кВ и выше, а также 220–330 кВ мощностью 200 МВ·А и более.

Многие мощные трансформаторы оборудованы отсечными клапанами, перекрывающими трубопровод между баком трансформатора и расширителем при работе автоматического пожаротушения или при срабатывании дифференциальной и газовой (на отключение) защиты. При включении трансформатора после отключения защиты от внутренних повреждений после пожара следует устанавливать клапан в открытое положение. При осмотре следует убедиться, что отсечной клапан находится в открытом положении.

На безаварийную работу трансформаторов большое влияние оказывает также своевременная проверка систем релейной защиты и коммутационной аппаратуры и поддержание их в работоспособном состоянии.

## 12. РЕВИЗИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Для выяснения некоторых видов начинающихся повреждений требуется вскрытие и внутренний осмотр трансформатора. В частности, такая необходимость возникает при наличии растворенного в масле этилена, выявленного хроматографическим анализом, при повышенном значении активного сопротивления обмоток, при проверке магнитопровода и т.д. Во многих случаях при вскрытии возможно устранить повреждение.

Внутренний осмотр трансформатора с подъемом колокола или активной части (в зависимости от исполнения) называют ревизией. В общем случае ревизия включает в себя совокупность работ по вскрытию, осмотру, проверке, устранению замеченных неполадок и герметизации активной части трансформатора.

Ревизия производится в эксплуатации в сроки, предусмотренные местными инструкциями, а также по мере необходимости. Ревизия является обязательной при монтаже всех трансформаторов 110–500 кВ в случае нарушения требований инструкций при погрузке, транспортировании, выгрузке и хранении трансформаторов. Если по состоянию изоляции трансформатор требует сушки, ревизия проводится после сушки и пропитки маслом.

Началом ревизии считается начало слива масла, окончанием — момент герметизации бака перед заливкой масла. Ревизия может выполняться в помещении или вне помещения. Если относительная влажность воздуха составляет менее 65 %, а его температура не менее +20 °С, ревизия может производиться без предварительного прогрева трансформатора. В остальных случаях требуется прогрев трансформатора с тем, чтобы температура активной части перед вскрытием на 10–20 °С превышала температуру окружающей среды. Измерение температуры активной

части производится любым термометром, кроме ртутного, во избежание попадания ртути в трансформатор. Если прогрев не проводится, то перед вскрытием трансформатор должен быть выдержан до тех пор, пока температура его активной части не сравняется с температурой окружающего воздуха. Естественно, если температура трансформатора была выше температуры воздуха, такой выдержки не требуется.

Во время проведения работ вне помещения должна быть ясная погода без осадков. Запрещается проводить ревизию при дожде и тумане, а для трансформаторов класса напряжения 330–500 кВ, а также 220 кВ мощностью 200 МВ·А и более, — при минусовых температурах или влажности более 80 %. Допустимая продолжительность ревизии зависит от температуры и влажности воздуха. При плюсовых температурах и относительной влажности до 65 % она составляет 16 ч, при влажности 65–80 % — 12 ч. При относительной влажности более 80 % или отрицательных температурах продолжительность ревизии не должна превышать 8 ч.

Если указанная выше допустимая продолжительность ревизии или других работ, связанных с разгерметизацией и сливом масла из трансформатора, будет превышена, необходимо выполнить сушку трансформатора.

Измерение относительной влажности воздуха производится психрометром, состоящим из двух термометров, один из которых сухой (он показывает температуру воздуха), а другой смочен. Смачивание производится опущенной в воду марлей. По разности показаний двух термометров и специальной психрометрической таблице (табл. 14) определяют относительную влажность воздуха. Психрометры бывают комнатные и аспирационные. Если комнатный психрометр используется вне помещения, он должен быть защищен от воздействия ветра.

После слива масла, перед подъемом колокола или активной части, снимают препятствующие подъему части (приводы и изоляционные валы переключателей, цилиндры маслonaполненных вводов), отсоединяют от вводов отводы обмоток и подвязывают их, ослабляя распорные винты. Подъем производят плавно, без перекосов, а снятую часть устанавливают горизонтально на деревянных подкладках. После подготовки удобного рабочего места приступают к осмотру активной части.

