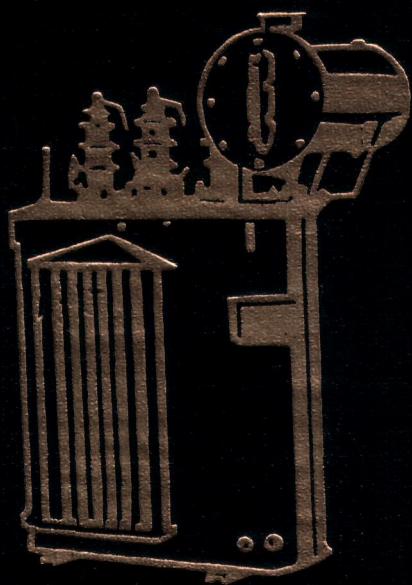


В. Ш. Аншин
З. И. Худяков

Сборка трансформаторов



В. Ш. Аншин
З. И. Худяков

Сборка трансформаторов

ИЗДАНИЕ ВТОРОЕ,
ПЕРЕРАБОТАННОЕ И ДОПОЛНЕННОЕ

Допущено
Государственным комитетом СССР
по народному образованию
в качестве учебного пособия
для профессионально-технических
училищ



Москва

«Высшая школа» 1991

Рецензент: инж. Ю. П. Шонин

Аншин В. Ш., Худяков З. И.

А74 Сборка трансформаторов: Учеб. пособие для ПТУ. — 2-е изд., перераб., и доп. — М.: Высш. шк., 1991. — 288 с.: ил.

ISBN 5-06-000861-4

В книге рассмотрены параметры трансформаторов и их зависимость от качества выполнения сборочных операций. Описаны сборочные единицы и основные материалы и оборудование, применяемые при сборке трансформаторов. Освещены технологические процессы производства пластин и сборки магнитных систем. Подробно описаны технологические операции сборки трансформаторов I—IV габаритов. Книга может быть использована при профессиональном обучении рабочих на производстве.

А 2202070300—057
052(01)—91 22—91

ББК 31.261.8
6П2.1.081

ISBN 5-06-000861-4

© В. Ш. Аншин, З. И. Худяков, 1991

ВВЕДЕНИЕ

Трансформаторы — один из основных видов электротехнического оборудования, необходимого для развития энергетики и электрификации народного хозяйства. Благодаря им можно получать электрическую энергию при наиболее удобном напряжении, передавать ее с минимальными потерями напряжения и использовать при напряжении, рассчитанном на любого возможного потребителя.

Передача электрической энергии от места производства до потребителя требует создания многих повышающих и понижающих напряжение трансформаторов. В зависимости от параметров электроэнергии, необходимой тем или иным потребителям, трансформаторы изготавливают на различные мощности и напряжения. Существуют трансформаторы мощностью от нескольких вольт-ампер до 1 200 000 кВ·А и более, а общая мощность всех установленных в стране трансформаторов в 7—8 раз превышает мощность генераторов, вырабатывающих электрическую энергию.

Решения правительства определили широкую программу дальнейшего развития всех отраслей народного хозяйства СССР при опережающем росте электроэнергетики. Наряду со строительством тепловых и гидроэлектрических станций преимущественное развитие получает атомная энергетика. В настоящее время работают и создаются новые мощные атомные электростанции, оснащенные самым современным отечественным оборудованием.

Для транспортирования электроэнергии построены десятки и сотни тысяч километров высоковольтных линий электропередачи напряжением 110, 220, 330, 500 и 750 кВ. Создана первая линия напряжением 1150 кВ переменного тока, строится линия передачи энергии на постоянном токе напряжением 1500 кВ.

Для обеспечения этих линий электропередачи разработаны и освоены мощные трансформаторы и автотрансформаторы; созданы крупные серии распределительных трансформаторов общего назначения различной мощности и напряжения; специализированные трансформаторы для электротермических преобразова-

тельных и других установок; пусковые передвижные, регулировочные, испытательные и другие специальные трансформаторы.

Производство трансформаторов — одна из крупных отраслей электротехнической промышленности. Основной особенностью их производства является широкое сочетание технологических процессов, присущих общему машиностроению, со специфической технологией изготовления трансформаторов.

В производстве трансформаторов важное значение имеют культура изготовления, сборки и квалификация рабочих, правильное выполнение всех технологических операций. Они определяют надежность их работы.

Сборочные операции требуют тщательного выполнения и предельного внимания сборщика. Нередки случаи, когда по небрежности или незнанию сборщик допускает ошибки, обнаружить которые не удается при визуальном контроле, а иногда и во время приемочных испытаний. Такие ошибки особенно опасны, они выявляются при эксплуатации трансформаторов и обычно приводят к тяжелым последствиям.

Сборщик должен знать и четко представлять себе, как работают и какие нагрузки испытывают те или иные элементы трансформатора, его основные характеристики и конструкцию. Особенно важно знать, как изменяются экономичность, надежность и выходные параметры трансформатора в зависимости от качества выполнения сборочных операций. Всем этим вопросам уделено необходимое внимание в настоящем учебном пособии, которое предназначено для подготовки в профессионально-технических училищах квалифицированных рабочих-сборщиков трансформаторов.

Главы I, III, IV, V и VI написаны В. Ш. Аншиным, введение, главы II, III (§ 23—29), VII—XIII — З. И. Худяковым.

ГЛАВА I

ОСНОВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ИХ ЗАВИСИМОСТЬ ОТ СБОРКИ

§ 1. ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

Генераторы электрического тока по техническим причинам нельзя изготовлять на очень большие напряжения, даже крупные из них имеют напряжение не более 24 кВ, а такое напряжение можно использовать только на малых расстояниях от электростанции. Чтобы передача электрической энергии (электроэнергии) на многие сотни и тысячи километров стала выгодной, необходимо значительно большее напряжение — 500, 750 кВ и более. Для этой цели и служит трансформатор — электромагнитное устройство с двумя или несколькими обмотками, индуктивно связанными между собой, предназначенное для преобразования с помощью электромагнитной индукции переменного тока одного напряжения в переменный ток другого (или других) напряжения.

Обмотка трансформатора, к которой подводится энергия преобразуемого переменного тока, называется *первичной* (например, обмотка трансформатора, присоединенная к шинам генератора электрического тока напряжением 6,3 кВ), а обмотка, от которой отводится энергия преобразованного переменного тока, — *вторичной* (например, обмотка 110 кВ этого трансформатора, присоединенная к линии электропередачи, по которой энергия отводится в отдаленные районы). Существуют трансформаторы, у которых кроме первичной и вторичной имеется третья обмотка с промежуточным напряжением, например 35 кВ. Если и от этой обмотки отводится часть энергии в линию 35 кВ, то она тоже является вторичной.

Обмотки трансформаторов, к которым подводится энергия преобразуемого или от которых отводится энергия преобразованного переменного тока, называют *основными*, например первичная и вторичная обмотка трансформатора. Кроме основных у трансформатора могут быть и другие обмотки, не связанные

непосредственно с приемом или отдачей энергии преобразованного переменного тока, которые называют *вспомогательными*. Различают основные обмотки трансформатора высшего (ВН), низшего (НН) и среднего (СН) напряжений.

Обмотка ВН имеет наибольшее номинальное напряжение (например, 110 кВ) по сравнению с другими основными обмотками трансформатора, обмотка НН — наименьшее номинальное напряжение (например, 6,3 кВ), а обмотка СН — номинальное напряжение (например, 35 кВ), являющееся промежуточным между напряжениями обмоток ВН и НН.

Трансформатор, у которого первичной является обмотка НН, называют *повышающим*. В конце линии передачи, где начинается распределение энергии, устанавливают трансформаторы, снижающие напряжение линии до напряжений, необходимых потребителю. Первичной в таких трансформаторах служит обмотка ВН, а трансформаторы называют *понижающими*. Таким образом, в зависимости от назначения (повышать или понижать напряжение) первичной обмоткой одного и того же трансформатора может быть обмотка НН или ВН.

Электрическая энергия используется в основном при напряжении 220 или 380 В. Электродвигатели различного назначения и мощности, электробытовые и осветительные приборы изготовляют в нашей стране и во всем мире на эти (и близкие к ним) напряжения, поскольку при напряжениях 220 и 380 В довольно просто ограждать людей от опасности поражения электрическим током.

Чтобы снизить напряжение в линии передачи, например с 500 кВ, используют цепочку промежуточных трансформаторов, каждый из которых понижает напряжение и распределяет энергию между отдельными группами потребителей.

В зависимости от энергии, необходимой тем или иным потребителям, трансформаторы изготовляют на мощности и напряжения, подразделяемые на несколько габаритов. Например, трансформаторы до 35 кВ (включительно) и мощностью до 100 кВ·А относят к I габариту, от 100 до 1000 кВ·А — к II, от 1000 до 6300 кВ·А — к III, выше 6300 кВ·А — к IV, от 35 до 110 кВ (включительно) и мощностью до 32 000 кВ·А — к V и т. д.

§ 2. ОСОБЕННОСТИ МАГНИТНОЙ СИСТЕМЫ ТРАНСФОРМАТОРА

Известно, что при питании первичной обмотки трансформатора от источника с переменным напряжением возникает магнитное поле. Если другие обмотки трансформатора разомкнуты, то магнитное поле создается магнитодвижущей силой (мдс — произведение тока в обмотке на число ее витков) только первич-

ной обмотки. Такой режим работы трансформатора называют *режимом холостого хода* (х. х.).

Интенсивность магнитного поля (магнитная индукция) зависит не только от тока и числа витков, но и от среды, в которой расположена обмотка. Для ферромагнитных материалов (например, для стали) магнитная проницаемость во много раз больше магнитной проницаемости воздуха, поэтому для усиления магнитного поля, созданного первичной обмоткой, ее помещают на магнитную систему, изготовленную из специальной электротехнической стали. Благодаря высокой магнитной проницаемости стали индукция внутри магнитной системы оказывается во много раз большей, чем вне ее, и весь магнитный поток как бы собирается в стали.

Магнитный поток в режиме холостого хода трансформатора называют основным, а ток в первичной обмотке, создающий в режиме холостого хода (при номинальных частоте и напряжении) основной магнитный поток, — током холостого хода трансформатора.

В режиме холостого хода первичная обмотка получает от сети не только намагничивающую (реактивную) мощность, которая вновь возвращается к источнику энергии, но и определенную активную мощность. Лишь незначительная часть активной мощности расходуется на электрические потери в первичной обмотке от тока х. х. Большую ее часть составляют магнитные потери, возникающие в стали магнитной системы (магнитопровода).

У тока холостого хода различают две составляющие: намагничивающую и активную. Намагничивающая определяется величиной основного магнитного потока, создающего в первичной обмотке электродвижущую силу (эдс), равную напряжению сети, активная — почти исключительно потерями активной мощности в магнитопроводе.

Вследствие постоянного изменения значения и направления тока холостого хода происходит непрерывное перемагничивание стали в магнитопроводе, которое сопровождается ее нагреванием, т. е. потерями энергии. Мощность этой энергии, отнесенную к единице массы стали, называют *удельными потерями*, являющимися одной из важнейших характеристик электротехнической стали.

Потери в магнитной системе трансформатора неизбежны и обусловлены природой намагничивания стали. Условно их разделяют на три вида: потери от гистерезиса (P_H), вихревых токов (P_B) и добавочные.

Потери от гистерезиса — это потери на перемагничивание стали магнитопровода.

Вихревые токи возникают в стали в плоскостях, перпендикулярных направлению магнитного потока, т. е. в плоскостях

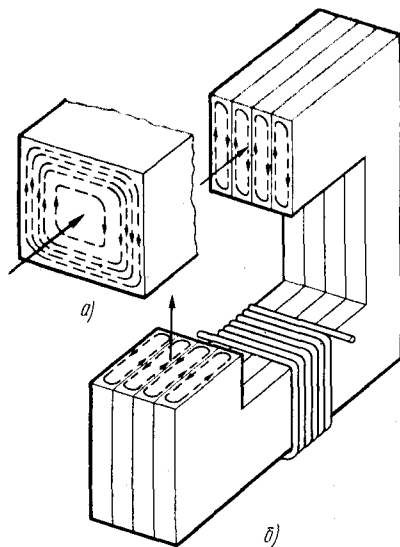


Рис. 1. Вихревые токи в магнитной системе:

а — сплошной, б — шихтованной из изолированных пластин стали. Стрелками обозначен магнитный поток

моток трансформатора. Для их уменьшения стремятся повысить индукцию в магнитной системе, для чего применяют специальную электротехническую сталь с высокой магнитной проницаемостью. Ранее для силовых трансформаторов использовали в основном горячекатаную сталь, в последние годы ее полностью вытеснила холоднокатаная сталь с повышенной индукцией насыщения B_{\max} (см. § 12).

Эта сталь очень чувствительна к механическим нагрузкам: изгибы и наклеп от резки ударов и других воздействий повреждают изоляцию, ухудшают магнитную проницаемость, увеличивают потери и ток холостого хода трансформатора. Поэтому при изготовлении магнитных систем и сборке трансформаторов необходимо избегать любых повреждений изоляции пластин (из-за увеличения вихревых токов) и их механических нагрузок (из-за увеличения потерь от гистерезиса и тока холостого хода); внимательно следить за точным расположением пластин относительно направления прокатки и строго контролировать их толщину, не допуская смещения пластин разных толщин и марок.

поперечного сечения магнитопровода (рис. 1, а). Потери от вихревых токов пропорциональны квадрату толщины и обратно пропорциональны удельному электрическому сопротивлению стали. Поэтому магнитную систему собирают не из сплошных слитков, а из тонких изолированных друг от друга пластин стали (рис. 1, б) во избежание увеличения контура для вихревых токов.

Последняя составляющая потерь в магнитной системе — добавочные потери — оценивается в 10—20% от суммы потерь и объясняется намагниченностью стали, не учитываемой при расчетах вихревых токов.

Другой важнейшей характеристикой стали является *магнитная индукция*, от значения которой зависят размеры и масса магнитной системы и об-

§ 3. ПАРАМЕТРЫ ХОЛОСТОГО ХОДА И ИХ ЗАВИСИМОСТЬ ОТ КАЧЕСТВА СБОРКИ

В каждом витке обмоток, расположенных на общем стержне трансформатора, магнитный поток индуцирует одинаковое напряжение, называемое часто напряжением витка.

В первичной обмотке, если пренебречь потерями напряжения от тока холостого хода, напряжение на выводах равно произведению числа витков на напряжение витка, во вторичных обмотках, — произведению напряжения витка на число витков в соответствующей обмотке. Таким образом, напряжение первичной обмотки трансформатора преобразуется в напряжения вторичных обмоток, пропорциональные отношениям их числа витков к числу витков первичной обмотки:

$$U_2 = U_1 w_2 / w_1; \quad U_3 = U_1 w_3 / w_1, \text{ т. е. } U_1 / U_2 = w_1 / w_2;$$

$$U_1 / U_3 = w_1 / w_3.$$

Трансформатор, имеющий две основные гальванически не связанные обмотки (первичную и вторичную), называют *двухобмоточным*, а имеющий три основные гальванически не связанные обмотки (одну первичную и две вторичные) — *трехобмоточным*.

Отношение напряжений на выводах двух обмоток в режиме холостого хода называют *коэффициентом трансформации* и обозначают буквой K . В двухобмоточном трансформаторе коэффициент трансформации равен отношению высшего напряжения к низшему, в трехобмоточном трансформаторе три коэффициента трансформации — высшего и низшего, среднего и низшего, высшего и среднего напряжений, т. е.

$$K_1 = U_{\text{вн}} / U_{\text{нн}}; \quad K_2 = U_{\text{сн}} / U_{\text{нн}}; \quad K_3 = U_{\text{вн}} / U_{\text{сн}},$$

где $U_{\text{вн}}$, $U_{\text{сн}}$, $U_{\text{нн}}$ — напряжения обмоток ВН, СН и НН. Например, у двухобмоточного трансформатора с обмотками ВН напряжением 10 кВ и НН 0,4 кВ $K = 10 : 0,4 = 25$, а у трехобмоточного с обмотками ВН 110 кВ, СН 10 кВ и НН 6 кВ $K_1 = 110 : 6 = 18,3$; $K_2 = 10 : 6 = 1,667$; $K_3 = 110 : 10 = 11$.

Ток холостого хода измеряют в амперах, но обычно определяют в долях (%) номинального первичного тока: $i_0 = (I_0 \times 100\%) / I_1$, где I_0 — измеренный ток холостого хода, А; I_1 — номинальный ток первичной обмотки, А.

Такое определение тока холостого хода принято на практике, в технической литературе и стандартах и объясняется тем, что у трансформатора любая обмотка может быть первичной. У трехобмоточного трансформатора, например, подключая в опытах холостого хода каждую обмотку к своему напряжению, можно измерить (в амперах) три разных тока холостого хода. Однако мдс, создающая основной магнитный поток и равная

произведению тока холостого хода на число витков каждой обмотки, одинакова независимо от того, какая из обмоток является в опыте холостого хода первичной. Поэтому и ток холостого хода, отнесенный к «своему» первичному току, будет иметь одно и то же значение.

Для трансформаторов мощностью от 25 до 80 000 кВ·А ток холостого хода установлен в пределах от 3,5 до 0,3%, причем большее значение относится к меньшей мощности.

Коэффициент трансформации, потери и ток холостого хода — важнейшие параметры трансформатора; их значения определены ГОСТами. Например, ГОСТ 12022—76 установил для трансформатора ТМ-63/10: два напряжения ВН — 6 и 10 кВ и одно НН — 0,4 кВ; потери P_0 и ток I_0 холостого хода соответственно 0,24 кВт и 2,8%. Отсюда следует, что у трансформатора с обмоткой ВН 10 кВ не должно быть другого коэффициента трансформации, кроме $K = 10:0,4 = 25$ и других напряжений, например ВН 9,5 кВ и НН 0,45 кВ. Недопустимо также, чтобы потери P_0 и ток I_0 превышали стандартные значения (их уменьшению ГОСТ, естественно, не препятствует).

Однако параметры холостого хода готового трансформатора оказываются иногда хуже, чем требует ГОСТ. Возможность таких отклонений определяют допуски, установленные ГОСТом. Так, для коэффициента трансформации допуск составляет $\pm 0,5\%$, для потерь и тока холостого хода — $+15$ и $+30\%$ соответственно.

Причины ухудшения параметров холостого хода зависят от производственных отклонений при сборке. Применяемая в трансформаторах холоднокатаная сталь, как уже говорилось, весьма чувствительна к механическим воздействиям. При резке и штамповке пластин ухудшаются ее магнитные свойства. Удары по стали, перегибы пластин, наклеп легко нарушают ориентацию кристаллов, увеличивают удельные потери и намагничивающую мощность. До сборки магнитопровода пластины стали подвергают высокотемпературному отжигу, восстанавливающему их магнитные характеристики.