Все доступные стяжные шпильки ярм, креплений отводов обмоток, барьеров, переключателей и других элементов активной части проверяют, а замеченные ослабления устраняют подтяжкой гаек.

Затяжку винтов и домкратов осевой прессовки обмоток начинают с внутренних нажимных колец. При этом мешающие винты наружных обмоток могут быть временно вывернуты. Затяжка производится равномерно по окружности. Последними затягиваются нажимные винты и домкраты наружных нажимных колец. Все контргайки должны быть затянуты.

Таблица 14. Психрометрическая таблица для комнатного психрометра

Показание смачиваемого термометра, °С	Влажность воздуха, %, при разности показаний сухого и смачиваемого термометров, °С																				
	0	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	9,5	10
0	100	90	81	73	64	57	50	43	36	31	26	20	16	11	7	3	-	-	-	-	-
1	100	90	82	74	66	59	52	45	39	33	29	23	19	16	11	7	-	-	-	-	-
2	100	90	83	75	67	61	54	47	42	35	31	26	23	18	14	10	-	-	-	-	-
3	100	90	83	76	69	63	56	49	44	39	34	29	26	21	17	13	10	-	-	-	-
4	100	91	84	77	70	64	57	51	46	41	36	32	28	24	20	16	14	11	-	-	-
5	100	91	85	78	71	65	59	54	48	43	39	34	30	27	23	19	17	13	10	-	-
6	100	92	85	78	72	66	61	56	50	45	41	35	33	29	26	22	19	16	13	10	-
7	100	92	86	79	73	67	62	57	52	47	43	39	35	31	28	25	22	18	15	12	11
8	100	93	86	80	74	68	63	58	54	49	45	41	37	33	30	27	25	21	18	15	14
9	100	94	87	82	76	71	66	61	57	53	48	45	41	38	34	31	28	26	23	21	19
10	100	94	88	82	77	72	67	62	58	55	50	47	43	40	36	33	30	28	25	23	20
11	100	94	88	82	77	72	67	62	58	55	50	47	43	40	36	33	30	28	25	23	20
12	100	94	88	82	77	72	67	62	58	55	50	47	43	40	36	33	30	28	25	23	20
13	100	94	88	83	78	73	68	63	58	54	50	46	42	38	35	32	30	27	25	22	20
14	100	94	89	83	79	74	70	65	62	58	54	50	46	43	40	37	34	32	29	27	23
15	100	94	89	84	80	75	71	67	63	59	55	52	49	46	43	41	39	36	34	31	29
16	100	95	90	84	80	76	72	67	64	60	57	53	50	48	44	42	39	37	34	32	30
17	100	95	90	84	81	76	73	68	65	61	58	54	52	49	46	44	40	39	36	34	31
18	100	95	90	85	81	76	74	69	66	62	59	56	53	50	47	45	42	40	37	35	33
19	100	95	91	85	82	77	74	70	66	63	60	57	54	51	48	46	43	41	39	37	34
20	100	95	91	86	82	78	75	71	67	64	61	58	55	53	49	47	44	43	40	38	36
21	100	95	91	86	83	79	75	71	68	65	62	59	56	54	51	49	46	44	41	38	37
22	100	95	91	87	83	79	76	72	69	65	63	60	57	55	52	50	47	45	42	40	38
23	100	96	91	87	83	80	76	73	70	66	63	61	58	56	53	51	48	46	43	41	39
24	100	96	92	88	84	80	77	73	70	67	64	62	59	56	53	52	49	47	44	42	40
25	100	96	92	88	84	81	77	74	70	68	65	63	59	58	54	52	50	47	45	44	42

Тщательно, с хорошим освещением осматривают изоляцию доступных частей обмоток и их отводов, переключателей, цилиндров и других элементов. Замеченные повреждения устраняют. Осматривают доступные контакты переключателей.

Одновременно с работами на активной части осматривают бак. Остатки масла со дна бака удаляют.

При ревизии производится ряд измерений на активной части. Проверяется схема заземлений. Измеряется сопротивление изоляции стяжных шпилек, прессирующих колец относительно активной стали и ярмовых балок, а также между сталью и балками. Измеряется сопротивление электростатических экранов. В начале и в конце ревизии измеряют показатели увлажнения изоляции, как указано в § 6.

После проведения всех измерений и проверок непосредственно перед опусканием активной части в бак или установкой колокола активная часть промывается струей горячего трансформаторного масла, качество которого должно соответствовать требованиям табл. 1 к вновь заливаемому маслу.

По окончании перечисленных работ активную часть или колокол устанавливают на место. Восстанавливают заземление активной части на бак, а отводы обмоток присоединяют к вводам. После сборки схемы подсоединения отводов и схему заземления проверяют визуально. Устанавливают на свои места все снимавшиеся или перемещавшиеся части, трансформатор герметизируется и заливается маслом.

Если климатические условия и допустимая длительность разгерметизации не нарушены, приступают к контролю состояния изоляции трансформаторов согласно § 6.

Вопросы ремонта трансформаторов в настоящей книге на рассматриваются. Перечень основных работ при ремонтах приведен в приложении 2.

### 13. КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Не останавливаясь на других, более сложных способах проверки состояния трансформаторов, рассмотрим несколько примеров комплексной его оценки на основании результатов испытаний, описанных в настоящей книге. Рассмотрим также несколько примеров аварий и отказов трансформаторов, вызванных некачественным проведением осмотров или испытаний, принятием мер по результатам испытаний или тем, что проверка и испытания не были выполнены.

Автотрансформатор АТДЦН-250000/500/110 проработал 7 лет. В табл. 15 приведены характеристики изоляции его обмоток при заводских испытаниях и через 7 лет эксплуатации. Результаты промежуточных испытаний не приводятся, так как изменение характеристик во времени было плавным. Характеристики масла приведены в табл. 16. За первые 6 лет характеристики масла изменялись сравнительно плав-



Т а б л и ц а 15. Характеристики изоляции обмоток трансформатора АТДЦТН-250000/500/110

Вид испытаний	Измеренная величина	Значение величины при схеме соединений			Температура обмоток, °С
		ВН – (НН+бак)	НН – (ВН+бак)	(ВН+НН) – бак	
Заводские	$R_{60}/R_{15}$ , МОм/МОм	310/210 = 1,5	430/240 = 1,7	320/210 = 1,5	36
	tg $\delta$ , %	0,4	0,6	0,6	36
Профилактические через 7 лет эксплуатации	$R_{60}/R_{15}$ , МОм/МОм	250/160 = 1,6	350/250 = 1,4	180/110 = 1,6	20
	tg $\delta$ , %	0,71	0,78	1,2	20

Т а б л и ц а 16. Характеристики масла трансформатора АТДЦТН-250000/500/110

Вид испытаний	Характеристики масла					
	из бака трансформатора					из контактора РПН
	$U_{пр}$ , кВ	$t_{всп}$ , °С	Кислотное число, мг КОН	Влагосодержание $W$ , г/т	tg $\delta_m$ при 70 °С, %	$U_{пр}$ , кВ $W$ , г/т
При монтаже	79,6	144	0,02	9	0,6	90 –
Профилактические через 6 лет эксплуатации	78,2	140	0,079	19,8	4,5	– –
Контрольные после обработки силикагелем	80	139	0,077	18,9	3	– –
Профилактические через 7 лет эксплуатации	59,2	139	0,056	19,4	3,3	60 16,9

но, затем масло было подвергнуто обработке силикагелем. Хроматографический анализ растворенных в масле газов через 7 лет эксплуатации показал концентрацию углекислого газа 0,16 % и очень слабую концентрацию других газов. Характеристики изоляции вводов через 7 лет эксплуатации приведены в табл. 17.