Однако при сборке магнитных систем, расшихтовке и повторной шихтовке верхнего ярма сталь можно повредить снова, поэтому на этих операциях сборщик должен проявить особую аккуратность, не допуская механических повреждений пластин. Чем осторожнее обращается сборщик с пластинами, тем меньше потери холостого хода в собранном трансформаторе.

Удельные потери в стали собранного трансформатора (потери холостого хода, деленные на массу активной стали) в 1,3—2 раза выше, чем в исходном материале. Для заводов с передовой технологией потери в магнитной системе превышают потери в исходной стали (до начала ее механической обработки) лишь на 20—25%.

Таким образом, аккуратное обращение со сталью, полное исключение деформаций и механических повреждений, отжиг пластин, снимающий наклеп и механические напряжения, точное выполнение указаний чертежа, недопустимость неполного вложения стали в магнитную систему гарантируют получение заданных потерь и тока холостого хода.

§ 4. НАГРУЗКА И МАГНИТНОЕ ПОЛЕ. ОСНОВНЫЕ ПОТЕРИ ТРАНСФОРМАТОРА

При включении вторичной обмотки возбужденного трансформатора на нагрузку (например, присоединение к ней резистора или реактора) в первичной и вторичной обмотках одновременно возникают мдс. Во вторичной обмотке мдс создается вторичным током I_2 , определяемым нагрузкой, в первичной — нагрузочной составляющей $I_{1нг}$ первичного тока I_1 .

При нагрузке трансформатора первичный ток равен геометрической сумме нагрузочной составляющей и тока холостого хода (при этом пренебрегаем активной составляющей тока холостого хода):

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_{1нг} + \dot{I}_{нам},$$

где $I_{нам}$ — намагничивающая составляющая тока х. х. В то же время (при равном числе витков)

$$\dot{I}_{1нг} = -\dot{I}_2,$$

т. е. нагрузочные токи в первичной и вторичной обмотках имеют обратные знаки и, следовательно, сумма их магнитодвижущих сил равна нулю. Таким образом, результирующее магнитное поле трансформатора создается мдс намагничивающего тока и суммой мдс (равной нулю) вторичного и нагрузочной составляющей первичного токов*, т. е. поле создается совокупностью мдс всех обмоток трансформатора.

Часть магнитного поля, которая создается мдс первичной и вторичной обмоток (их сумма равна нулю), называется *полем рассеяния трансформатора*. Основное магнитное поле, создаваемое намагничивающей составляющей первичного тока, определяют как разность результирующего магнитного поля и поля рассеяния трансформатора.

Как уже говорилось, основное магнитное поле локализовано в магнитной системе 1. Магнитное поле рассеяния существует почти целиком вне магнитной системы — вокруг обмоток 2 и 5 и между ними, проникает в ярмовые балки 3 и 7, прессующие кольца 4, в бак 6 трансформатора (рис. 2).

* Влияние токов нулевой последовательности не учитывают.

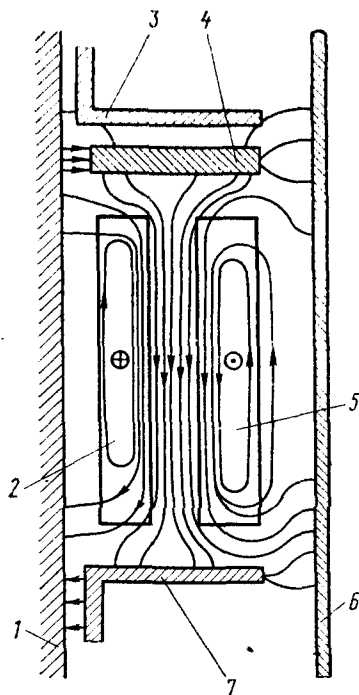


Рис. 2. Поле рассеяния в трансформаторе

Учитывая, что первичный и вторичный токи при нагрузке во много раз больше тока холостого хода (он составляет 3,5—0,3% номинального), магнитное рассеяние и мощность, расходуемая на его создание, значительны. Например, в крупном силовом трансформаторе мощность поля рассеяния в 10—15 раз превышает намагничивающую мощность основного поля.

Первичный и вторичный токи кроме поля рассеяния создают в обмотках падения напряжения (I_r) и потери. Потери определяются электрическим сопротивлением обмоток постоянному току (в дальнейшем электрическое сопротивление) и током данной обмотки. Одновременно возникают потери и в отводах, вводах и других токоведущих частях трансформатора. Такие потери называют основными:

$$P_{\text{осн}} = I_1^2 r_1 + I_2^2 r_2,$$

где r_1 и r_2 — электрические сопротивления проводов и других токоведущих частей первичной и вторичной обмоток.

От качества сборки зависят и основные потери трансформатора.

Действительно, сборщик выполняет соединения обмоток с отводами, переключателями и вводами. От качества пайки, например, зависит электрическое сопротивление места соединения, а следовательно, и общее электрическое сопротивление обмоток и отводов. Плохой прогрев места пайки, неполное проникание припоя между соединяемыми поверхностями сокращают площадь контакта, увеличивают электрическое сопротивление и потери.

§ 5. ПОЛЕ РАССЕЯНИЯ И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА ПАРАМЕТРЫ ТРАНСФОРМАТОРА

Результирующее магнитное поле, действующее в нагруженном трансформаторе, состоит (условно) из двух частей — основного поля и поля рассеяния. Такое выделение составляющих из единого магнитного поля очень удобно для изучения процессов,

происходящих в трансформаторе. Например, следует отдельно рассматривать поле рассеяния, которое определяет особенности трансформатора и оказывает заметное воздействие на его работу.

Падение напряжения. В режиме холостого хода напряжение на вводах вторичной обмотки создается основным магнитным полем и зависит только от числа витков обмотки. В режиме нагрузки напряжение на вводах, т. е. напряжение питания потребителей, зависит также от поля рассеяния. Действительно, поле рассеяния индуцирует во вторичной (как и в первичной) обмотке определенное напряжение, называемое *напряжением рассеяния*. В результате этого напряжение на вводах вторичной обмотки оказывается равным напряжению при холостом ходе за вычетом напряжения рассеяния и падения напряжения ($I_2 r_2$) в электрическом сопротивлении r_2 обмотки (с учетом их направления и знака). Следовательно, чем больше поток рассеяния, тем больше напряжение рассеяния и тем ниже вторичное напряжение на вводах трансформатора.

По аналогии с падением напряжения в электрическом сопротивлении напряжение рассеяния иногда называют индуктивным падением напряжения $I_2 x_2$ (x_2 — реактивное сопротивление вторичной обмотки). Опыт показывает, что реактивное сопротивление обмотки во много раз превышает активное и играет основную роль в уменьшении вторичного напряжения при нагрузке.

Таким образом, поле рассеяния уменьшает напряжение питания потребителя, т. е. отрицательно влияет на один из важнейших выходных параметров трансформатора.

Добавочные потери. Контуры, по которым замыкаются поля рассеяния при равномерном распределении мдс по высоте обмоток трансформатора, показаны на рис. 2. Поток рассеяния проходит вдоль и между обмоток, достигает прессующего кольца и нижней ярмовой балки, а затем замыкается через магнитопровод и стенку бака.

Для удобства изучения поле рассеяния также условно можно разделить на две составляющие: осевое поле (направленное вдоль оси обмоток) и радиальное поле (направленное по радиусу поперек оси обмоток). Диаграммы радиальной и осевой составляющих поля рассеяния и мдс обмоток двухобмоточного трансформатора показаны на рис. 3, а. Как видно из рисунка, при равномерном распределении мдс радиальное поле имеет наибольшее значение на торцах обмоток, осевое — в средней части обмоток.

Поле рассеяния индуцирует в каждом проводе обмоток в плоскости, перпендикулярной направлению потока рассеяния, напряжения, под действием которых возникают вихревые токи. Эти токи замыкаются внутри отдельных проводов и в отличие

вать опасные нагревы, а затем тепловое разрушение изоляции.

Поля рассеяния кроме добавочных потерь в обмотках вызывают потери в стенках бака, прессующих кольцах, ярмовых балках и других элементах конструкции трансформатора. Особенно возрастают потери при нарушении равномерного распределения мдс, например при неодинаковой высоте обмоток (см. рис. 3, в). В этом случае резко увеличивается радиальное поле и большая его часть замыкается в элементах конструкции.

Во всех массивных ферромагнитных деталях поток рассеяния создает потери от вихревых токов и гистерезиса.

Способы снижения добавочных потерь. Добавочные потери уменьшают кпд и вызывают опасные перегревы отдельных частей трансформатора. С ростом мощности растут и поля рассеяния, а следовательно, и добавочные потери, нагрев и трудности с отводом теплоты, поэтому в трансформаторах всегда принимают специальные меры для уменьшения добавочных потерь. Наиболее эффективный способ — уменьшение полей рассеяния, однако они «защищают» трансформатор от токов короткого замыкания (к. з.), а ГОСТы определяют их значение через напряжение к.з.

При заданном поле рассеяния потери можно уменьшить тремя способами: направлением потоков рассеяния по путям с меньшими потерями; правильным выбором размеров и конфигурации отдельных элементов конструкции; применением немагнитных и непроводящих электрический ток материалов.

Добавочные потери можно уменьшить, например, используя магнитные шунты из электротехнической стали, которые укладывают на полки ярмовых балок или вдоль стенок бака так, чтобы по ним проходила большая часть потока рассеяния. Иногда вместо магнитных шунтов используют экраны из листов меди или алюминия, уложенные вдоль стенок бака. Возникающие в них вихревые токи своим магнитным действием «оттесняют» поле рассеяния, экранируя от него бак, и тем самым снижают потери.

Для значительного уменьшения добавочных потерь используют новые, не традиционные материалы для отдельных частей трансформатора, например пластмассы, стекловолокна, древеснослоистые пластики.

Поля рассеяния весьма чувствительны к магнитной симметрии обмоток. Достаточно небольшого смещения обмоток относительно друг друга, чтобы резко увеличилось поле рассеяния. Такие смещения особенно часто происходят по высоте (см. рис. 3, в): одна из обмоток может быть насажена не до конца или несколько отклоняться по высоте от другой, что всегда нарушает магнитную симметрию и увеличивает рассеяние. Поэтому при насадке обмоток сборщик должен следить за высотой, не допуская смещения (Δl) обмоток, за равномерностью каналов

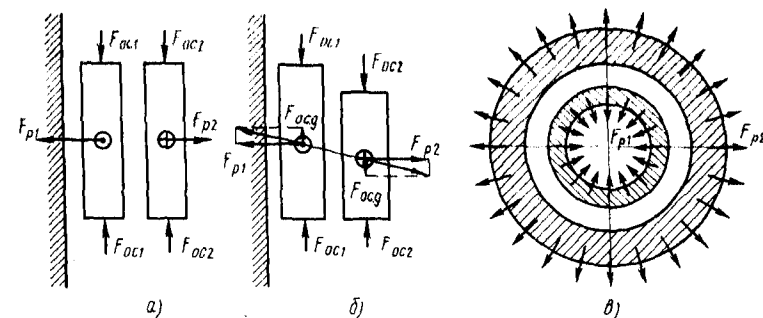


Рис. 5. Схема действия радиальных и осевых сил на обмотки двухобмоточного трансформатора (а — при одинаковой высоте обмоток, б — при укороченной наружной обмотке) и радиальных сил на катушки обмоток (в)

между ними, строго concentрическим расположением обмоток на стержне магнитопровода.

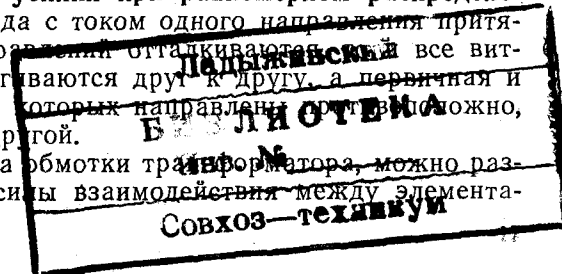
§ 6. ЭЛЕКТРОДИНАМИЧЕСКИЕ СИЛЫ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

Общие сведения. На проводники обмоток с током в поле рассеяния действуют электродинамические силы, которые создают механические напряжения в обмотках и частично передаются на элементы конструкции трансформатора. При нормальной работе эти силы невелики, однако в экстремальных условиях, например при коротком замыкании, они вырастают в сотни раз и могут легко разрушить трансформатор, если не приняты специальные меры к его защите.

Многие сборочные работы непосредственно влияют на электродинамические усилия. Иногда качество выполнения сборочных операций не удастся проверить ни внешним осмотром, ни контролем испытательной станции. Например, слабая запрессовка внутренней обмотки может обнаружиться только в эксплуатации, после нескольких коротких замыканий, одно из которых окажется разрушительным для трансформатора. Поэтому сборщик должен знать причины возникновения, характер воздействия и способы уменьшения электродинамических усилий.

Электродинамические усилия при равномерном распределении мдс. Так как провода с током одного направления притягиваются, а разных направлений отталкиваются, все витки одной обмотки притягиваются друг к другу, а первичная и вторичная обмотки, токи которых направлены в противоположные стороны, отталкиваются одна от другой.

Силы, действующие на обмотки трансформатора, можно разделить на внутренние (силы взаимодействия между элементами



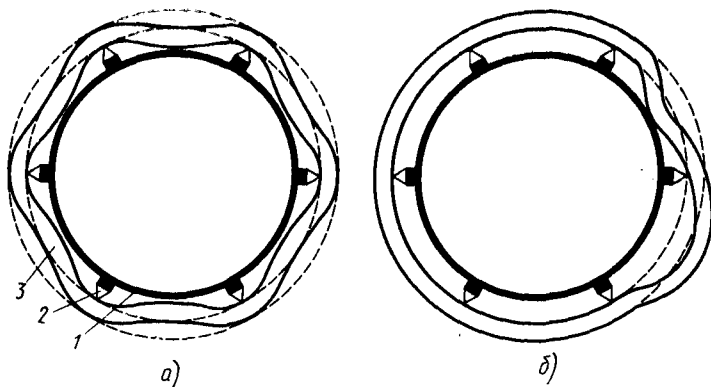


Рис. 6. Деформация внутренней обмотки от воздействия радиальных сил:

а — звездообразная форма, б — потеря устойчивости

ми одной обмотки) и внешние (силы взаимодействия между разными обмотками). На рис. 5, а показаны обмотки и направления действия внутренних $F_{ос1}$ и $F_{ос2}$ и внешних сил $F_{р1}$ и $F_{р2}$ при равномерном распределении мдс. Осевые силы (определяются радиальной составляющей поля рассеяния) стремятся уменьшить высоту обмоток, радиальные (определяются осевой составляющей поля) — сжать внутреннюю и разорвать наружную обмотки (рис. 5, б). Из диаграммы распределения индукции поля рассеяния (см. рис. 3, а) видно, что наибольшие осевые силы, изгибающие провода обмотки в вертикальном направлении, возникают в торцовых катушках, где наибольшая индукция радиального поля, причем осевые усилия не только изгибают провода и катушки, но и сжимают прокладки между ними. При этом максимальные сжимающие усилия испытывают прокладки в середине обмотки, поскольку на них передается сумма всех осевых сил, действующих на все катушки обмотки.

Радиальные силы распределяются равномерно по окружности каждой катушки (рис. 5, в). Наибольшие усилия обнаруживаются в катушках средней части обмоток, где индукция осевого поля наибольшая. В торцовых катушках действуют несколько меньшие силы, поскольку индукция осевого поля на торцах обмоток составляет 0,7—0,8 наибольшей, однако суммарные воздействия на провода торцовых катушек осевой и радиальных сил оказываются значительными.

Силы, воздействующие на внутреннюю обмотку, сжимают ее, стремясь «сократить» длину проводов обмотки (рис. 5, в). Если результирующее напряжение в обмотке окажется больше

предела текучести материала провода, то появляются остаточные деформации и обмотка разрушается, приобретая типичную звездообразную форму (рис. 6, а). Иногда остаточные деформации могут иметь другую форму: в одном пролете происходит прогиб обмотки внутрь, а в соседнем — наружу; такую деформацию называют потерей устойчивости (рис. 6, б).

Радиальные усилия, воздействующие на наружную обмотку, стремятся растянуть ее провода. Особенно опасны они для винтовых обмоток, так как могут «раскрутить» их и «оторвать» концы, поэтому эти обмотки редко располагают снаружи и обязательно принимают специальные меры против возможного «раскручивания» витков.

Электродинамические усилия при неравномерном распределении мдс. Разная высота обмоток (см. рис. 3, в и 5, б), встречающаяся в практике сборочных работ, приводит к неравномерному распределению мдс и резкому увеличению максимума («пика») радиальной составляющей поля рассеяния, при этом возникают внешние силы, которые имеют не только радиальные $F_{р1}$ и $F_{р2}$, но и осевые составляющие ($F_{ос.д}$), дополняющие собственные осевые силы $F_{ос1}$ и $F_{ос2}$. Внешние осевые силы $F_{ос.д}$ всегда направлены так, чтобы увеличить создавшую их несимметрию.

Внешние осевые силы $F_{ос.д}$ являются частыми причинами аварий, поэтому при сборке трансформаторов необходимо строго следить за правильным расположением обмоток на стержне, не допуская несовпадения осей и высот обмоток.

§ 7. КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРА

Трансформатор может работать в режимах холостого хода и нагрузки (изменяющейся от нуля до номинальной), указанной в его паспортной табличке. Существует еще один режим работы трансформатора, характеризующийся резким увеличением потоков рассеяния и механических усилий в обмотках, который возникает, когда, например, первичная обмотка трансформатора получает питание от источника, а вторичная замкнута накоротко на своих зажимах (вводах). Такой режим называют *режимом короткого замыкания* (к. з.) трансформатора.

Реактивное сопротивление при коротком замыкании. В режиме короткого замыкания вторичная обмотка продолжает получать энергию из первичной и отдавать ее потребителю, которым является теперь сама вторичная обмотка с отводами и вводами. Электрическое сопротивление такого замкнутого участка r_k , естественно, окажется в тысячи раз меньше сопротивления r нагрузки. Кажется, что возросшие вследствие этого первичный и вторичный токи должны в доли секунды сжечь обмотки, а поля рассеяния мгновенно разрушить трансформа-

тор. Однако трансформаторы, как правило, выдерживают короткое замыкание в те малые промежутки времени, пока защита не отключит их от сети. Объясняется это тем, что при коротком замыкании резко увеличиваются поля и эдс рассеяния трансформатора (см. § 5), которые и ограничивают токи короткого замыкания ($I_{к1}$ и $I_{к2}$) до значения, в 10—25 раз превышающего номинальные. Следовательно, потери в обмотках при коротком замыкании, хотя и возрастают (пропорционально квадрату тока) в 100—625 раз, однако не так значительно, чтобы за время короткого замыкания сжечь трансформатор.