Как видно из результатов, ни один из показателей не достиг предельно допустимого значения. Тем не менее следует обратить внимание на следующие обстоятельства: пробивное напряжение масла снизилось за последний год с 80 до 59,2 кВ и приблизилось к предельному

Т а б л и ц а 17. Характеристики изоляции вводов трансформатора АТДЦТН-250000/500/110

Напряжение вводов, кВ	tg $\delta$ , % по фазам					
	А		В		С	
	tg $\delta_1$	tg $\delta_2$	tg $\delta_1$	tg $\delta_2$	tg $\delta_1$	tg $\delta_2$
500	0,56	0,68	0,44	0,49	0,4	0,45
110	0,55	0,5	0,53	0,62	0,59	0,63

(tg  $\delta_1$  относится к основной изоляции вводов, tg  $\delta_2$  – к измерительному конденсатору).

(55 кВ); tg  $\delta$  масла вновь начал расти; влагосодержание масла близко к предельному (20 г/т).

Определим расчетное значение влагосодержания твердой изоляции, хотя пересчет здесь придется вести на 40 °С (требуется привести tg  $\delta$  изоляции обмоток к 60 °С, так как tg  $\delta_m$  масла определялся только при температуре 70 °С). В результате пересчета получим следующие значения tg  $\delta_{60}$  изоляции для разных схем измерения: 2,03; 2,22 и 3,42 %. По номограмме на рис. 13, з определяем соответствующие влагосодержания твердой изоляции: 2,8; 3,25 и более 4 %. Это много для трансформатора класса напряжения 500 кВ.

В ы в о д: трансформатор может быть оставлен в работе до вывода в ремонт, но требует повышенного внимания в эксплуатации. При первом же ремонте необходимо взять образцы твердой изоляции для определения влагосодержания. В зависимости от результатов измерений следует заменить масло или (если влагосодержание образцов действительно окажется около 3 %) вывести трансформатор в капитальный ремонт с сушкой изоляции.

В следующих примерах мы не будем приводить столько подробных данных, а обратим внимание лишь на те показатели, которые являются определяющими для решения вопроса о дальнейшей эксплуатации трансформатора.

Трансформатор ТДЦ-250000/110 блочный, проработал 20 лет. При хроматографическом анализе обнаружена концентрация 0,93 % углекислого газа (CO<sub>2</sub>), что свидетельствует о повышенном старении изоляции, и 0,013 % этилена (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), что свидетельствует о наличии местного перегрева. Расчетное значение влагосодержания твердой изоляции после последнего капитального ремонта было 4%, что предположительно свидетельствует о недостаточной сушке. Такой трансформатор трудно высушить до требуемой степени без опасности дальнейшего ускоренного старения изоляции.

В ы в о д: готовить замену трансформатора, до замены можно оставить в работе, контролируя содержание растворенных в масле углекис-

лого газа и этилена, периодически измеряя характеристики изоляции и масла (в первую очередь  $\text{tg } \delta$ ).

**Трансформатор ТДЦГ-250000/330** проработал 14 лет. Расчетное значение влагосодержания твердой изоляции превысило 3 %;  $\text{tg } \delta$  изоляции вводов возрос до значения, близкого к предельному; содержание водорастворимых кислот в масле вводов 330 кВ выше нормы (по фазам – 0,06; 0,055 и 0,06 мг КОН).

**В ы в о д:** произвести ремонт трансформатора, предусмотрев замену масла и силикагеля во вводах и сушку изоляции трансформатора (для уточнения влагосодержания твердой изоляции перед сушкой и после нее взять образцы).

**Трансформатор ТДТГ-15000/110** проработал 30 лет. При последнем капитальном ремонте (через 27 лет работы) масло имело пониженные характеристики ( $\text{tg } \delta_{\text{M20}} = 2,3\%$ ), расчетное влагосодержание твердой изоляции больше 4 %. После капитального ремонта испытаний не проводилось. Изоляция была сильно состарена (темная, ломкая).

**В ы в о д:** следует готовить замену трансформатора, до замены можно оставить в работе, осуществляя контроль состояния измерением  $\text{tg } \delta$  изоляции и масла не реже 1 раза в год. Капитальный ремонт с сушкой изоляции не рекомендуется. Для трансформатора опасно воздействие токов внешних КЗ, однако в месте его установки эти токи невелики.

**Трансформатор ТРДН-40000/110** проработал 6 лет. Масло в контакторе устройства РПН быстро теряет свои свойства (пробивное напряжение достигает минимально допустимого значения в течение 2 мес после замены, визуально наблюдаются в пробе механические примеси). Повышен  $\text{tg } \delta$  изоляции трансформатора, данные о  $\text{tg } \delta_{\text{M}}$  масла отсутствуют.

**В ы в о д:** требуется срочно произвести ремонт трансформатора. В контакторе РПН снять круговую диаграмму, проверить установку контактов (геометрические размеры и жесткость крепления), состояние контактных поверхностей, нажатие контактов, исправность элементов механизма и привода. Произвести сушку изоляции.

**Трансформатор ТДТН-16000/35/10** проработал 8 лет. Пробивное напряжение масла, оставаясь в пределах нормы, за 4 года снизилось в баке трансформатора в 1,3 раза, в контакторе – в 1,9 раза.

**В ы в о д:** заменить силикагель и произвести многократную прокрутку устройства РПН по всему диапазону.

**Трансформатор ТДТН-10000/110/35/10** проработал 16 лет. Обмотка 35 кВ не испытывалась, поскольку она не была подключена к сети и не использовалась, вводы 110 кВ не проверялись 4 года.

**В ы в о д:** произвести внеочередные испытания трансформатора с полной проверкой состояния изоляции и активного сопротивления обмотки 35 кВ. Обмотку 35 кВ защитить разрядниками. Испытывать вводы 110 кВ.

**Автотрансформатор АДЦТГ-120000/330/110/35** проработал 18 лет. Хроматографический анализ показал наличие 0,602 % углекислого газа и следы этана. Повторный анализ через 1,5 мес выявил возрастание содержания  $\text{CO}_2$  до 1,2 %, появление  $\text{CO}$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$  и  $\text{C}_2\text{H}_6$ . Расчетное влагосодержание картона более 4 %. Трансформатор был выведен в капитальный ремонт. Влагосодержание картона, определенное прямым измерением, составило 3,8 %. Сушка, выполненная при ремонте, не обеспечила требуемого снижения влагосодержания. Изоляция сильно полимеризована.

**В ы в о д:** изоляция преждевременно достигла высокой степени старения, трансформатор подлежит заводскому ремонту с заменой обмоток и главной изоляции.

**Автотрансформатор АДЦТН-200000/330/110/10** проработал 12 лет. Масло в баке трансформатора имеет повышенное (до 0,06 %) содержание этилена ( $\text{C}_2\text{H}_4$ ), в контакторе РПН фазы *A* – 0,012 % этилена и 0,02 % этана (хроматографический анализ масла из контактора устройства РПН выполняется в связи со снижением его пробивного напряжения, которое оставалось, однако, в пределах нормы). Пробивное напряжение масла ввода 330 кВ фазы *B* за 3 года снизилось в 1,5 раза, также оставаясь в пределах нормы.

**В ы в о д:** чаще проводить хроматографический контроль растворенных в масле газов, улучшить уплотнение между контактором и баком устройства РПН. Если выделение этилена в масле основного бака трансформатора не прекратится, вывести трансформатор в ремонт. Профилактические испытания ввода 330 кВ фазы *B* производить не реже 1 раза в год.

**Трансформатор ТДТН-25000/110/35/10** проработал 14 лет. Значение  $\text{tg } \delta$  основной изоляции ввода 110 кВ фазы *A* за последние 3 года увеличилось в 4,7 раза, наружной – в 3,2 раза и приблизилось к максимальному значению.

**В ы в о д:** проверять характеристики изоляции и масла вводов 110 кВ не реже 1 раза в год.

**Трансформатор ТДТНГ-15000/110** проработал 20 лет. В нормальном режиме работы отключился газовой защитой. Причина – утечка масла из расширителя ниже уровня газовой реле из-за повреждения сальника радиатора охлаждения, не обнаруженного при осмотре.