Таким образом, поля рассеяния ограничивают токи короткого замыкания и защищают обмотки от чрезмерных тепловых нагрузок и электродинамических усилий.

Электродинамические усилия при коротком замыкании. Как указывалось ранее, электродинамические усилия, возникающие при взаимодействии токов и полей рассеяния, при нормальной работе трансформатора невелики. Однако при коротком замыкании, когда токи $I_{к1}$ и $I_{к2}$ возрастают в десятки раз, усилия увеличиваются в сотни раз (пропорционально произведению $I_{к1} I_{к2}$) и могут быть очень опасны. Именно при коротком замыкании возникают деформация обмоток с потерей устойчивости (см. рис. 6, б), изгиб катушек и смятие прокладок от осевых сил и другие разрушения, приводящие к аварии трансформатора.

Кроме указанных способов снижения электродинамических усилий (см. § 6) надо отметить следующее. Одной из сборочных операций является осевая запрессовка обмоток, выполняемая дважды: первый раз после насадки обмоток и установке верхних ярмовых балок (перед проверкой испытательной станцией), второй раз — после сушки активной части. Для уменьшения усилий особенно важна вторая запрессовка.

Опыт эксплуатации показывает, что разрушающие усилия при коротком замыкании во многом зависят от степени запрессовки, т. е. является ли обмотка единым телом или ее катушки могут незначительно перемещаться. В последнем случае опасен резонанс (совпадение) частоты собственных механических колебаний катушки с частотой (100 Гц) электродинамических сил. В процессе резонанса разрушение обмотки может произойти при усилиях, которые в обычных условиях совершенно не опасны.

Большое значение для прочности обмотки имеет частота короткого замыкания. Есть трансформаторы (например, электропечные), для которых частые короткие замыкания обычны в эксплуатации, поэтому для них особенно важна надежная запрессовка обмоток. Поскольку бумажная изоляция проводов при частых коротких замыканиях перетирается и разрушается, создаются условия для возникновения новых коротких замыка-

ний. Эту опасность снимает только запрессовка. Нежелательна также усадка (усушка) изоляционных прокладок между катушками, так как образующая «слабина» создает возможность механических колебаний катушек и разрушения изоляции.

Таким образом, при сборке трансформаторов необходимо устранять усадку изоляции, выравнивать высоты, обеспечивать надежную запрессовку обмоток.

Короткое замыкание вне зажимов. Витковое замыкание. Короткое замыкание может возникнуть не только на вводах трансформатора, но и во внешней электросети.

Далекое короткое замыкание менее опасно, так как полное сопротивление (реактивное и электрическое) замкнутого контура складывается в этом случае из сопротивлений не только трансформатора, но и соединительных проводов, различных потребителей и других элементов в цепи короткозамкнутого участка. Значительно опаснее близкие короткие замыкания, особенно в обмотке трансформатора, возникающие из-за повреждения изоляции витков и называемые витковыми.

При витковом замыкании между местом короткого замыкания и концом обмотки (рис. 7) заключена часть витков $w_{2к}$, в которой проходит ток короткого замыкания $I_{2к}$. Известно, что мдс обмоток уравниваются: $I_{2к} w_{2к} = I_{1к} w_1$. Предположим, что ток короткого замыкания в первичной обмотке превышает номинальный в 10 раз, а в закороченной части вторичной обмотки имеется 1% витков w_2 , тогда ток $I_{2к}$ в замкнутых накоротко витках может превысить в сотни и даже тысячи раз номинальный. В этих условиях короткозамкнутые витки мгновенно перегреваются (температура за 0,1—0,2 с достигает температуры плавления), провод плавится и капли меди с силой разбрасываются по обмотке, попадая на активную сталь, ярмовые балки и бак. Поэтому характерным признаком виткового короткого замыкания являются шарики меди, появившиеся при расплавлении провода в месте короткого замыкания. Другой признак виткового замыкания — значительная деформация обмотки, вызванная электродинамическими усилиями.

Повреждение изоляции обмоточных проводов происходит при небрежном выполнении обмоточных работ (намотке, стяжке, отделке обмоток), но иногда и в процессе сборки трансформатора, например при подготовке обмоток к насадке, обрубке клиньев, транспортировке. Даже незначительное нарушение

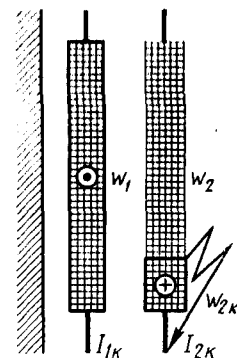


Рис. 7. Короткое замыкание части витков обмотки:

w_1 и w_2 — витки первичной и вторичной обмоток, $w_{2к}$ — закороченные витки, $I_{1к}$ и $I_{2к}$ — токи короткого замыкания

изоляции провода (обрыв одной полоски бумаги) может оказаться причиной виткового короткого замыкания.

Витковые короткие замыкания очень опасны, так как сопровождаются разрушением обмоток и выходом трансформатора из строя. Единственной реальной гарантией трансформатора от витковых коротких замыканий является тщательное выполнение обмоточных и сборочных работ, обеспечивающее механическую и электрическую прочность изоляции проводов.

§ 8. НАПРЯЖЕНИЕ КОРТОКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ЕГО ЗАВИСИМОСТЬ ОТ СБОРКИ ТРАНСФОРМАТОРА

Способы оценки поля рассеяния. Поле рассеяния, как указывалось ранее, играет исключительную роль в трансформаторе: увеличивает добавочные потери в обмотках и элементах конструкции, т. е. снижает полезную мощность и кпд трансформатора; уменьшает напряжение на его вторичных обмотках и увеличивает потребление реактивной мощности, а также защищает трансформатор при коротком замыкании, уменьшает электродинамические усилия, ограничивает токи и нагрев обмоток.

Учитывая роль поля рассеяния, важно правильно его измерять и оценивать. Непосредственно измерить поле рассеяния сложно: слишком разнообразны контуры, по которым замыкаются магнитные поля рассеяния. Поэтому его оценивают по влиянию, которое оно оказывает на напряжение и токи в обмотках при коротком замыкании трансформатора.

Линейное напряжение, которое надо подвести к одной из обмоток при короткозамкнутой другой, для установления в обмотках номинальных токов I_1 и I_2 называют *напряжением короткого замыкания трансформатора*, обозначают u_k и выражают в процентах от номинального:

$$u_k = (U_k \cdot 100\%) / U_1,$$

где U_1 — номинальное первичное напряжение, В, U_k — напряжение короткого замыкания, В.

Существует прямая зависимость между полем рассеяния и напряжением короткого замыкания, поэтому напряжение короткого замыкания используют для оценки поля рассеяния и его влияния на работу трансформатора.

Зная напряжение u_k , можно определить ток короткого замыкания в обмотке. Ток I_{k1} будет во столько раз больше номинального тока I_1 , во сколько раз первичное напряжение U_1 больше U_k . Так, например, если напряжение u_k равно 5%, ток I_{k1} в $100:5=20$ раз больше номинального тока I_1 .

При напряжении, равном u_k , интенсивность магнитного поля в магнитной системе невелика, поэтому намагничивающий ток

и магнитные потери при коротком замыкании можно считать исчезающе малыми по сравнению с номинальными токами и вызываемыми ими потерями. Потери при коротких замыканиях p_k соответствуют нагрузочным потерям трансформатора в номинальном режиме, поэтому общие потери трансформатора определяют как сумму потерь холостого хода и короткого замыкания: $p_x = p_0 + p_k$.

Изменение напряжения трансформатора. Как указывалось ранее, токи в обмотках создают не только потери, но и падения напряжений u_p (индуктивное) и u_a (активное в электрическом сопротивлении). Между напряжением короткого замыкания и падениями напряжений u_a и u_p существует зависимость:

$u_k = \sqrt{u_a^2 + u_p^2}$, где $u_a = p_k / (10S_n)$ (S_n — номинальная мощность трансформатора, кВ·А; p_k — потери к.з., кВт).

Оказывается, напряжение короткого замыкания характеризует еще один важный параметр — изменение напряжения U_2 вторичной обмотки, питающей потребителей. Изменением напряжения (ΔU) пары обмоток трансформатора называют арифметическую разность напряжений на зажимах вторичной обмотки при холостом ходе и нагрузке номинальным током (при этом напряжение первичной обмотки должно быть номинальным) и определяют по формуле

$$\Delta U = u_a \cos \varphi_2 + u_p \sin \varphi_2 + \frac{1}{200} (u_a \sin \varphi_2 - u_p \cos \varphi_2)^2. \quad (1)$$

Стандартизация напряжений короткого замыкания. Учитывая важную роль поля рассеяния в трансформаторе, напряжение короткого замыкания не может быть произвольным; иногда оно может быть большим (например, у потребителя с частыми короткими замыканиями) или относительно малым (например, в трансформаторах со спокойным режимом). Однако трансформаторы не могут изготовлять для каждого отдельного потребителя, поскольку это дорого и технически нецелесообразно. Кроме того, в эксплуатации трансформаторы часто работают параллельными группами или их перебрасывают в другие места для работы с другими трансформаторами, а важнейшим условием, определяющим возможность параллельного соединения трансформаторов, является равенство напряжений короткого замыкания u_k .

В трансформаторах общего назначения, изготавливаемых в СССР, напряжения короткого замыкания в зависимости от мощности и класса напряжения стандартизованы. Так, для трансформаторов мощностью 25—630 кВ·А с ВН 6 или 10 кВ напряжение к.з. составляет 4,5—4,7%, с ВН 35 кВ — 6,5—6,8%, мощностью 6300 кВ·А с ВН 35 кВ — 7,5%, мощностью 80 000 кВ·А — 9,5% и т. д. Некоторые специальные трансформаторы, работаю-

щие в режимах с частыми короткими замыканиями, должны иметь по стандарту еще более высокие напряжения короткого замыкания — до 12 и даже 17%.

При изготовлении трансформаторов возможны допустимые отклонения в размерах, указываемые в сборочных чертежах. Например, обязательно содержатся допуски на диаметры и высоты обмоток, расстояния между обмотками, непосредственно влияющие на напряжение короткого замыкания. При наличии допусков на размеры получить точное значение указанного в стандарте напряжения короткого замыкания очень трудно, а иногда и невозможно, поэтому ГОСТы установили предельные отклонения этих напряжений; они могут отличаться от указанных в ГОСТе не более чем на $\pm 10\%$.

§ 9. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС И КОЭФФИЦИЕНТ ПОЛЕЗНОГО ДЕЙСТВИЯ ТРАНСФОРМАТОРА

Полная мощность трансформатора, подводимая к первичной обмотке $S = U_1 I_1$, содержит активную P_1 и реактивную Q_1 составляющие. Часть активной мощности ΔP_1 расходуется на потери в обмотках, элементах конструкции и магнитопровода трансформатора, а оставшаяся $P_2 = P_1 - \Delta P_1$ передается со вторичной обмотки потребителю; аналогично часть реактивной мощности ΔQ_1 расходуется на создание основного поля в магнитной системе и поля рассеяния, а оставшаяся $Q_2 = Q_1 - \Delta Q_1$ передается в питаемую от трансформатора вторичную сеть.

Между полной, активной и реактивными мощностями существует зависимость $P_1 = S \cos \varphi_1$ и $Q_2 = S \sin \varphi_1$. Угол φ_1 определяется расходуемой реактивной мощностью и может быть рассчитан, если известны ток холостого хода и напряжение короткого замыкания трансформатора.

Действительно, если пренебречь активной составляющей тока холостого хода ($I_a \approx 0$) и напряжения короткого замыкания ($u_0 \approx 0$), то напряжение $u_k = U_p \cdot 100 / U_{1н}$, где $U_p = U_k$ — реактивная составляющая напряжения короткого замыкания, В; $U_{1н}$ — номинальное первичное напряжение, В.

Умножив обе части этого выражения на первичный номинальный ток $I_{1н}$, получим

$$u_k = U_p I_{1н} \cdot 100\% / (U_{1н} I_{1н}) = Q_{рас} \cdot 100\% / S_1,$$

где $Q_{рас} = U_p I_{1н}$ — реактивная мощность, расходуемая на создание поля рассеяния; $S_1 = U_{1н} I_{1н}$ — полная номинальная мощность трансформатора.

Таким образом, напряжением u_k определяется часть полной мощности трансформатора, расходуемой на рассеяние.

Аналогично мгновенное значение намагничивающего тока $i_{нам} = I_{нам} \cdot 100\% / I_{1н}$, где $I_{нам}$ — намагничивающий ток, равный при

активной составляющей $I_a \approx 0$ току холостого хода. Умножив обе части дроби на первичное номинальное напряжение, получим

$$i_0 = I_{нам} U_{1н} \cdot 100\% / (I_{1н} U_{1н}) = Q_{нам} \cdot 100\% / S_1,$$

где $Q_{нам} = I_{нам} U_{1н}$ — реактивная мощность, расходуемая на намагничивание магнитопровода. Таким образом, током i_0 определяется часть полной мощности трансформатора, расходуемая на создание основного поля (намагничивание) магнитной системы.

Реактивная мощность, расходуемая трансформатором:

$$\Delta Q = Q_{рас} + Q_{нам} = (i_0 S_1 / 100\%) + (u_k S_1 / 100\%) = S_1 (i_{нам} + i_k) / 100\%.$$

Реактивную мощность нельзя преобразовать, например, в механическую, т. е. она не может полезно использоваться потребителем, а лишь нагружает линию передачи, связывающую трансформатор с источником энергии (генератором), вызывая в ней потери энергии.

Коэффициент полезного действия трансформатора определяется отношением активной мощности P_2 , передаваемой во вторичную сеть, к активной мощности P_1 , подводимой к трансформатору:

$$\eta = P_2 / P_1.$$

Учитывая, что $P_1 = P_2 + \Delta P$, $\eta = P_2 / (P_2 + \Delta P)$, или в процентах $\eta = P_2 \cdot 100\% / (P_2 + \Delta P)$.

§ 10. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА

Потребители электрической энергии должны получать ее в необходимом количестве и высокого качества. Под качеством электроэнергии понимается частота, симметрия и величина подводимого к потребителю напряжения.

Для экономичной и безаварийной работы любого потребителя необходимо, чтобы напряжения, подводимые к нему, были с минимальными отклонениями. Допустимые отклонения нормированы и не должны нарушаться. Так, для электродвигателей напряжение на зажимах не должно отличаться от номинального более чем от -5 до $+10\%$. При снижении напряжения, например на 10% , уменьшается частота вращения двигателя, возрастают токи в статоре и роторе, потери, нагрев изоляции, что ведет к сокращению срока службы, и, следовательно, к преждевременному выходу двигателя из строя.

Для осветительных установок нормы еще более жесткие: $\pm 5\%$ — для жилых помещений и от $-2,5$ до $+5\%$ — для общественных зданий и производственных помещений. При повы-

шении напряжения сверх нормы резко сокращается срок службы электроламп, а при снижении — ухудшается освещаемость.

Однако колебания напряжения сети неизбежны вследствие переменных режимов работы потребителей (дневные максимумы и ночные минимумы нагрузки), включений и отключений групп потребителей и других причин. Поэтому для поддержания неизменного уровня напряжения требуется постоянное его регулирование.

Напряжение можно регулировать без перерыва нагрузки или с отключением трансформатора от сети. В одних случаях потребитель даже не знает, что в трансформаторе происходят какие-то переключения; нагрузка не прерывается. Такой способ регулирования называют РПН (регулирование под нагрузкой), а трансформатор, который его допускает, — трансформатором РПН. Однако РПН требует сложных и дорогих переключающих устройств, поэтому трансформаторы РПН устанавливают только там, где это дает заметный экономический эффект. В других случаях применяют регулирование напряжения без возбуждения, т. е. после отключения всех обмоток трансформатора от сети. Такой способ регулирования называют ПБВ (переключение без возбуждения), а трансформатор, который его допускает, — трансформатором ПБВ.

При переключении без возбуждения потребитель на это время отключают от сети, что неудобно и особенно там, где нагрузка меняется часто, но вместе с тем устройства ПБВ просты по конструкции и относительно дешевы.

Наиболее распространено регулирование напряжения ступенчатым изменением числа витков одной из обмоток. Экономичнее выполнять регулирование в той обмотке, напряжение которой меняется особенно часто. Например, у трансформатора, питающего потребителя с переменной нагрузкой, целесообразнее регулировать число витков в обмотке НН, и наоборот, если нагрузка спокойна, а первичное напряжение часто меняется, регулирование выгодно осуществлять в обмотке ВН. Тем не менее большинство трансформаторов изготовляют с регулированием числа витков в обмотке ВН, поскольку в обмотке НН большой ток, и переключающее устройство получается очень громоздким. В обмотке ВН ток в десятки раз меньше, и переключающее устройство получается сравнительно небольшим.

В эксплуатации происходят различные случаи изменения напряжений. Например, при постоянном ВН меняется нагрузка и, следовательно, вторичное напряжение или, наоборот, изменяется ВН при постоянной нагрузке. Нередки случаи одновременного изменения и ВН, и нагрузки.

Напряжение регулируют чаще изменением основного магнитного поля в магнитной системе. Индуктированное напряжение

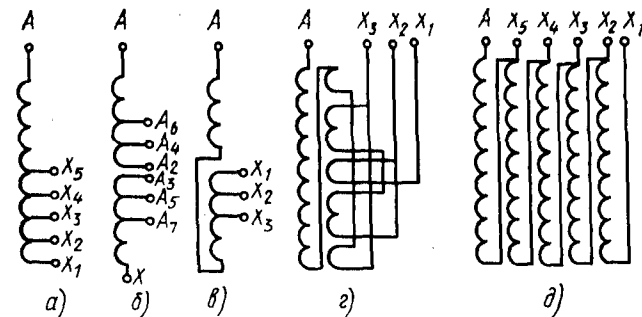


Рис. 8. Схемы обмоток с регулировочными ответвлениями в обмотке ВН:

а — пятью в конце, б — шестью в середине, в — тремя в конце (оборотная), г — магнитно-симметричная, д — магнитно-симметричная с пятью ответвлениями и отдельной регулировочной обмоткой

пропорционально произведению числа витков w_1 и интенсивности магнитного поля B (магнитной индукции): $U_1 \equiv w_1 B$.

Если изменяется первичное напряжение, следует поддержать для сохранения НН магнитное поле неизменным, что достигается соответственным изменением числа витков w_1 : при повышении напряжения U_1 (например, на 10%) надо увеличить на столько же число витков w_1 , при снижении U_1 — уменьшить их.

При одновременном изменении напряжений U_1 и U_2 (например, при их уменьшении) следует отключить такую часть витков w_1 , чтобы скомпенсировать снижение этих напряжений. Наконец, когда регулирование возможно в обмотке НН, основное магнитное поле (при неизменном напряжении U_1) остается постоянным, а увеличение (или уменьшение) НН осуществляется включением (или отключением) части последовательно соединенных витков обмотки НН.

Обычно в обмотке ВН выделяют регулировочную часть (иногда в виде отдельной обмотки) и разделяют ее на ряд ступеней с необходимым числом витков, концы которых выводят с помощью ответвлений (рис. 8, а—д).

У трансформаторов ПБВ небольшой мощности (до 630 кВ·А) выполняют обычно 3—5 ступеней (напряжение регулируют в пределах $\pm 5\%$ ступенями по 5 и 2,5%), располагая их в конце обмотки или середине (рис. 8, а, б, в). Отключение части витков ухудшает магнитную симметрию и увеличивает опасность от возникающих электродинамических усилий. Поэтому в более мощных трансформаторах стремятся выполнять магнитно-симметричные схемы соединения регулировочных частей обмоток ВН (рис. 8, г, д). Витки регулировочных ступеней в таких обмотках отключают не с одного конца, а симметрично относительно сере-

дины обмоток (рис. 8, з) или по всей высоте обмотки (рис. 8, д). Последнюю схему особенно широко применяют в трансформаторах РПП с диапазоном регулирования напряжения $\pm 10\text{--}12\%$ и более.

§ 11. СПОСОБЫ ОХЛАЖДЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА

При работе трансформатора, как указывалось ранее, часть электрической энергии расходуется на потери, превращается в теплоту и рассеивается в окружающую среду. Основным источником теплоты являются обмотки (потери в них составляют примерно 80% всех потерь), магнитная система и элементы металлоконструкций.

При выделении теплоты трансформатор нагревается и температура его отдельных частей может значительно превысить температуру окружающей среды. Нагрев трансформатора — основная причина, ограничивающая его мощность при нагрузке. Действительно, элементы металлоконструкций трансформатора могут выдерживать без повреждений довольно большие температуры в отличие от изоляции, особенно бумажной (класс А), широко применяемой в трансформаторах. Бумажная изоляция, находясь длительное время под воздействием высокой температуры, теряет эластичность, становится хрупкой и разрушается даже от незначительных механических усилий, возникающих при эксплуатации, что приводит к потере электрической прочности и выходу трансформатора из строя. Чем выше температура обмоток, тем интенсивнее стареет ее изоляция. Повышение температуры обмоток на 8°C примерно вдвое сокращает срок службы изоляции. Если при длительной температуре обмоток 95°C срок службы трансформатора составляет 20—25 лет, то при температуре $95^\circ + 8^\circ = 103^\circ\text{C}$ — только 10—12 лет, а при 105°C — около 8 лет.

Пределы нагрева отдельных элементов трансформатора, обеспечивающие его срок службы, определены ГОСТ 11677—85 и составляют (для масляного трансформатора при температуре воздуха $+40^\circ\text{C}$): 105°C для обмоток с бумажной изоляцией; 100°C для масла (в верхних слоях); 115°C для поверхностей магнитной системы и элементов металлоконструкций.

В тепловом отношении трансформатор представляет неоднородное тело: стальные пластины магнитной системы, обладающие высокой теплопроводностью, чередуются с изоляционными прослойками, теплопроводность которых невелика. Точно так же обмотка трансформатора является сложным сочетанием проводникового материала (меди и алюминия), обладающего высокой теплопроводностью, с изоляционным материалом, который одновременно служит и электрической, и тепловой изоляцией.

При работе трансформатора магнитная система и обмотки

нагреваются и в них происходит постоянная передача теплоты от внутренних, более нагретых поверхностей к наружным (менее нагретым).

У трансформаторов мощностью в несколько киловольт-ампер наружной поверхности обмоток и магнитопровода достаточно для отвода того небольшого количества теплоты, которое выделяется при их работе. Трансформаторы охлаждаются более холодным окружающим воздухом естественным излучением теплоты. Специальных устройств для их охлаждения обычно не требуется.

Трансформаторы, в которых основной охлаждающей и изолирующей средой является атмосферный воздух, называют *воздушными*. По мере увеличения мощности потери в трансформаторе растут пропорционально его массе, т. е. приблизительно пропорционально кубу его линейных размеров. Поверхность же охлаждения увеличивается пропорционально квадрату линейных размеров, т. е. потери в трансформаторе растут быстрее, чем поверхность, отводящая теплоту.

Начиная с некоторой мощности, этой поверхности оказывается недостаточно, и для ее увеличения делают каналы между катушками обмоток и самими обмотками, открывая свободный доступ охлаждающему воздуху. Однако этих мер достаточно только для трансформаторов мощностью до 2500 кВ·А.

Более эффективное средство для отвода теплоты — использование минерального (трансформаторного) масла, сочетающего свойства изолирующего и теплоотводящего материалов. Трансформатор, в котором основной изолирующей средой и теплоносителем служит трансформаторное масло, называют *масляным*.

Частицы масла, заполняющего трансформатор, соприкасаются с горячими поверхностями, нагреваются, поднимаются вверх и отдают свою теплоту через стенки и крышку бака окружающему воздуху. Охлаждаясь у стенок, частицы масла движутся вниз, уступая место другим, более горячим. Такой способ теплопередачи называют *естественной конвекцией*.

Температура отдельных элементов трансформатора не одинакова; ее изменение по высоте бака и в сечении трансформатора показано на рис. 9, а, б.

Применение трансформаторного масла в качестве теплоносителя очень эффективно. Теплоотдача с единицы поверхности при масляном охлаждении в 6—8 раз больше, чем при воздушном, поэтому и необходимые для охлаждения поверхности обмоток и магнитопровода в масляных трансформаторах значительно меньше, чем в одинаковых по мощности воздушных. Однако поверхность бака при этом должна быть такой, чтобы температура масла не превысила допустимой.

Самый простой способ увеличения поверхности охлаждения — это увеличение размеров бака, но он не экономичен, поэтому увеличивают поверхность за счет трубчатых теплообмен-

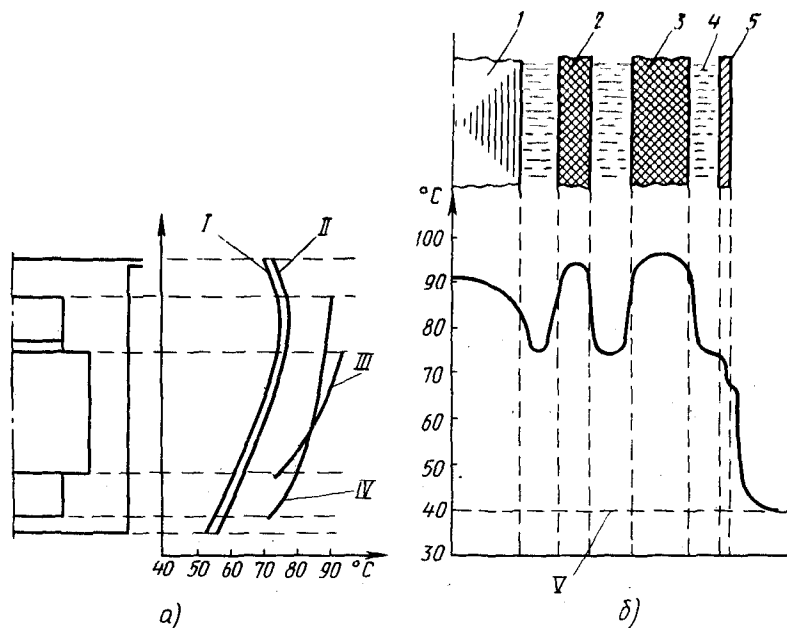


Рис. 9. Измерение температуры по высоте (а) и в сечении (б) трансформатора:

1 — стержень, 2, 3 — обмотки НН и ВН, 4 — масло, 5 — стенка бака; I—IV — кривые температуры соответственно стенок бака, масла, обмоток и магнитной системы, V — кривая наибольшей температуры воздуха

ников (радиаторов), устанавливаемых на баке. Теплоотдача с поверхности бака происходит как через нагретые частицы воздуха (конвекция), так и лучеиспусканием.

Охлаждение масляного трансформатора естественной конвекцией масла и воздуха, охлаждающего внешнюю поверхность бака с установленными на нем охладителями, называют естественным масляным и применяют для трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А. В трансформаторах большей мощности используют системы с принудительным ускорением движения масла и охлаждающего воздуха или воды.

Существует несколько способов принудительного охлаждения трансформаторов.

Первый способ — дутьевой (Д) с увеличением скорости движения воздуха, охлаждающего бак и радиаторы вентиляторами. Вентиляторы создают принудительную циркуляцию воздуха («дутье») вдоль наружных поверхностей радиаторов, увеличивая их теплоотдачу в 1,5—2 раза. Система дутьевого охлаждения эффективна и имеет важное преимущество: при отключении вентиляторов трансформатор может длительно работать

с нагрузкой до 50—60% номинальной, с естественным масляным охлаждением.

Второй способ — циркуляционный (ДЦ) с принудительным увеличением скорости движения как масла, так и воздуха. Обычно для системы ДЦ применяют специальные охладители (теплообменники), в которых теплота передается от масла к воздуху, при этом масло перегоняется электронасосом, а воздух — вентиляторами. Система ДЦ существенно увеличивает теплоотдачу (сравнительно с Д) и имеет еще одно преимущество: благодаря компактной конструкции охладителей уменьшаются габариты трансформатора. Однако охладители ДЦ эффективны только при одновременной работе насосов и вентиляторов; при необходимости уменьшения охлаждения (например, при снижении нагрузки) обычно отключают один (или несколько) охладитель.

Третий способ — масляно-водяной (Ц) с принудительной циркуляцией масла через охладители, охлаждаемые водой. Для этой системы применяют специальные теплообменники-охладители, через трубки которых принудительно прокачивается нагретое масло; трубки находятся в полости с циркулирующей через нее охлаждающей водой.

Масляно-водяное охлаждение более эффективно, чем другие виды охлаждения, что объясняется повышенной теплоотдачей от масла к воде. Поэтому охладители системы Ц еще компактнее, чем ДЦ, и обладают в то же время повышенным теплосъемом.

Особенно эффективно направленное циркуляционное охлаждение, при котором масло проходит непосредственно в каналы внутри обмоток, между обмотками и в магнитную систему. Для обеспечения направленного движения масла в конструкции предусматривают специальные щиты, перегородки и другие устройства.

Создание экономичной и надежной системы охлаждения — дело конструктора трансформатора. Сборщик не может сделать охлаждение более эффективным, чем оно задумано. Однако он должен знать, какие ошибки при сборке способствуют ухудшению охлаждения и как их можно избежать. Следует тщательно проверять перед насадкой горизонтальные каналы в обмотках, не допуская их уменьшения или закрытия; нельзя произвольно устанавливать перегородки, щиты и другие детали, мешающие движению масла; укладывать ярмовую и уравнительную изоляцию надо так, чтобы оставались свободными каналы для потока масла в магнитопроводе. Небрежная установка осевых прокладок («клиньев») между обмотками или опорных колец обмоток может привести к перекрытию путей движения масла и ухудшению охлаждения.

В процессе сборки необходимо изолировать места соединения отводов и концы обмоток, а также восстанавливать (или допол-

пять) изоляцию на токоведущих элементах конструкции, при этом строго соблюдать указания в чертежах. Передко сборщик, выполняя изолирование, накладывает излишнюю изоляцию и не предполагает, что возникает дополнительная тепловая «рубашка» вокруг проводников, резко ухудшается их теплоотдача. Температура внутри «рубашки» повышается и может достичь опасных пределов, за которыми последует тепловое разрушение изоляции, электрический пробой и выход трансформатора из строя.

При сборке системы охлаждения надо проверить, нет ли посторонних предметов или шлака внутри радиаторов, трубопроводов и охладителей, а также убедиться в работоспособности затворов, электронасосов, кранов и вентилях.

Контрольные вопросы

1. Какое влияние на магнитные потери трансформатора имеют сборочные операции и почему?
2. Как несимметричное положение обмоток влияет на механическую прочность трансформатора?
3. Для чего нужна осевая запрессовка обмоток?
4. В чем опасность повреждения витковой изоляции при подготовке и насадке обмоток?
5. Почему нельзя изолировать концы обмоток изоляцией меньшей или большей толщины?
6. Какие способы охлаждения трансформатора вы знаете?

ГЛАВА II

МАТЕРИАЛЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

При изготовлении трансформаторов применяют различные электромагнитные, проводниковые, электронизоляционные, конструкционные и вспомогательные материалы.

Первые три вида называют электротехническими материалами, которые по отношению к электрическому току, электрическому и магнитному полям обладают по сравнению с другими видами материалов особыми свойствами и занимают основное место в устройстве электрических аппаратов, машин и различных электроустановок.

Кроме того, магнитные и проводниковые материалы принято называть активными, хотя часто в электротехнических устройствах один и тот же материал одновременно выполняет функции конструкционного и активного. Так, стержень ввода, являясь основной токоведущей его частью, механически скрепляет между собой все его детали.

§ 12. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ И ПРОВОДНИКОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Электромагнитные материалы применяют в трансформаторостроении в виде рулонной и листовой электротехнической стали толщиной обычно 0,28; 0,3 и 0,35 мм для изготовления магнитных систем (магнитопроводов).

Электротехническая сталь в зависимости от содержания в ней кремния и способов прокатки характеризуется следующими электромагнитными свойствами: магнитной проницаемостью; удельными потерями от вихревых токов и перемагничивания (гистерезиса) и удельным электрическим сопротивлением.

Увеличение содержания кремния в стали повышает относительную магнитную проницаемость, снижает удельные потери от вихревых токов и гистерезиса, повышает удельное электрическое сопротивление, а его уменьшение дает обратные результаты.

В трансформаторах старых выпусков использовалась горячекатаная листовая сталь марок Э42, Э43, Э4А и других толщиной 0,5 мм. В настоящее время применяют холоднокатаную сталь, которая из-за особенностей кристаллографической структуры обладает анизотропией магнитных свойств, отличается от горячекатаной меньшими удельными потерями энергии, повышенной магнитной проницаемостью и большей допускаемой индукцией, что позволяет изготовить магнитную систему, а следовательно, и трансформатор с меньшими потерями холостого хода, уменьшить его массу и размеры. Другая особенность холоднокатаной стали заключается в том, что при совпадении направления магнитного поля с направлением проката удельные потери в стали резко уменьшаются, а магнитная проницаемость увеличивается, и наоборот. Это свойство анизотропии приходится учитывать при изготовлении магнитной системы.

Холоднокатаные стали толщиной 0,28; 0,3 и 0,35 мм изготовляют с термостойким (магниево-фосфатным) покрытием, обладающим электроизоляционным свойством, маслостойкостью и механической прочностью. Поэтому изготовленные из них пластины шириной до 400 мм для трансформаторов мощностью до 32 МВ·А и напряжением до 110 кВ включительно не требуют дополнительного изоляционного покрытия лаком.

Для уменьшения потерь от вихревых токов пластины без термостойкой поверхностной пленки и с термостойким покрытием более мощных магнитных систем изолируют, т. е. покрывают лаком и запекают. Удельные потери в стали, оцениваемые суммарными потерями от вихревых токов и перемагничивания в 1 кг стали при частоте тока 50 Гц, зависят от магнитной индукции и частоты переменного синусоидального тока.

Для магнитных систем трансформаторов в настоящее время применяют холоднокатаную рулонную сталь марок 3404, 3405, 3406 и др. (ГОСТ 21427.0—75). Эти стали отличаются высокой

допускаемой магнитной индукцией и низкими удельными потерями. Например, для стали 3406 толщиной 0,28 мм допускаемая индукция 1,7 Тл (горячекатаная — 1,45 Тл); при намагничивании ее вдоль проката и индукции 1,6—1,65 Тл (частоте 50 Гц) удельные потери этой стали составляют 1,25—1,30 Вт/кг, а при намагничивании под углом 90° к направлению проката — почти в 3 раза больше.

В ближайшее время в производстве магнитных систем трансформаторов найдет применение электротехническая рулонная сталь с кубической текстурой и увеличенным содержанием кремния (3% и более), имеющая примерно одинаковое значение потерь при намагничивании ее вдоль и поперек прокатки, меньшие удельные потери (0,8—0,9 Вт/кг) и большее удельное электрическое сопротивление (0,4—0,5 мОм·м).

В качестве проводниковых материалов в трансформаторах применяют медь и алюминий.

Красная электротехническая медь отличается высокой чистотой и качеством. Из всех проводниковых материалов, за исключением серебра, она имеет самое низкое удельное электрическое сопротивление (0,0175 мОм·м при 20°C). Проволоку из мягкой (отожженной) меди ПММ применяют для изготовления обмоточных проводов, из твердой ПМТ — для токопроводящих стержней, шин, прутков и проводов с большой механической прочностью.

Алюминий уступает меди по электропроводности и механической прочности. Его удельное электрическое сопротивление 0,029 мОм·м при 20°C, что в 1,65 раза больше сопротивления меди. Дешевизна, легкость и сравнительно низкое сопротивление алюминия позволяют широко внедрять его в производство.

Для обмоток применяют круглые и прямоугольные провода различных марок (ПБ, ПБУ, АПБ, АПБУ, ПБД, АПБД, ПЭЛ, ПСД и др.), в которых буквы и их сочетания означают: П — медный провод, Б — изолированный лентами кабельной обычной или телефонной бумаги, БУ — изолированный лентами высоковольтной кабельной бумаги, АП — алюминиевый провод, БД — изолированный двумя слоями нитей из хлопчатобумажной пряжи; ЭЛ — эмалированный, лакостойкий; СД — изолированный двумя слоями стеклянного волокна, пропитанного лаком. Провод марки СД используют для изготовления обмоток сухих трансформаторов, остальных марок — для изготовления обмоток масляных трансформаторов.

По нагревостойкости изоляции в пропитанном состоянии провода указанных марок, кроме ПСД, относят к классу А (105°C), а провод ПСД в зависимости от пропиточных лаков — к классу В или F (130—155°C).