В другом таком же трансформаторе при осмотре было замечено слабое выделение дыма из прокладки в районе контактной шпильки ввода 110 кВ, вызванное перегревом, возникшим от плохого крепления шлейфа к вводу. Трансформатор был своевременно отключен персоналом, что предупредило возникновение аварии.

**В капитально отремонтированном трансформаторе ТДЦГ-250000/330** вскоре после включения сработала газовая защита на сигнал. Отбор газа из газового реле производился небрежно, в результате чего замкнулся отключающий контакт реле и трансформатор отключился. При ос-

мотре было обнаружено, что после ремонта отсечной клапан между расширителем и баком трансформатора остался в закрытом положении, а сигнализация закрытого положения клапана на щите управления отсутствовала. Причиной срабатывания защиты на сигнал явилось закрытое положение отсечного клапана, причиной отключения трансформатора – неправильный отбор пробы газа из реле.

Трансформатор ТДТНГ-40500/35/6 проработал 18 лет, был выведен в ремонт по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов. При осмотре был обнаружен подгар изоляции отводов фазы В обмотки НН и местный перегрев стали магнитопровода. После устранения дефектов введен в работу и выделение этилена (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>) прекратилось.

Таким образом, своевременное и правильное проведение проверки состояния трансформаторов позволяет выявить и устранить многие отклонения от нормального состояния, предупредить возникновение аварии и продлить срок службы трансформаторов.

## ПРИЛОЖЕНИЯ

### Приложение 1. Условные обозначения трансформаторов общего назначения

Условное обозначение трансформатора состоит из трех частей, разделенных между собой. Первая часть буквенная, характеризующая число обмоток в фазе, вид охлаждения и вид переключения ответвлений.

Буква А в начале обозначения означает автотрансформатор, ее отсутствие – трансформатор с электрически разделенными обмотками.

Далее указывается число фаз: Т – для трехфазных трансформаторов, О – для однофазных.

После обозначения числа фаз для трансформаторов с расщепленной обмоткой НН ставится буква Р, для других трансформаторов она не ставится.

Следующие одна или две (редко три) буквы указывают вид охлаждения. Для масляных трансформаторов: М – естественная циркуляция масла и окружающего воздуха; Д – естественная циркуляция масла и принудительная циркуляция воздуха (так называемое дутьевое охлаждение, трансформатор снабжен вентиляторами); МЦ – принудительная циркуляция масла и естественная циркуляция воздуха (трансформатор снабжен маслонасосами, такая система встречается редко); ДЦ – принудительная циркуляция масла и охлаждающего воздуха (трансформатор имеет маслонасосы и вентилятор); НДЦ – разновидность системы ДЦ с направленной циркуляцией масла в баке; МВ – естественная циркуляция масла и принудительная циркуляция воды (трансформатор снабжен водяными маслоохладителями, система встречается очень редко); Ц – принудительная циркуляция масла и охлаждающей воды (трансформатор имеет маслонасосы и водяные маслоохладители); НЦ – разновидность системы Ц с направленной циркуляцией масла в баке.

Буква Т после обозначения системы охлаждения указывает, что трансформатор трехобмоточный. Отсутствие буквы означает двухобмоточный трансформатор. Следующая буква Н указывает, что трансформатор снабжен устройством РПН. В трансформаторах с ПБВ буква не ставится.

В конце первой буквенной части условного обозначения трансформаторов собственных нужд электростанций ставится буква С.

Вторая часть условного обозначения – цифровая и отделяется от первой части дефисом. В ней указывается мощность трансформатора, кВ·А, через дробь – класс напряжения трансформатора (по классу напряжения со стороны ВН), кВ, и далее через косую дробь – класс напряжения стороны СН. Указание номинального напряжения НН, а также СН, если оно менее 110 кВ, не обязательно.

В третьей части, также отделяемой от второй части дефисом, указываются две последние цифры года выпуска рабочих чертежей трансформаторов данной конструкции, обозначение климатического района, для которого предназначен трансформатор (У – с умеренным климатом, ХЛ – с холодным, Т – с тропическим),

и, наконец, место размещения (1 – на открытом воздухе, 2 – в помещениях, где колебания температуры и влажности несущественно отличаются от внешней среды, 3 – закрытые помещения с естественной вентиляцией, где колебания влажности и температуры значительно меньше, чем на открытом воздухе, 4 – закрытые помещения с искусственно регулируемым климатическими условиями, 5 – помещения с повышенной влажностью).