Номинальные диаметры медной круглой проволоки, применяемой для изготовления обмоточных проводов трансформато-

ров, от 1,2 до 5,2 мм, а алюминиевой — от 1,35 до 8 мм. Размеры прямоугольной проволоки следующие: медной по стороне *a* (меньшей) — от 0,8 до 5,6 мм, по стороне *b* (большей) — от 2 до 18 мм, алюминиевой по стороне *a* — от 1,81 до 7 мм, по стороне *b* — от 4,1 до 22 мм. Номинальная удвоенная толщина изоляции (витковая) проводов в зависимости от напряжения может быть: прямоугольных — от 0,27 до 1,92 мм; круглых — от 0,22 до 5,76 мм.

Для изготовления отводов применяют гибкие медные провода круглого сечения марки ПБОТ с бумажной изоляцией, медные и алюминиевые шины и прутки. Провода ПБОТ, состоящие из тонких медных проволок, изолированы большим количеством слоев кабельной бумаги. В зависимости от толщины бумажной изоляции эти провода маркируют ПБОТ-3, ПБОТ-6 и ПБОТ-8 и выпускают сечением 16, 25, 50, 70, 95, 120, 150, 240, 300, 400 мм² и более.

В настоящее время для улучшения качества обмоток, снижения добавочных потерь в проводах и облегчения работ при намотке обмоток с большим числом проводов в витке применяют часто медные подразделенные провода ПБП и транспонированные ПТБ.

Подразделенный провод ПБП состоит из нескольких проводов ПБ (обычно двух-трех), уложенных параллельно друг на друга широкой стороной и изолированных лентами обыкновенной или многослойной кабельной бумаги до номинальной удвоенной толщины изоляции 0,96 мм (0,48 мм на одну сторону).

Транспонированный провод ПТБ состоит из большого количества элементарных уложенных в два ряда эмалированных проводников небольшого сечения, которые на протяжении всей длины непрерывно (по одному) переходят из одного ряда в другой. Между рядами имеется изоляционная прокладка из кабельной бумаги толщиной 0,12 мм, а все сгруппированные и переплетенные таким образом элементарные проводники изолированы кабельной бумагой до номинальной удвоенной толщины изоляции 0,96 мм (0,48 мм на сторону). При такой конструкции все проводники на любом участке провода имеют одинаковую длину, поэтому при намотке обмоток транспонированным проводом транспозиции не требуются и, следовательно, исключаются трудоемкие технологические операции, связанные с их выполнением.

§ 13. ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ ЭЛЕКТРОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

Электроизоляционные материалы служат для изоляции токоведущих частей устройств, находящихся под разными потенциалами, друг от друга и заземленных частей.

Качество электроизоляционных материалов при прочих равных условиях определяет срок службы трансформатора и характеризуется пробивным напряжением, электрической прочностью, диэлектрическими потерями, диэлектрической проницаемостью, высоким электрическим сопротивлением и другими свойствами.

Пробивным $U_{пр}$ называют напряжение, при котором происходит пробой изоляции, если к изоляционному материалу приложить напряжение и постепенно его повышать. Свойство изоляционного материала выдерживать напряжение количественно выражают напряженностью электрического поля $E_{пр}$, при которой диэлектрик пробивается, т. е. значением пробивного напряжения, приходящегося на единицу толщины диэлектрика (кВ/мм).

Пробивную напряженность электрического поля, при которой происходит пробой диэлектрика, называют его *электрической прочностью*, являющейся одной из основных характеристик изоляционного материала. Электроизоляционные материалы, применяемые в трансформаторах, имеют среднюю электрическую прочность при 20°C от 5 до 90 кВ/мм.

Изоляция, находящаяся в переменном электрическом поле, под воздействием переменного напряжения поглощает часть электрической энергии, в результате чего нагревается. Поглощаемую энергию называют *диэлектрическими потерями*.

Диэлектрические потери можно измерить или подсчитать в ваттах, однако их принято оценивать тангенсом угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg} \delta$ — отношением векторов двух токов — активной составляющей общего тока в диэлектрике к реактивной. В практике $\operatorname{tg} \delta$ выражают не в абсолютных единицах, а в процентах ($\operatorname{tg} \delta$, %).

Величина $\operatorname{tg} \delta$ данного материала не является постоянной, а зависит от частоты приложенного переменного напряжения и температуры диэлектрика. Чем больше $\operatorname{tg} \delta$, тем при прочих равных условиях больше диэлектрические потери, т. е. качество диэлектрика хуже. Величина $\operatorname{tg} \delta$ изоляционных материалов, применяемых в трансформаторах, при 20°C и частоте 50 Гц находится в пределах 0,005—0,02.

При увлажнении изоляции диэлектрические потери резко возрастают, поэтому $\operatorname{tg} \delta$ является важной характеристикой, которой широко пользуются для определения увлажненности изоляции всего трансформатора. Значение $\operatorname{tg} \delta$ трансформатора повышается не только в результате увлажнения или загрязнения изоляции активной части, но и при плохом качестве масла, залитого в трансформатор.

Диэлектрическая проницаемость в диэлектрика позволяет количественно оценить степень его поляризации и соответственно определить электрическую емкость, которой он обладает.

Диэлектрическая проницаемость так же, как и тангенс угла диэлектрических потерь, зависит от температуры диэлектрика и частоты приложенного переменного напряжения. Применяемые в трансформаторах электроизоляционные материалы при частоте тока 50 Гц и температуре 20°C имеют диэлектрическую проницаемость от 2 до 8. Так как напряженность электрического поля в диэлектриках обратно пропорциональна их диэлектрической проницаемости, то при выборе различных изоляционных материалов, используемых вместе, стремятся к тому, чтобы их диэлектрические проницаемости были близки друг к другу. При неудачном соотношении диэлектрических проницаемостей и толщин изоляции напряженность электрического поля может превысить прочность изоляции, и она будет пробита.

В отличие от проводниковых материалов электроизоляционные материалы обладают высоким электрическим сопротивлением. Удельное объемное сопротивление у различных диэлектриков составляет от 10^{10} до 20^{20} Ом·см и более (у проводниковых материалов от 10^{-6} до 10^{-2} Ом·см). Чем больше удельные объемное и поверхностное сопротивления, тем выше их качество.

Качество изоляции определяют для всего трансформатора или его отдельных частей приложением повышенного напряжения, при этом в изоляции возникает электрический ток, называемый *током утечки* или *током проводимости*, зависящий от электрического сопротивления изоляции трансформатора. Сопротивление изоляции трансформатора $R_{из}$, измеряемое мегаомметром в мегаомах или килоомах (1 МОм = 1 000 000 Ом, 1 кОм = 1000 Ом), зависит от диэлектрических свойств изоляционного материала, а также от внешних факторов — температуры, присутствия влаги, загрязнения.

Повышение температуры и особенно увлажненность резко понижают электрическое сопротивление изоляционного материала, а следовательно, увеличивают ток утечки и снижают качество изоляции. Большинство изоляционных материалов обладает значительной гигроскопичностью, т. е. способностью поглощать влагу из воздуха, поэтому после изготовления или ремонта трансформаторы сушат, в результате чего сопротивление их изоляции резко повышается.

Таким образом, изоляционные материалы должны иметь высокое электрическое сопротивление и обладать влагостойкостью. Сопротивление — важный показатель, определяющий качество изоляции трансформаторов.

Изоляционные материалы должны обладать рядом других свойств, обеспечивающих их длительную и надежную работу в аппарате: нагревостойкостью, механической прочностью, эластичностью, гибкостью, масло- и влагостойкостью и химической стойкостью. При длительном воздействии на изоляцию повышенной температуры, механических сил, влаги, химических и дру-

гих веществ она должна не ухудшать своих свойств и обеспечивать срок службы, установленный ГОСТом.

По нагревостойкости электроизоляционные материалы делят на семь классов: У, А, В, Е, Н, С. Для каждого класса установлена предельно допустимая температура нагрева, при которой материал может длительно работать. Большинство изоляционных материалов, применяемых в масляных трансформаторах, относится к классу А (например, пропитанные или погруженные в жидкий диэлектрик волокнистые материалы из целлюлозы или шелка, а также другие материалы и их сочетания); их предельная длительно допустимая температура нагрева 105°C.

§ 14. КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

Электроизоляционные бумаги применяют для изоляции обмоточных проводов и отводов, а также межслоевой изоляции обмоток и других устройств их изготавливают из химически обработанной древесной целлюлозы на специальных бумагоделательных машинах. Они обладают высокой электрической и механической прочностью, высокой маслостойкостью при работе в горячем трансформаторном масле, относятся по нагревостойкости к классу А. Электроизоляционные бумаги разделяют по видам и толщине.

С января 1983 г. в трансформаторах применяют вместо кабельной электроизоляционную трансформаторную бумагу марок Т-080, Т-120, ТМ-120, ТМП-120, ТВ-120 и ТВУ-080 толщиной 80 и 120 мкм. Буквы в марках бумаги означают: Т — трансформаторная обычная, В — высоковольтная, М — многослойная, П — упрочненная, У — уплотненная. Выбор марки этой бумаги зависит от класса напряжения трансформатора. Бумагу поставляют в рулонах шириной 500—1000 мм. Электрическая прочность сухой трансформаторной бумаги 6—9 кВ/мм, а пропитанной в сухом трансформаторном масле в зависимости от толщины — 70—90 кВ/мм; диэлектрическая проницаемость сухой бумаги 2,2—2,7.

Для витковой изоляции обмоточных проводов и межслоевой изоляции обмоток трансформаторов мощностью до 100 кВ·А используют телефонную бумагу КТ-50, выпускаемую толщиной 50 мкм в рулонах шириной 500, 700 и 750 мм.

Для изолирования отводов применяют крепированную электроизоляционную бумагу ЭКТМ с поперечным крепом (гофрировкой); выпускают ее толщиной 0,44 мм и поставляют в рулонах шириной 1000 мм. Она обладает высокой электрической прочностью (25 кВ/мм в трансформаторном масле при $90 \pm 5^\circ\text{C}$), маслостойкостью и эластичностью.

Другим основным изоляционным материалом в высоковольтных трансформаторах служит электрокартон, который изготавливают, как и кабельную бумагу, из древесной целлюлозы. В зависимости от толщины электрическая прочность картона в воздухе от 7 до 15 кВ/мм, в горячем (при 90°C) трансформаторном масле (после предварительной вакуумной сушки и пропитки в сухом трансформаторном масле при $(100 \pm 5)^\circ\text{C}$ от 30 до 55 кВ/мм; его диэлектрическая проницаемость 4,3—4,5.

Электрокартон, предназначенный для работы в масле при рабочей температуре 105°C , отличается высокой механической прочностью, малой усадкой после сушки, стойкостью к воздействию напряжения в направлении, перпендикулярном поверхности, а также к воздействию поверхностных разрядов и выпускается пяти марок: АМ, А, Б, В, Г.

Электрокартон марки АМ, характеризуемый эластичностью, гибкостью и высокой стойкостью к действию поверхностных разрядов, применяется для изготовления деталей главной изоляции высоковольтных масляных трансформаторов напряжением от 750 кВ и выше; марки А, отличающийся в основном от марки АМ меньшей стойкостью к воздействию поверхностных разрядов, — для изготовления деталей главной изоляции высоковольтных масляных трансформаторов до 750 кВ включительно; марки Б, обладающий средней плотностью и повышенными электрическими характеристиками, — для изготовления деталей главной изоляции масляных трансформаторов до 220 кВ включительно; марки В, обладающий повышенной плотностью и малой сжимаемостью, — для изготовления деталей продольной изоляции в масляных трансформаторах; марки Г, отличающийся средней плотностью с повышенным сопротивлением расслаиванию, — для изготовления склеенных изоляционных деталей в масляных трансформаторах.

Листовой электрокартон изготавливают толщиной 1; 1,5; 2; 2,5 и 3 мм размером от 850×1000 до 3000×4000 мм (второй размер соответствует продольному направлению волокон), а также толщиной 0,5 мм в рулонах шириной (1000 ± 5) мм.

Электроизоляционные лакоткани, представляющие собой хлопчатобумажную или шелковую ткань, пропитанную электроизоляционным лаком, отличаются высокой электрической и механической прочностью и эластичностью и по нагревостойкости относятся к классу А. В зависимости от пропитывающего лака лакоткани разделяют на черные и светлые (желтые).

Для масляных трансформаторов применяют светлую лакоткань ЛХММ-105 толщиной 0,17; 0,2; 0,24 мм с пробивным напряжением 7,5; 8,3 и 9,2 кВ соответственно (при $15\text{—}35^\circ\text{C}$ и относительной влажности воздуха 45—75%). Для работы на

воздухе при нормальных климатических условиях используют лакоткани ЛХМС-105 и ЛХМ-105.

Стеклолакоткань марки ЛСММ-105/120 применяют для сухих трансформаторов напряжением более 1000 В, марки ЛСБ-120/130 — для тех же трансформаторов, но до 1000 В (для изолирования отводов и мест спая). Стеклолакоткань выпускают толщиной от 0,12 до 0,24 мм в рулонах шириной от 690 до 1140 мм.

Буквы и цифры в марках лакотканей означают: Л — лакоткань, Х — на хлопчатобумажной основе, М — пропитка на основе масляного лака, Б — на основе битумно-масляного лака, вторая буква М — маслястойкая; С — на основе стеклоткани; 105 — температура по нагревостойкости.

Изоляционные ленты применяют для механической защиты основной изоляции токоведущих изделий.

Изоляционную тафтяную хлопчатобумажную ленту марок от Т-10-18 до Т-50-39 толщиной 0,25 и шириной от 10 до 50 мм и киперную марок от К-10-2 до К-50-17 (с киперным переплетением нитей в «елочку») толщиной 0,45 и шириной от 10 до 50 мм используют в масляных трансформаторах. В сухих трансформаторах применяют стеклотенту в основном тех же размеров, что и в масляных. В обозначении марки первая цифра указывает ширину, вторая — номер заправки пряжи. Ленты поставляют в рулонах длиной 50 м.

Электротехнический гетинакс получают прессованием специальной пропиточной бумаги и применяют для изготовления деталей переключающих устройств, крепления обмоток и отводов. Для этих целей используют листовой электротехнический гетинакс марок У-1 и У-2 толщиной от 8 до 50 мм, отличающийся высокой механической и электрической прочностью. Электрическая прочность гетинакса в поперечном направлении составляет 16—80 кВ/мм, вдоль слоев — в несколько раз ниже.

Электротехнический текстолит, получаемый прессованием из пропитанной лаком хлопчатобумажной ткани, имеет большую удельную ударную вязкость, чем гетинакс, поэтому его используют для изготовления изоляционных деталей, несущих механическую нагрузку. В масляных и сухих трансформаторах применяют текстолит марки А толщиной от 0,5 до 50 мм и электрической прочностью 5—8 кВ/мм в трансформаторном масле при $(90 \pm 2)^\circ\text{C}$.

Стеклотекстолит изготавливают так же, как текстолит, но его основой служит стеклоткань. Он обладает высокими нагрево- и влагостойкостью и механической прочностью. При изготовлении сухих трансформаторов в основном применяют стеклотекстолит СТ толщиной 1,5—30 мм и СТЭФ толщиной 1,5—50 мм.

Бумажно-бакелитовые изделия, изготавливаемые в виде трубок и цилиндров из лакированной памоточной бумаги, применяют для работы на воздухе и в трансформаторном масле до 105°C . Трубки служат для изоляции отводов и стяжных шпилек магнитной системы, а также изготовления приводных штанг переключателей, а цилиндры — для изоляции обмоток друг от друга и от стержней магнитной системы, а также для изоляции переключателей.

Трансформаторное масло (продукт перегонки нефти) используют в трансформаторах в качестве изоляционного материала, а также хорошей теплоотводящей среды. Оно не должно содержать влаги, механических примесей, смолообразующих и других веществ, не обладающих изоляционными свойствами. Масло, из которого удалена влага, резко снижающая его электрическую прочность, называют сухим.

В масляных трансформаторах в основном применяют масло ТКп, выпускаемое с добавкой антиокислительной присадки — дибутилпаракрезола ДБК (не менее 0,2%) и ТК (без присадки), которое изготовляют только по специальным заказам. Основные требования, предъявляемые к трансформаторному маслу ТКп, приведены ниже.

Кинематическая вязкость, сСт (не более):	
при 20°C	30
при 50°C	9,6
Кислотное число, мг КОН на 1 г масла (не более)	0,05
Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, $^\circ\text{C}$ (не ниже)	135
Зольность, % (не более)	0,005
Водорастворимые кислоты, щелочи и механические примеси	Отсутствуют
Температура застывания, $^\circ\text{C}$ (не выше)	—45
Натровая проба, балл (не более)	1
Тангенс угла диэлектрических потерь, % (не более):	
при 20°C	0,3
при 70°C	2,5
Пробивное напряжение, кВ	50—60

Лаки и эмали. Для пропитки обмоток, изолирования пластин магнитных систем, окраски деталей и сборочных единиц применяют различные лаки и эмали.

Электроизоляционный лак ГФ-95, представляющий собой раствор глифталевой смолы, растительного масла и какифоли, применяют для пропитки с последующей запечкой обмоток трансформаторов. Время его высыхания — запечки 15 ч при $105\text{—}110^\circ\text{C}$.

Электроизоляционный лак МЛ-92, получаемый добавлением к лаку ГФ-95 15% меламинаформальдегидной смолы, применяют для тех же целей, что и ГФ-95. Время его высыхания 10—12 ч при $95\text{—}100^\circ\text{C}$.

Бакелитовый лак, представляющий собой раствор бакелитовой смолы в этиловом спирте, имеет цвет от красноватого до красно-бурого, запекается при 120—130°C, выпускается марок ЛБС-1 и ЛБС-2 и используется в трансформаторах для склеивания электрокартонных полос, колец и других деталей. Склеенные и запрессованные, они имеют высокую механическую и электрическую прочность. Для склеивания электрокартона применяют также водный клей на основе метилцеллюлозы МЦ-16.

Изоляционный лак № 302, изготавливаемый из канифоли, тунгового масла, керосина и других составляющих, применяют для изолирования пластин магнитной системы. В качестве растворителя лака служит чистый фильтрованный керосин.

Лак № 202 используют для тех же целей, что и лак № 302, но в отличие от последнего его готовят на льняном масле. Вместо дорогостоящих дефицитных лаков № 302 и 202 чаще применяют изоляционный лак КФ-965.

Масляно-битумный лак № 458 черного цвета, печной сушки применяют для пропитки обмоток сухих трансформаторов низкого напряжения. Растворителем лака служит бензин, толуол, бензол. Время его запечки не более 4 ч при 105°C.

Глифталево-масляная эмаль ГФ-92-ГС серого цвета, горячей сушки, маслостойкая, запекается в течение 3 ч при 105—110°C и применяется для покрытия пропитанных лаком ГФ-95 и МЛ-92 обмоток и окраски стальных деталей сухих трансформаторов. Для этих же целей используют эмаль серого цвета ХВ-124.

Маслостойкая эмаль ГФ-92-ХС серого цвета, холодной сушки, высыхает в течение 24 ч при 18—22°C и применяется в качестве покровной для сухих трансформаторов.

Маслостойкая эмаль ГФ-92-ХК красного цвета, не требующая запечки, используется для окраски неизолированных отводов и стальных конструктивных частей и деталей.

Нитроэмаль 624С серого цвета, воздушной сушки высыхает за 10—12 мин при 20°C и применяется для окраски внутренней поверхности баков трансформаторов.

Нитроэмали 1201 и 1202 воздушной сушки высыхают за 10—15 мин при 20°C и используются для покрытия неизолированных токоведущих шин и стальных конструктивных деталей.

Эмаль ПФ-133 черного и серого цвета применяют для окраски наружных поверхностей баков, радиаторов, термосифонных фильтров и других поверхностей трансформаторов, не соприкасающихся с маслом. Для окраски эмалью ПФ-133 детали и части трансформаторов (баки, расширители, крышки, охладители) предварительно покрывают грунтом ФЛ-03-К.

§ 15. КОНСТРУКЦИОННЫЕ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

К конструкционным относят материалы, применяемые для изготовления сборочных единиц и деталей, несущих механические нагрузки и скрепляющих отдельные части трансформатора. Это черные (сталь, чугун) и цветные (латунь, бронза) металлы, пластмассы, бук и др. Черные и цветные металлы используют главным образом в виде листового, круглого, прямоугольного и шестигранного проката.

Букровая древесина обладает хорошими изоляционными и механическими свойствами, поэтому применяется в трансформаторах в качестве конструктивно-изоляционного материала. При использовании бук сушат и пропитывают трансформаторным маслом. Применяют его для крепления отводов, переключателей и в качестве опорной изоляции обмоток и деталей крепления магнитной системы. Электрическая прочность бука на воздухе 5—6 кВ/мм, а в трансформаторном масле значительно выше.

Стекланная бандажная лента ЛСБ-Т, состоящая из волокон стекла, пропитанных клеящим кремнийорганическим лаком, применяется в основном для стяжки стержней магнитных систем наложением бандажей. Ленту выпускают толщиной 0,2 мм и шириной 20 мм.

Маслостепломорозостойкую резину используют для уплотнения крышек, фланцевых соединений, вводов, приводов переключателей и других мест разъема маслonaполненных трансформаторов. Наиболее распространена листовая и рулонная резина толщиной 6—12 мм и полосовая размерами 6×15, 8×20, 12×30 и 16×40 мм. Эта резина рассчитана для работы при температурах от —55 до +100°C.

К вспомогательным материалам относят припой, канифоль, магнезитовую замазку, силикагель, цеолиты и др. Сплавы металлов, которые служат для пайки и лужения металлических изделий, называют *припоями*, а соединение металлических деталей с помощью расплавленных припоев — *пайкой*. При пайке и лужении припоями применяют различные *флюсы* — вещества, способные в расплавленном состоянии растворять имеющиеся на поверхности металлов оксиды.

При изготовлении трансформаторов применяют медно-фосфористый самофлюсующий МФЗ, серебряный ПСр15 и оловянистые ПОС40 и ПОС30 припой.

Припой МФЗ (96—97% меди и 4—3% фосфора) с температурой плавления 715—730°C применяют для пайки отводов.

Припой ПСр15 (80% меди, 15% серебра и 5% фосфора) с температурой плавления 810°C применяют для пайки медных обмоточных проводов при намотке обмоток. Он отличается прос-

тотой пайки, высоким качеством спаев и большой механической прочностью; как и припой МФЗ, не требует при пайке флюса.

В последние годы используют бессеребряный припой ПМФОЦр-6-4-0,03 с температурой плавления 730—800°C, не уступающий по основным характеристикам припою ПСр15. Присадка кремния (0,1—0,15%) придает припою высокую пластичность, текучесть, смачиваемость, обеспечивающие высокое качество спая.

Припой ПОС40 (40% олова, 58—58,5% свинца и 2—1,5% сурьмы) с температурой плавления 235°C применяют для пайки обмоточных проводов малого сечения.

Припой ПОС30 (30% олова, 68—68,5% свинца и 2—1,5% сурьмы) с температурой плавления 245°C применяют для лужения отводов и ленточной меди.

Канифоль, получаемую очисткой смолы (живицы) хвойных пород деревьев (с температурой плавления около 100°C), применяют в качестве флюса при паянии и лужении оловянистыми припоями.

Магнезитовую замазку применяют для вмазки фарфорового изолятора в металлический фланец армированных вводов. Для приготовления одной порции замазки берут 130 г магнезита, 70 г фарфоровой муки и 165 г хлористого магния. Последний получают растворением кристаллического магния (2 мас. ч.) в горячей воде (1 мас. ч.).

Силикагель — силикатный минерал в виде стекловидных или стекловидноматовых зерен, обладает большой пористостью и способностью задерживать влагу и мельчайшие смолообразующие вещества и применяется в трансформаторах в качестве адсорбирующего вещества: гранулированный крупнопористый КСМГ в термосифонных фильтрах для непрерывной регенерации масла (осушки, очистки) и мелкопористый гранулированный МСКГ в осушителях воздуха для задержания влаги из воздуха, поступающего в расширитель.

Цеолиты — группа минералов, представляющих собой сложные соединения кремнезема с глиноземом и обладающих высокими адсорбционными свойствами. Их широко применяют для глубокой очистки трансформаторного масла от воды. Месторождения природных цеолитов очень редки, поэтому для адсорбционных целей их получают искусственно-синтетическим методом. Синтетические цеолиты по свойствам и составу близки к природным и представляют собой твердые с розовым оттенком цилиндрические гранулы. Для сушки масла применяют цеолиты натриевой формы типа NaA с размером гранул 4—6 мм.

Кроме перечисленных в трансформаторах используют и другие вспомогательные материалы: асбестовую набивку, льняные и асбестовые волокна для уплотнения пробок и штуцеров, краски, клей, различные обезжиривающие и обтирочные материалы.

Контрольные вопросы

1. Какие магнитные и проводниковые материалы применяют в трансформаторах?
2. Каковы основные свойства электроизоляционных материалов?
3. Какие бумаги, электрокартоны и лакоткани используют в трансформаторах?
4. Каковы назначение трансформаторного масла, его свойства и характеристики?
5. Какие лаки служат для изолирования пластин магнитной системы и пропитки обмоток?
6. Какие припои применяют при изготовлении обмоток и сборке схемы отводов?

ГЛАВА III

ОСНОВНЫЕ ЧАСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

§ 16. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Основными частями трансформатора являются магнитная система и обмотки. Магнитная система (магнитопровод) служит для локализации в ней основного магнитного поля трансформатора.

Обмотка — совокупность витков, в которой суммируются наведенные в них эдс для получения ВН, СН и НН трансформатора.

Магнитная система в собранном виде с соединяющими ее деталями и ярмовыми балками образует остов трансформатора. Остов с обмотками, отводами, переключающими устройствами и деталями для их механического крепления называют активной частью трансформатора.

Отводы служат для соединения обмоток с вводами и переключающим устройством, а переключающее устройство — для регулирования напряжения трансформатора. Активную часть воздушного трансформатора иногда закрывают кожухом (защитное исполнение), который обеспечивает свободный доступ охлаждающего воздуха, защищая одновременно активную часть от попадания посторонних предметов.

Активную часть масляного трансформатора помещают в бак, заполняемый трансформаторным маслом. Если основной изолирующей средой и теплоносителем является другой жидкий диэлектрик, то бак с активной частью заполняют им.

Бак состоит из дна, стенки, крышки. Бак со съемной крышкой называют баком с верхним разъемом (обычно дно бака приварено к стенке); с разъемом вблизи дна (для отделения и подъема верхней части) — колокольным (обычно крышка приварена к стенке); с уплотнениями, исключающими сообщение

между внутренним объемом и окружающим атмосферным воздухом, — герметичным.

На стенках бака размещают охладители, приводной механизм, иногда контакторы переключающего устройства, а также термосифонный фильтр, коробки контактных соединений для приборов контроля и сигнализации. Крышку бака используют для установки вводов, расширителя и предохранительной трубы.

Вводы служат для присоединения обмоток трансформатора к сети, расширитель — для компенсации колебаний уровня масла в баке при различных нагрузках и температурах окружающей среды; расширитель всегда размещают выше уровня крышки.

Для защиты масла в расширителе от увлажнения используют воздухоосушитель, представляющий собой сосуд (заполненный силикагелем), который сообщается с одной стороны с атмосферным воздухом, а с другой — с воздухом, заполняющим внутренний объем расширителя над «зеркалом» масла (§ 27).

Для наблюдения за уровнем масла в расширителе применяют маслоуказатели либо со стеклянной трубкой или пластиной, либо стрелочный. В трубопровод расширителя помещают газовое реле, реагирующее на повреждения в активной части трансформатора.

Предохранительная труба (иногда называемая выхлопной) — защитное устройство, предупреждающее повреждение бака при внезапном повышении внутреннего давления и представляющее собой стальной цилиндр, один конец которого сообщается с баком, а другой — через стеклянный диск с окружающим воздухом (§ 27).

В крышке устанавливают гильзы для датчиков термосигнализаторов, измеряющих температуру верхних слоев масла трансформатора. Термосигнализатор имеет электроконтактное устройство, которое включается при заранее заданной температуре. Контакты термосигнализатора включают сигнальную или иную цепь, предупреждая обслуживающий персонал о недопустимой температуре масла в трансформаторе.

Полностью собранный однофазный трансформатор мощностью 2500 кВ·А показан на рис. 10. На баке 1 трансформатора установлен термосифонный фильтр 2 с патрубком 3 и плоским краном 22. Приводной механизм 4 устройства РПН связан вертикальным валом 6 (с муфтой 5) с контакторами, закрытыми кожухом 7. Кожух контакторов имеет свой маслоуказатель 9 со стеклянной пластиной и реле давления 8. На крышке 10 кожуха контакторов находится пробка 11 для выхода воздуха. Расширитель 12 со стенкой 16 снабжен воздухоосушителем, патрубок 13 которого виден на рисунке. Предохранительная (выхлопная) труба 14 связана газоотводным патрубком 15 с расширителем,

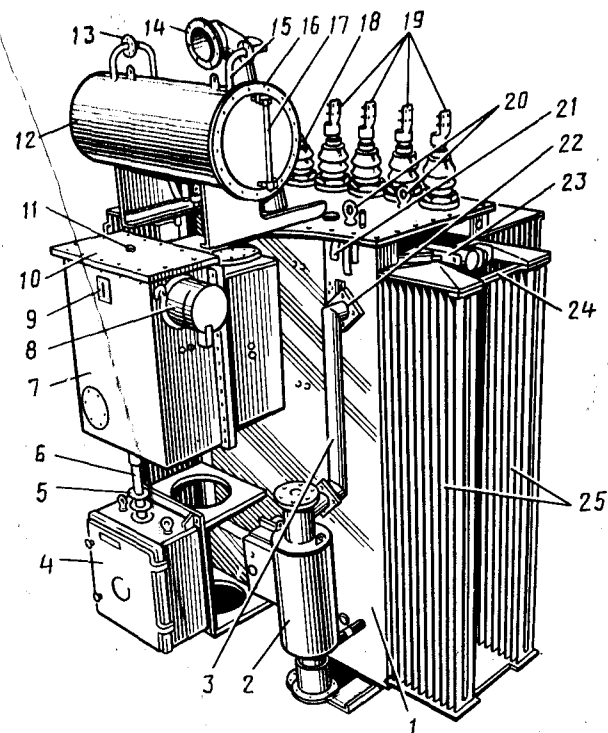


Рис. 10. Однофазный трансформатор с регулированием напряжения под нагрузкой

на съемной боковой стенке которого установлен маслоуказатель 17 со стеклянной трубкой. На крышке трансформатора размещены вводы высшего 19 и низшего 18 напряжений. Для подъема крышки с активной частью служат кольца 20, для подъема полностью собранного трансформатора — крюки 21. Охлаждение трансформатора — естественное масляное, осуществляется с помощью прямотрубных радиаторов 25, укрепленных на патрубках 23. Для повышения механической прочности радиаторов при транспортировании служат специальные угольники 24, с пластинами, связывающие радиаторы между собой.

Каждому типу трансформаторов присваивают обозначение, состоящее из букв и цифр. Буквы в обозначении типов маслonaполненных и сухих трансформаторов, выпускаемых отечественными заводами, обозначают: О — однофазное исполнение; Т — трехфазное исполнение; Н — регулирование напряжения под нагрузкой; А — автотрансформаторное соединение обмоток; Р — с расщепленными обмотками; С — естественно-воздушное охлаждение при открытом исполнении; М — естественная циркуляция

воздуха и масла; Д — принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла; ДЦ — принудительная циркуляция воздуха и масла; МВ — принудительная циркуляция воды и естественная циркуляция масла; Ц — принудительная циркуляция воды и масла. Вторичное употребление буквы Т в обозначении типа трехфазного трансформатора или однофазного показывает, что трансформатор трехобмоточный.

Цифры в числителе обозначают мощность трансформатора (в киловольт-амперах), в знаменателе — класс напряжения обмотки ВН (в киловольтах).

Далее после черточки указывается климатический район для установки, в котором он предназначен (У — умеренный климат; Т — тропический; УХЛ — умеренный и холодный климат и др.), а также категория размещения трансформатора (1 — на открытом воздухе; 2 — под навесом или в помещении, где колебание температуры и влажности воздуха несущественно отличаются от колебаний на открытом воздухе; 3 — в закрытом помещении и др.). Для примера рассмотрим обозначения некоторых типов трансформаторов: ТМ-100/6-У1 — трехфазный, с масляным охлаждением и естественной циркуляцией, мощностью 100 кВ·А, напряжением 6 кВ; для эксплуатации в умеренном климате, на открытом воздухе;

ТД-10000/110-У2 — трехфазный, с дутьевым охлаждением, мощностью 10 000 кВ·А, напряжением 110 кВ; для эксплуатации в районах умеренного климата, под навесом или в помещении, в котором влажность и температура существенно не отличаются от температуры открытого воздуха;

ТРДН-25000/35-У1 — трехфазный, с расщепленной обмоткой ВН, с дутьевой системой охлаждения, с регулированием напряжения под нагрузкой, номинальная мощность 25 000 кВ·А, класс напряжения обмотки ВН-35 кВ; предназначен для эксплуатации в районах с умеренным климатом, на открытом воздухе.

ТДТ-20000/110-Т1 — трехфазный, трехобмоточный, с дутьевым охлаждением, мощностью 20 000 кВ·А, напряжением 110 кВ; для эксплуатации в тропическом климате, на открытом воздухе;

ТС-630/10-У3 — трехфазный, сухого исполнения, мощностью 630 кВ·А, напряжением 10 кВ; для эксплуатации в районах с умеренным климатом, в закрытом помещении.

В обозначении автотрансформатора добавляют букву А. Если автотрансформатор понижающий, то буква А стоит в начале обозначения (АТДЦТН — ...), а если повышающий — в конце (ТДЦТНА — ...).

Приведенный перечень буквенных обозначений типов далеко не полный, так как для различных видов и назначений трансформаторов в обозначение типа вводят дополнительные буквы.

§ 17. КЛАССИФИКАЦИЯ МАГНИТНЫХ СИСТЕМ

Магнитной системой трансформатора называют комплект пластин из электротехнической стали, собранный в определенной геометрической форме. Ее обычно разделяют на стержни и ярма.

Стержни — это часть магнитной системы, на которой располагаются основные обмотки трансформатора, а ярма соединяют стержни, замыкая магнитную цепь, и обычно не несут обмоток. Различают торцовые и боковые ярма. Ярмо, соединяющее концы двух или нескольких стержней, называют *торцовым*, а соединяющее оба конца одного и того же стержня — *боковым* (рис. 11).

Магнитные системы трансформаторов различают: по взаимному расположению стержней и ярм (торцовых и боковых), количеству стержней, способу сборки.

По взаимному расположению стержней и торцовых ярм магнитные системы могут быть плоского или пространственного исполнения. Те, в которых продольные оси всех стержней и ярм расположены в одной плоскости, называют *плоскими* (рис. 11), а в которых не все оси стержней или ярм в одной плоскости — *пространственными* (рис. 12).

По взаимному расположению стержней и боковых ярм различают стержневые, бронестержневые и броневые магнитные системы.

У стержневой системы (см. рис. 11, б, в) стержни соединяются только торцовыми ярмами (верхним и нижним) при отсутствии боковых ярм у бронестержневой системы (см. рис. 11, а) один стержень — одним боковым ярмом, у броневой системы (см. рис. 11, г) оба конца одного и того же стержня — не менее чем двумя боковыми ярмами.

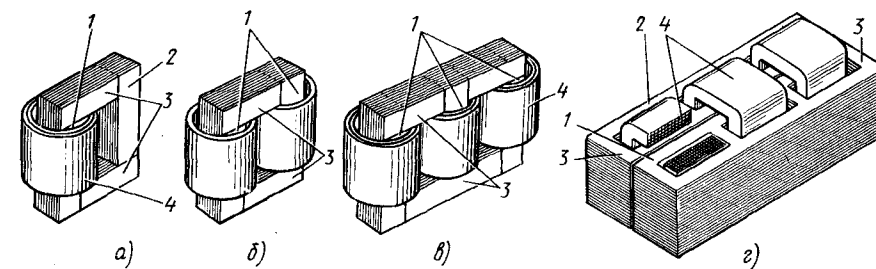


Рис. 11. Плоские магнитные системы трансформаторов:

а — бронестержневая с одним стержнем, б — стержневая с двумя стержнями, в — стержневая с тремя стержнями, г — броневая; 1 — стержень, 2 — боковое ярмо, 3 — верхнее и нижнее торцовые ярма, 4 — обмотка

§ 18. СТЕРЖНЕВЫЕ МАГНИТНЫЕ СИСТЕМЫ

Наиболее распространены плоские стержневые магнитные системы. Стержни этих систем (от одного до трех в зависимости от числа фаз и конструкции трансформатора) располагают обычно вертикально (см. рис. 11, б, в). Большинство отечественных трансформаторов имеет стержни и ярма, собранные способом шихтовки; т. е. их собирают из пластин, плоскости которых только параллельны (рис. 13).