В эксплуатационной документации часто применяется сокращенное обозначение, состоящее только из первой части, мощности и класса напряжения.

Обозначение АТДЦТН-125000/220/110-68У1 расшифровывается так: автотрансформатор трехфазный с системой охлаждения ДЦ, трехобмоточный, с устройством РПН, номинальная мощность 125 000 кВ·А (125 МВ·А), класс напряжения стороны ВН 220 кВ, СН – 110 кВ, конструкция 1968 г., для районов с умеренным климатом, для наружной установки. В эксплуатационной документации он часто обозначается сокращенно: АТДЦТН-125000/220.

#### **Приложение 2. Перечень основных работ при текущем ремонте крупного трансформатора**

Наружный осмотр и ревизия производятся одновременно с устранением выявленных дефектов. Устраняются течи масла из вводов, в системе охлаждения и т.д. Подтягиваются все болтовые соединения, в первую очередь вводов, ошиновки, системы охлаждения.

Проверяется газовая защита, целостность мембраны выхлопной трубы, исправность предохранительных клапанов и стрелочных маслоуказателей.

Производится спуск грязи из расширителей, слив излишков масла из вводов или доливка до нормального уровня, проверка и протирка всех маслоуказательных стекол, протирка вводов, очистка крышки или колокола трансформатора.

Выполняются проверка и мелкий ремонт двигателей вентиляторов, их балансировка, а также регламентные работы на масляных электронасосах.

Проверяется крепление трансформатора на фундаменте.

Проверяется исправность термосифонных фильтров, при кислом масле заменяется силикагель. Заменяется масло и силикагель во влагоосушителях, масло в затворах негерметичных вводов.

Отбираются пробы масла из бака трансформатора, вводов и устройства РПН.

Производится ревизия устройства РПН.

Проводятся профилактические испытания и измерения.

В зависимости от местных условий, а также по данным осмотров и испытаний масла в межремонтный период выполняются другие необходимые работы.

Капитальные ремонты выполняются в соответствии с типовыми программами специализированных ремонтных предприятий.

*Типовая программа капитального ремонта* включает в себя работы на активной части, баке и арматуре, вводах, изоляции и т.д.

Производится осмотр и определение состояния магнитопровода, измеряется сопротивление межлистовой изоляции активной стали по пакетам. Выявляются замыкания активной стали, возможные деформации ярмовых балок, выпадения листов стали и прутков масляных каналов. Проверяется состояние экранов и всех элементов заземления, состояние изоляции стяжных шпилек, полубандажей, брусьев, усилия затяжки шпилек, болтов и полубандажей на верхних и ниж-

нем ярмах магнитопровода. Мелкие дефекты, выявленные при осмотре магнитопровода, устраняются. Производится очистка магнитопровода от шлама, грязи и посторонних предметов.

Проверяются обмотки, состояние витковой и дополнительной изоляции, вертикальность столбов укладок. Производится очистка и промывка вертикальных и горизонтальных каналов, проверка опрессовки и подпрессовка обмоток, измерение каналов между дисковыми катушками с дополнительной изоляцией в доступных местах. Обнаруженные мелкие дефекты устраняются.

По схеме соединения обмоток проверяются исправность изоляции и целостность перемычек, пайки, степень старения изоляции, целостность креплений с их временным снятием при подпрессовке обмоток, расположение отводов и их затяжка.

В переключающих устройствах проверяется состояние контактов переключателей с их зачисткой или заменой, осматриваются регулировочные отводы, детали крепления, изолирующие цилиндры. Выполняется мелкий ремонт и подтяжка контактов, осмотр механизмов и проверка их работы, полная регулировка и наладка устройства РПН.

На баке заменяются уплотнения. Бак очищается, промывается и при необходимости окрашивается. Производится осмотр, мелкий ремонт и при необходимости окраска расширителя, арматуры, системы охлаждения, предохранительных устройств.