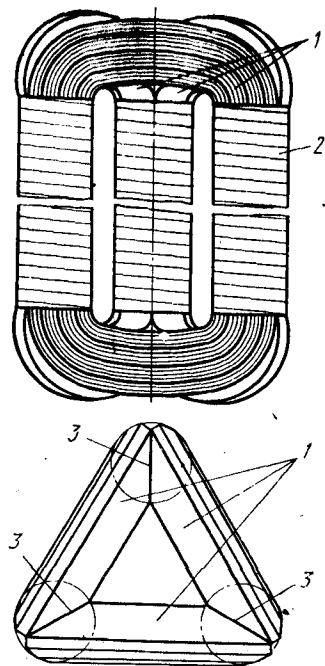


Рис. 12. Пространственная магнитная система:

1 — элементы навитой ленточной магнитной системы, 2 — стеклобандаж, скрепляющий составной стержень, 3 — изоляционная прокладка стыка двух частей составного стержня

Обмотки стержневых магнитных систем имеют цилиндрическую форму, поэтому и форму сечения стержней стремятся приблизить к кругу. Сечения стержней выполняют ступенчатыми, набирая их из пластин и пакетов различной ширины, при этом ступенчатую фигуру сечения вписывают в окружность, диаметр которой равен диаметру стержня.

Отношение площади поперечного сечения стержня к площади круга с диаметром, равным диаметру стержня, называют *коэффициентом заполнения площади круга*. Это очень важная величина. Чем больше этот коэффициент, тем в меньшем диаметре можно разместить заданное сечение стержня и, следовательно, меньше должны быть диаметр обмоток, масса проводов и потери короткого замыкания. При ступенчатом сечении коэффициент заполнения увеличивают за счет большего числа пак-

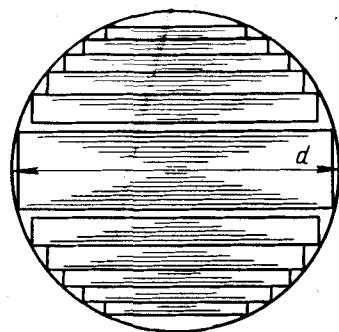


Рис. 13. Сечение стержня магнитной системы

тов, что, однако, повышает трудоемкость изготовления: растет номенклатура пластин, усложняется сборка.

Для уменьшения потерь от вихревых токов пластины стали тщательно изолируют друг от друга. Существует несколько видов электроизоляционных покрытий различной толщины (от 3—4 до 20—30 мкм). Чем тоньше изоляция, тем больше суммарная площадь сечения пластин стали (активное сечение) в поперечном сечении стержня (ярма).

Отношение активного сечения стержня (ярма) к площади его поперечного сечения называют *коэффициентом заполнения сечения стержня (ярма)*. При термостойком покрытии, принятом сейчас для большинства конструкций, коэффициент заполнения сечения стержня (ярма) достигает 0,96, т. е. лишь 4% сечения стержня составляет неактивную часть (не является сталью).

Каждая ступень сечения образуется пакетом (стопой) изолированных пластин одинаковых размеров. Между пакетами при больших диаметрах оставляют один или несколько каналов для охлаждения. У масляных трансформаторов эти каналы делают шириной 5—6 мм, у воздушных — до 20 мм.

Форма сечения торцовых ярм, как правило, повторяет сечение стержня. Исключение составляют один-два крайних пакета, ширину которых обычно увеличивают до ширины соседнего внутреннего пакета. Такое «уширение» крайних пакетов улучшает прессовку и фиксацию ярм магнитной системы.

Стержневые магнитные системы кроме шихтованной конструкции могут быть стыковые и навитые (ленточные).

К стыковым относят магнитосистемы с разъемом в плоскости поперечного сечения стержней; их стержни и ярма собирают отдельно, а затем устанавливают встык по плоскости разъема, как указано на рис. 14, а.

При наличии разъемов облегчается сборка магнитной системы (отдельные элементы устанавливают друг на друга и скрепляют стяжными шпильками) и упрощается насадка обмоток (снимают целиком верхнее торцовое ярмо).

Однако стыковые системы имеют существенные недостатки, определяемые необходимостью точной стыковки пластин ярма и стержня. Всегда возможны какие-то несовпадения, а следовательно, и замыкания пластин в месте стыка (рис. 14, б). Замыкание приводит к циркулирующим токам, а усиленный нагрев стыка может стать причиной аварии трансформатора. Для предупреждения замыкания в месте стыка устанавливают прокладку из прессованного электрокартона или другого изоляционного материала (рис. 14, в). Толщина прокладки должна быть минимальной, поскольку наличие зазора в стыке увеличивает магнитное сопротивление и ток холостого хода. Однако слишком тонкие прокладки ненадежны: ошибки в изготовлении пластин или их небрежная сборка, наличие заусенцев и «гребешков» (вы-

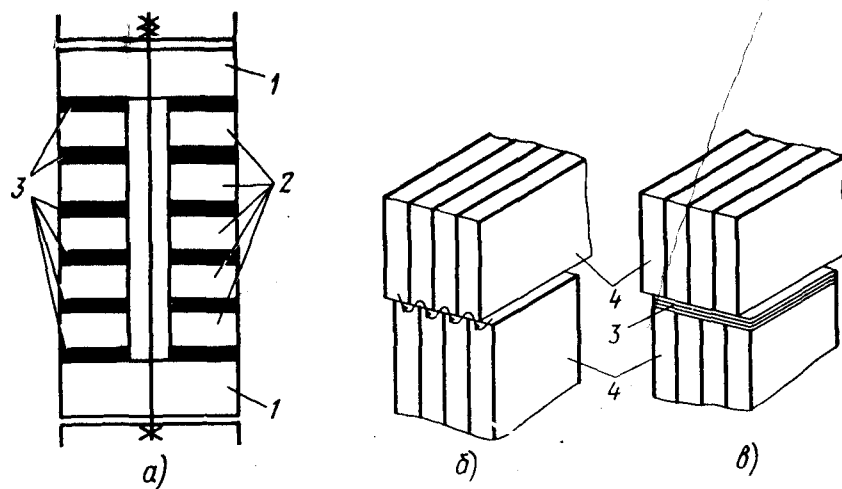


Рис. 14. Схема стыковки магнитной системы (а) с соединением элементов стержня без прокладки (б) и с изолирующей прокладкой (в):

1 — торцовые ярма, 2 — элементы стержня магнитной системы, 3 — изолирующие прокладки, 4 — пластины элементов стержня

ступов пластин) могут привести (в результате вибраций) к разрушению прокладки и замыканию между пластинами.

Стыковые магнитопроводы из-за указанных недостатков почти не используются в трансформаторах, но широко применяются в электрических реакторах.

Шихтованная магнитная система отличается от стыковой тем, что ее стержни и ярма собирают из пластин, не имеющих сплошного стыка в плоскости поперечного сечения. Места стыка пластин в каждом смежном слое смещены друг относительно друга, и пластины собираются (шихтуются) в переплет: каждый стык пластин в одном слое перекрывается сплошными участками в смежных слоях. На рис. 15 видно, что лишь часть магнитного потока проходит через зазор, где сопротивление ему в сотни раз выше, чем в стали, а основная часть — по сплошному участку соседней пластины. Благодаря этому ток холостого хода снижается в несколько раз (по сравнению со стыковой конструкцией).

Сборку (шихтовку) магнитной системы производят в одну или две пластины, т. е. толщина слоя шихтовки равна толщине одной или двух пластин. Наименьший ток холостого хода получается при шихтовке в одну пластину, несколько больший — при шихтовке в две пластины. Дальнейшее увеличение толщины слоя (три и более пластин) нецелесообразно, так как растет площадь стыка и заметно повышается ток холостого хода.

Шихтовка в три пластины более производительна, чем в одну-две пластины, однако этот видимый «выигрыш» обманчив, поскольку завышенная реактивная мощность, определяемая током холостого хода за срок службы трансформатора (25 лет и более), вызовет потери, стоимость которых во много раз превышает экономию на время сборки.

В шихтованной магнитной системе стык отдельных пластин ярма и стержня может иметь форму прямую, косую или комбинированную.

У прямого стыка пластины имеют прямоугольную форму (рис. 16, а), у косого — пластины срезаны в месте сочленения под углом (рис. 16, б), у комбинированного — прямые и косые стыки при шихтовке чередуются (рис. 16, в).

Холоднокатаная сталь обладает, как известно, анизотропией (имеет различные магнитные свойства вдоль и поперек прокатки). Для ее экономичного использования необходимо совпадение направлений прокатки и основного магнитного потока, что достигается везде, кроме углов магнитной системы.

При использовании прямого стыка (рис. 16, а) в углах существуют зоны несовпадения направлений прокатки стали и магнитного потока (на рисунке — заштрихованный участок), в которых потери холостого хода (Вт/кг) в 2—2,5 раза превышают потери на участках, где направления прокатки и потока совпадают.

Для уменьшения потерь в углах применяют иногда двухрамную конструкцию магнитной системы с прямым стыком (рис. 16, в). Объем углов в такой конструкции снижается вдвое по сравнению с однорамной, следовательно, в 2 раза уменьшаются и потери в углах.

Зону несовпадения потока и прокатки уменьшают, используя косой срез пластин — косой стык (рис. 16, б). Косым стыком называют место сочленения пластин ярма и стержня, срезанных под углом, близким к 45° к направлению прокатки, т. е. к продольной оси пластины. Перекрывание стыков достигается взаимным смещением пластин смежных слоев по длине, в результате чего один из острых углов («ус») каждого слоя выступает над ярма-

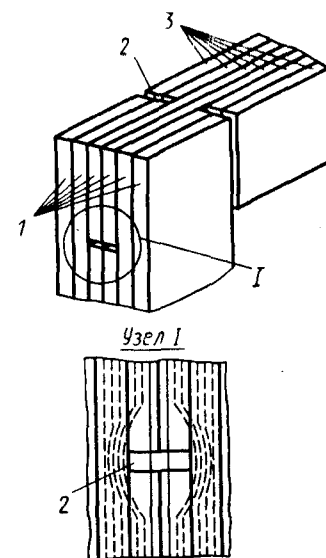


Рис. 15. Схема шихтовки магнитной системы в две пластины. Штриховыми линиями показано направление магнитного потока

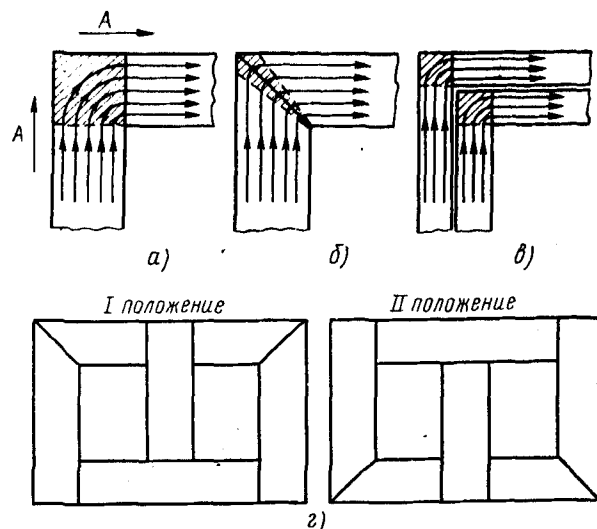


Рис. 16. Стыки стержней:

a — прямой, *б* — косой, *в* — прямой у двухфазной магнитной системы, *г* — комбинированный; *A* — направление прокатки. Заштрихованные участки обозначают зоны несовпадения магнитного потока с направлением прокатки

ми (рис. 17, в). Во избежание травм при сборке острый конец «уса» обрезают.

Пластины с косым стыком могут иметь сложную конфигурацию (рис. 17, а, б), их изготовление требует специального оборудования, а сборка магнитной системы с ними более трудоемка, чем при прямом стыке, но косой стык снижает потери холостого хода на 15—25%, поэтому его широко применяют.

Несколько большие потери холостого хода получаются в магнитной системе с комбинированным стыком. Схемы шихтовки с комбинированным стыком на крайних стержнях (I положение) и прямым на среднем стержне (II положение) были показаны на рис. 16, г.

Как видно из рисунка, пластины имеют сравнительно простую форму; смежные слои при шихтовке смещать не обязательно, «усы» отсутствуют; шихтовка лишь немногим сложнее, чем с пластинами, имеющими прямой стык.

В последние годы для трансформаторов небольшой мощности начали применять навитые (ленточные) магнитные системы из «непрерывной» стальной ленты без стыков. Название они получили по способу изготовления: их навивают (наматывают) из стальных лент соответствующей ширины.

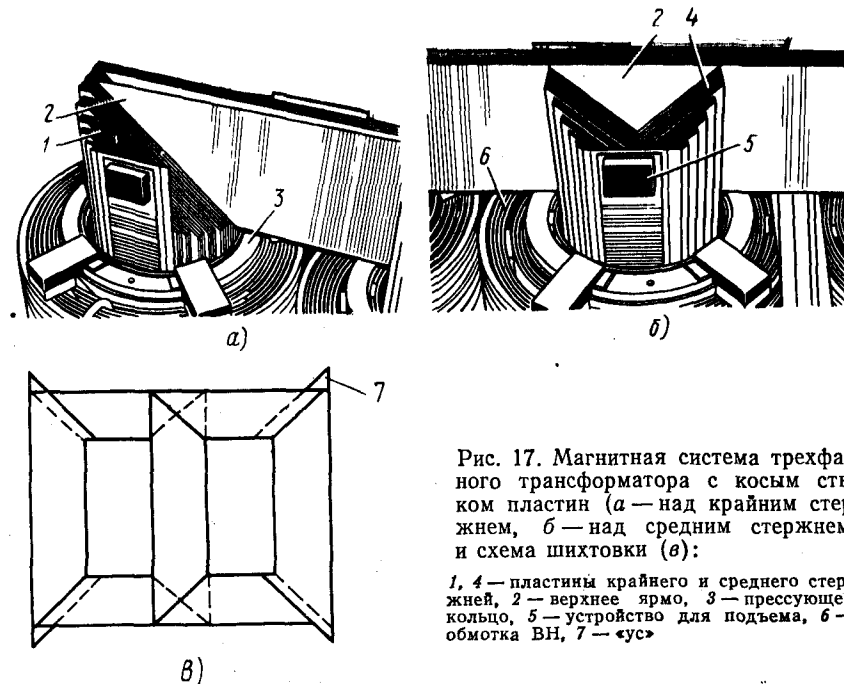


Рис. 17. Магнитная система трехфазного трансформатора с косым стыком пластин (*a* — над крайним стержнем, *б* — над средним стержнем) и схема шихтовки (*в*):

1, 4 — пластины крайнего и среднего стержней, 2 — верхнее ярмо, 3 — прессующее кольцо, 5 — устройство для подъема, 6 — обмотка ВН, 7 — «ус»

§ 19. УСТРОЙСТВА КРЕПЛЕНИЯ СТЕРЖНЕЙ И ЯРМ МАГНИТНОЙ СИСТЕМЫ

Для получения размеров, формы и наибольшего коэффициента заполнения сечения магнитной системы пластины стали должны плотно прилегать друг к другу, что достигается в процессе сборки и сохраняется в дальнейшем с помощью специальных деталей крепления. Эти детали должны создавать давление, которое «выбирает» зазоры между пластинами и обеспечивает необходимую плотность и жесткость конструкции.

При работе трансформатора в плохо опрессованной магнитной системе возникает вибрация пластин, нарушается их изоляция, растет шум. Однако запрессовка не должна быть и чрезмерной, поскольку это может увеличивать потери и ток холостого хода. Обычно детали крепления рассчитывают для создания оптимального усилия сжатия (для среднего пакета) в $(1 \div 3) \times 10^5$ Па.

Все конструктивные элементы прессовки стержней находятся внутри обмоток и поэтому должны иметь минимальные радиальные размеры. Конструкции применяемых магнитных систем отличаются способами прессовки стержней. Так, у трансформаторов мощностью 250—630 кВ·А стержни, сразу после сборки на-

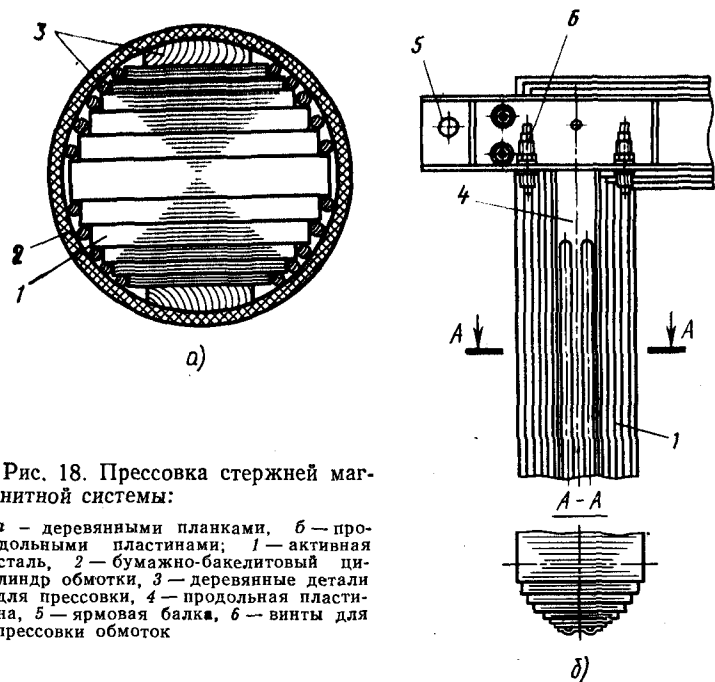


Рис. 18. Прессовка стержней магнитной системы:

а — деревянными планками, *б* — продольными пластинами; *1* — активная сталь, *2* — бумажно-бакелитовый цилиндр обмотки, *3* — деревянные детали для прессовки, *4* — продольная пластина, *5* — ярмовая балка, *6* — винты для прессовки обмоток

ходящиеся в горизонтальном положении, стягивают временными струбцинами или бандажами. При насадке обмоток (как правило, намотанных на бумажно-бакелитовых цилиндрах) струбцины снимают, а между цилиндром и стержнем устанавливают деревянные планки, жестко прессующие пластины системы (рис. 18, *а*). Для равномерной опрессовки и защиты активной стали от повреждений на стержни ставят иногда стальные пластины 4 толщиной 3—6 мм с продольными ребрами жесткости (рис. 18, *б*).

У трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и более стержни стягивают бандажами из электроизоляционного материала — стеклоленты.

Бандажи из стеклоленты (рис. 19) наматывают на стержень с помощью специального устройства, позволяющего укладывать ленту равномерно с необходимым для запрессовки натягом. Под бандаж укладывают полосу электрокартона, защищающую ленту от повреждения (надреза) острыми краями пластин. Бандаж выполняют из специальной стеклоленты, пропитанной лаком. При 100—105°C (во время сушки активной части) лак полимеризуется и бандаж получается монолитным и прочным.