Высоковольтные вводы осматривают и чистят, в них заменяют масло и уплотнения, выполняют мелкий ремонт и испытывают вводы.

Производят очистку, а при необходимости смену масла в трансформаторе. Изоляцию трансформатора подвергают сушке (при необходимости).

Проверяют защиту и вторичную коммутацию, силовые и контрольные кабели.

Собирают трансформаторы с заменой всех уплотнений, испытывают на герметичность, производят монтаж силовых и контрольных кабелей, установку приборов контроля и защиты. Испытания трансформатора выполняют в соответствии с нормами [2].

Ремонт трансформатора с заменой обмоток производится, как правило, на специализированных предприятиях.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Инструкция по эксплуатации трансформаторов. М.: СПО ОРГРЭС, 1976.
2. Нормы испытания электрооборудования. М.: Атомиздат, 1978.
3. Методические указания по обнаружению повреждений в силовых трансформаторах с помощью анализа растворенных в масле газов. М.: СПО "Союзтехэнерго", 1979.
4. Голоднов Ю.М. Схемы включения электроизмерительных приборов. М.: Энергия, 1979.
5. Филиппишин В.Я., Туткевич А.С. Монтаж силовых трансформаторов. М.: Энергоиздат, 1981.
6. Цирель Я.А., Поляков В.С. Эксплуатация силовых трансформаторов на электростанциях и в электросетях. — Л.: Энергоатомиздат, 1985.
7. Повышение эффективности традиционных методов контроля изоляции трансформаторов/ Б.В. Банин, Ф.Я. Левин, В.В. Соколов, Н.П. Фуфурин// Электрические станции. 1983. № 8. С. 52–56.
8. Конов Ю.С., Короленко В.В., Федорова В.П. Обнаружение повреждений трансформаторов при коротких замыканиях// Электрические станции. 1980. № 7. С. 46–48.
9. Сборник директивных материалов Главтехуправления Минэнерго СССР (электрическая часть)/ Минэнерго СССР. М.: Энергоатомиздат, 1985.
10. Эксплуатация оборудования подстанций 500 кВ. М.: Энергия, 1974.

#### СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие . . . . .	3
1. Основные виды повреждений трансформаторов . . . . .	4
2. Способы диагностики состояния трансформаторов . . . . .	7
3. Контроль за показаниями контрольно-измерительных приборов и осмотры трансформаторов . . . . .	12
4. Испытание и химический анализ трансформаторного масла . . . . .	17
5. Хроматографический анализ растворенных в масле газов . . . . .	28
6. Испытания и определение состояния изоляции . . . . .	34
7. Испытания и определение состояния обмоток . . . . .	46
8. Контроль за состоянием магнитопровода и бака . . . . .	57
9. Контроль за состоянием высоковольтных вводов . . . . .	59
10. Контроль за состоянием переключающих устройств . . . . .	64
11. Контроль за состоянием вспомогательного оборудования . . . . .	69
12. Ревизия трансформаторов . . . . .	74
13. Комплексная оценка состояния трансформаторов . . . . .	77
Приложения . . . . .	82
Список литературы . . . . .	85

Производственное издание

Голоднов Юрий Михайлович

**КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ ТРАНСФОРМАТОРОВ**

Редактор Н.Н. Хубларов  
Редактор издательства Л.В. Копейкина  
Художественные редакторы В.А. Гозак-Хозак, Т.Н. Хромова  
Технический редактор Н.М. Брудная  
Корректор С.В. Малышева

ИБ №2015

Набор выполнен в Энергоатомиздате на Композере ИБМ-82. Подписано в печать 24.11.87. Формат 60x88 1/16. Бумага офсетная № 2. Печать офсетная. Усл. печ. л. 5,39. Усл. кр.-отт. 5,63. Уч.-изд. л. 5,79. Тираж 30 000 экз. Заказ 6287. Цена 30 к. Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10

Ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени МПО "Первая Образцовая типография имени А.А. Жданова" Союзполиграфпрома при Госкомиздате СССР. 113054, Москва, Валовая, 28

30 κ.