К основным элементам прессующих конструкций ярм относят ярмовые балки и стягивающие детали — шпильки, полу-

бандажи, ярмовые бруски. Ярмовые балки выполняют две основные функции: служат для прессовки ярма и одновременно опорой для обмоток. Они воспринимают усилия в обмотках при коротком замыкании и обеспечивают их осевую запрессовку после насадки на стержень. Кроме того, за ярмовые балки поднимают собранный остов и активную часть трансформатора. Наконец, ярмовые балки используют для раскрепления активной части в баке на время перевозки трансформатора; к ним крепят отводы, встроенные узлы переключающего устройства, реактор (при его наличии) и другие элементы активной части.

Ярмовые балки должны обладать необходимой прочностью и нередко иметь сложную фасонную форму.

Для прессовки ярм трансформаторов мощностью до 630 кВ·А, как правило, достаточно прессующих шпилек, вынесенных за активное сечение (рис. 20, *б*). Чтобы шпильки *1* не замкнулись на активную сталь ярма *3*, их изолируют бумажно-бакелитовыми трубками *2*. У более мощных трансформаторов шпильки дополняют специальными полубандажами, охватывающими ярма (рис. 20, *а*). Полубандаж представляет собой стальную ленту 7 шириной 40—80 мм и толщиной 3—6 мм. К концам ленты приваривают шпильки, которые пропускают через отверстия в пластинах ярмовых балок. Шпильки изолируют от балок шайбами *11* и трубками *2*, а стальную ленту — прокладкой *6*, выполненной из полосы электрокартона с загнутыми краями (коробочкой).

В трансформаторах мощностью более 10 000 кВ·А на торцах магнитной системы вместо шпилек ставят ярмовые бруски *13* (рис. 20, *в*), упирающиеся в основной пакет стержня. Бруски изолируют специальной подкладкой *14*.

Чтобы бандаж не образовал замкнутого витка (из двух балок и полубандажей может образоваться контур, охватывающий весь основной магнитный поток), его разрывают изоляционными шайбами *10* и *11*. У некоторых трансформаторов на балки ставят прокладки из электроизоляционного материала, например стеклотекстолита, обладающего большой механической прочно-

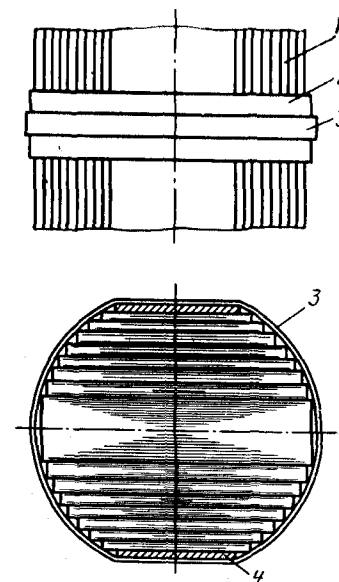


Рис. 19. Прессовка стержней бандажами из стеклоленты:

1 — стержень магнитной системы, *2* — полоса электрокартона, *3* — бандаж из стеклоленты, *4* — продольная пластина

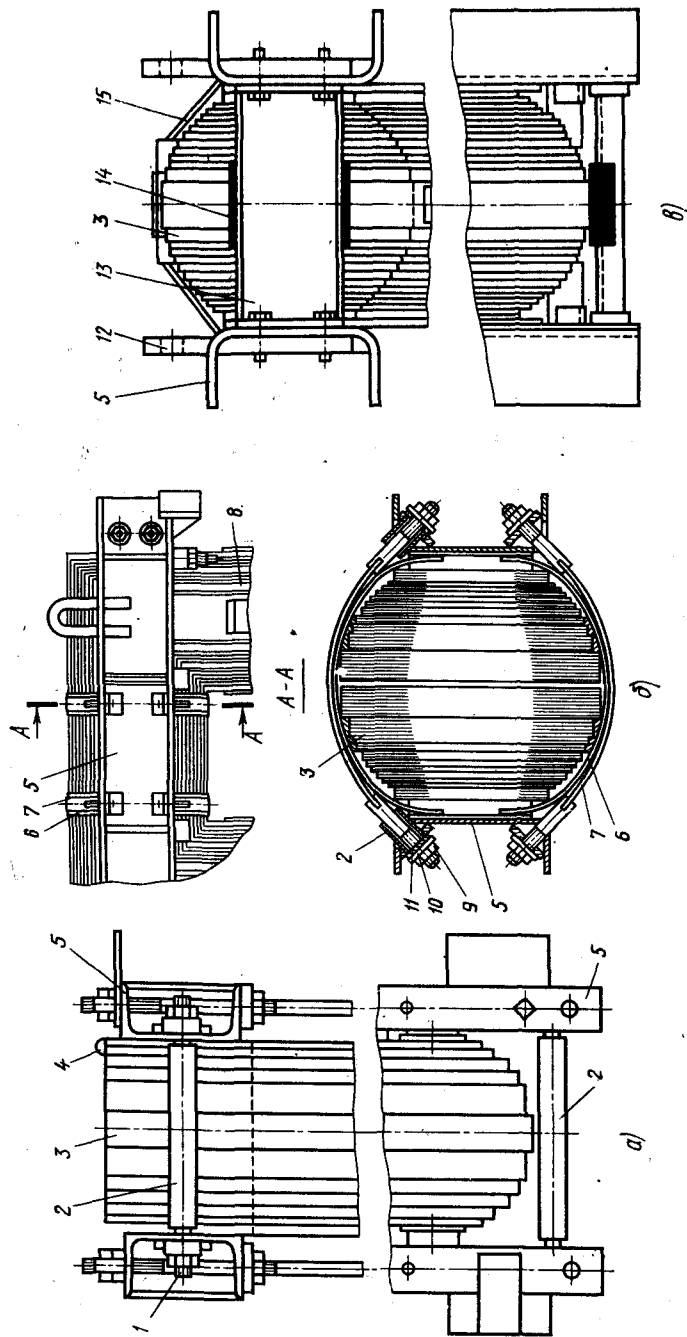


Рис. 20. Прессовка яра:

а — шпильками, б — полубандажами, в — ярмовыми брусками, г — прессующая шпилька; 1 — прессующая трубка, 2 — изолирующая лента, 3 — стальная лента, 4 — стальная лента, 5 — стальная лента, 6 — стальная лента, 7 — стальная лента, 8 — стальная лента, 9 — стальная лента, 10 — стальная лента, 11 — стальная лента, 12 — стальная лента, 13 — стальная лента, 14 — стальная лента, 15 — стальная лента.

стью. Прокладки фиксируют необходимое положение полубандажа и одновременно «разрывают» виток.

§ 20. РАЗГРУЗКА ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ И ЗАЗЕМЛЕНИЕ МАГНИТНОЙ СИСТЕМЫ

На магнитную систему трансформатора воздействуют механические нагрузки, возникающие при подъеме и перевозке активной части, осевой запрессовке обмоток и коротких замыканиях. Эти усилия «растягивают» стержни, стремясь «оторвать» от них яра, вызывают смещение пластин и увеличивают зазоры в стыках, потери и ток холостого хода. Поэтому механические нагрузки в магнитной системе нежелательны, и их следует избегать.

Существует немало конструкций устройств, разгружающих активную сталь. Одно из них — жесткая рама, образованная нижними 1 и верхними 4 ярмовыми балками и соединяющими их вертикальными шпильками 3 (рис. 21). Шпильки и балки рассчитаны на суммарные осевые усилия, возникающие в транс-

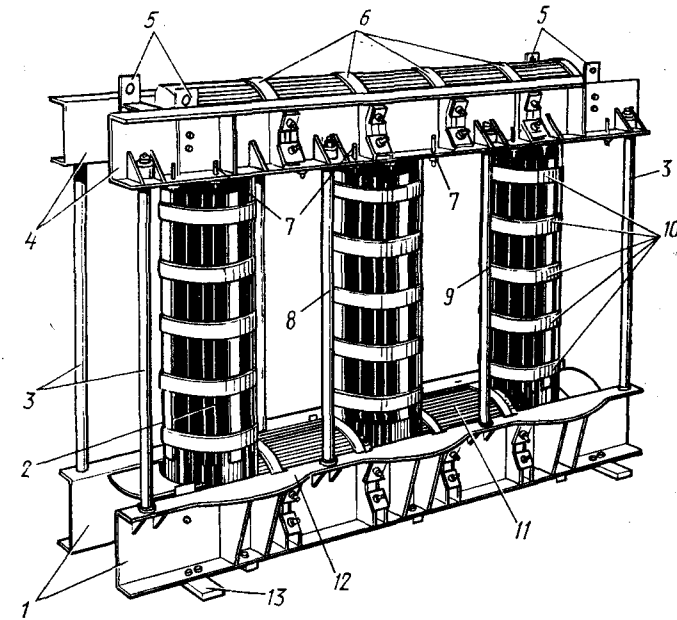


Рис. 21. Остов трансформатора с прессующими шпильками:

1, 4 — нижние и верхние ярмовые балки, 2 — стержень, 3 — связывающие шпильки с бумажно-бакелитовыми трубками на крайних стержнях, 5 — подвешивающие планки, 6 — полубандажи, 7 — винты для прессовки обмоток, 8, 9 — связывающие шпильки между стержнями, 10 — стеклосланца, 11 — нижнее яро, 12 — фасонные полки для опоры обмоток, 13 — стальные опорные пластины

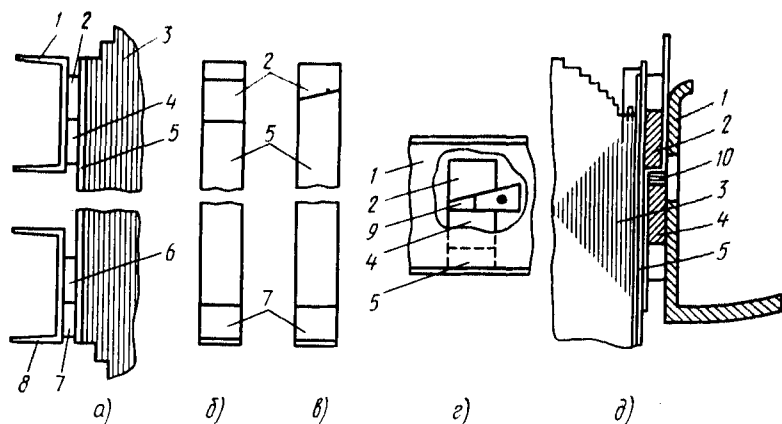


Рис. 22. Соединение яровых балок вертикальными упорными пластинами:

а — общий вид, б — с прямым упором, в — с косым упором, г — в виде клина, д — с изолированными прокладками; 1, 8 — верхняя и нижняя яровые балки, 2, 7 — упорные пластины, приваренные к вертикальной пластине, 3 — магнитная система, 4, 6 — упорные пластины, приваренные к яровым балкам, 5 — вертикальные пластины, 9 — стальной клин, 10 — электроизоляционная прокладка

форматоре. Обычно вертикальные шпильки размещают снаружи обмоток и изолируют бумажно-бакелитовыми трубками.

В трансформаторах с наружными обмотками 110 кВ и выше вместо шпилек применяют вертикальные пластины, которые располагают вдоль стержня между активной сталью и обмоткой. Пластины выполняют несколько функций: соединяют яровые балки, обеспечивают равномерное сжатие стержней, защищают их наружные пакеты от повреждений и воспринимают усилия при подъеме активной части. Иногда пластины применяют в небольших трансформаторах с обмотками ВН 35 кВ и ниже, в которых установка шпилек по конструктивным соображениям нежелательна. Вертикальные пластины имеют по две приваренные по концам упорные пластины, которым соответствуют такие же пластины, приваренные к яровым балкам. Принцип действия устройства показан на рис. 22, а—д. Пластины 4 и 6 (рис. 22, а, д), приваренные к верхней 1 и нижней 8 яровым балкам, должны плотно, без зазоров соединяться с такими же упорными пластинами 2 и 7 (рис. 22, б, в). Это соединение требует очень точной приварки упорных пластин. Ошибки, особенно в трехстержневом магнитопроводе, приводят к неравномерной нагрузке на пластины 5 того или иного стержня, исключая из работы одну из них. Так, ошибка в приварке пластины 2 (над средним стержнем) на несколько миллиметров снимает нагрузку с соответствующей вертикальной пластины 5 и передает ее на

две крайние. Для компенсации отклонений пластину 2 иногда срезают под острым углом, а перемещаемый по пластине 4 яровой балки специальный стальной клин плотно, без зазоров соединяет все детали устройства (рис. 22, г).

В мощных трансформаторах вертикальные пластины 5 изолируют от яровых балок электроизоляционными прокладками 10 (рис. 22, д), что позволяет «разорвать» контуры, по которым могут замыкаться циркулирующие токи, вызываемые потоками рассеяния. Для сборки такая конструкция представляет трудности: вертикальные пластины 5 находятся под обмотками, поэтому после зашихтовки яра и установки яровых балок узел сочленения вообще закрыт, что усложняет выравнивание балок. Для визуального контроля в стенке балок делают специальные отверстия, через которые проверяют правильность сочленения упорных пластин.

Конструкции с вертикальными шпильками лишены этих недостатков: шпильки размещаются снаружи обмоток, доступны и позволяют свободно регулировать положение яровых балок.

Во время работы в металлических частях трансформатора возникает определенный потенциал, наведенный электрическим полем обмоток. Если он превысит электрическую прочность промежутков между металлическими заземленными и незаземленными элементами конструкции, то возникнет пробой промежутков. Известно, что электрические разряды разлагают масло, а их характерное потрескивание легко принять за пробой в изоляции обмоток. Чтобы избежать разрядов, остов заземляют, т. е. всем его металлическим деталям сообщают один и тот же потенциал — потенциал «земли». Заземлению подлежат активная сталь, яровые балки, вертикальные шпильки (пластины) и другие детали, составляющие остов трансформатора.

Остов устанавливают на дне бака на стальных опорных пластинах 13 (см. рис. 21), которые связывают нижние балки и имеют хороший контакт с дном, т. е. надежно заземлены. Обе верхние 4 яровые балки соединяются с нижними 1 вертикальными шпильками 3 (пластинами), а между собой — горизонтальными шпильками или брусками, прессующими яра. Поэтому для заземления активной стали достаточно на верхнем (рис. 23) и нижнем ярах установить по одной перемычке (шинке), кото-

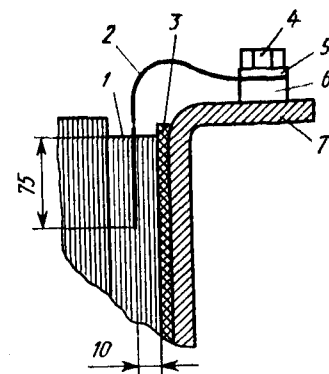


Рис. 23. Конструкция заземления магнитной системы в трансформаторах мощностью до 6,3 МВ·А:

1 — активная сталь, 2 — заземляющая шинка, 3 — электрокартонная прокладка, 4 — болт, 5 — стопорная шайба, 6 — бобышка, приваренная к балке, 7 — яровая балка

рые гальванически соединяют ее с балками. Если пакеты активной стали разделены каналами с изоляционными прокладками, то их дополнительно соединяют шинками 2. Чтобы шинки не замкнули активную сталь (торцы пластин не имеют изоляции), ее защищают электрокартонными полосками или коробочкой. Заземляющую шинку обычно изготавливают из медной луженой ленты сечением $0,3 \times 40$ мм. Один конец шинки 2 до запрессовки ярма закладывают на глубину 75 мм между листами стали, другой присоединяют к ярмовой балке 7. Применяют и другие схемы заземления магнитной системы.

§ 21. ИЗОЛЯЦИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Электрическая прочность — важнейшая характеристика трансформатора — определяет его надежность в эксплуатации и обеспечивается соответствующим устройством изоляции обмоток, отводов и других частей трансформатора, находящихся под напряжением, от заземленных элементов конструкции.

Заземленными частями конструкции являются остои и бак, в котором размещается активная часть трансформатора.

В СССР трансформаторы изготавливают с обмотками стандартных классов напряжения — 3, 6, 10, 20, 35, 110 кВ и т. д. Для каждого класса установлены наибольшие рабочие напряжения (частоты 50 Гц), длительное воздействие которых не нарушает электрическую прочность изоляции. Например, для классов напряжения 6 кВ это 7,2 кВ, для 10 кВ — 12 кВ, для 110 кВ — 126 кВ и т. д.

Напряжения, воздействующие на изоляцию. В эксплуатации на трансформатор длительно воздействует номинальное рабочее напряжение, на которое он рассчитан. Однако под влиянием различных причин напряжение на короткое время может значительно превысить даже наибольшее рабочее, что создает опасность для изоляции трансформатора и заставляет принимать меры для ее усиления и защиты.

Напряжения, которые превосходят наибольшее рабочее напряжение и опасны для изоляции, называют *перенапряжениями*. Различают внутренние и внешние перенапряжения. Внутренние перенапряжения возникают при включении или отключении трансформатора, аварийном отключении какого-либо элемента электрической сети (двигателей, генераторов, других трансформаторов), несимметричном режиме работы и т. д. Внешние перенапряжения возникают в результате электрических разрядов (молний). При прямом ударе молнии, например в опору линии электропередачи, возникает ток главного разряда, создающий напряжение, равное силе тока, умноженной на сопротивление, которое он встречает. Это напряжение во много раз превосходит внутренние перенапряжения.

Перенапряжение может появиться и при разряде молнии в землю вблизи линии электропередачи. Такие перенапряжения называют наведенными или индуктированными. Как при прямом ударе молнии, так и при разряде вблизи линии вдоль проводов в обе стороны от места разряда будет распространяться волна высокого потенциала. Достигнув подстанции, волна вызовет на ее шинах значительные перенапряжения, которые будут воздействовать на трансформаторы. Эти внешние перенапряжения, несмотря на их ничтожную длительность, измеряемую микросекундами, являются наиболее опасными для изоляции трансформатора.

Волны внешних перенапряжений воздействуют, в первую очередь, на изоляцию «входных» витков и катушек, при этом вся «входная» (начальная) часть обмотки оказывается под действием максимальных градиентов, т. е. максимальной разности потенциалов между соседними витками и катушками. Эти максимальные напряжения проникают в глубину обмотки и во много раз превышают напряжения, действующие на витки и катушки в нормальном режиме работы, поэтому атмосферные перенапряжения особенно опасны для межкатушечной и межвитковой изоляции обмоток.

Итак, требования к прочности изоляции трансформатора определяются номинальным напряжением сети, а также внешними и внутренними перенапряжениями.

Виды изоляции. В трансформаторе различают внутреннюю и внешнюю изоляции.

Внешней называют изоляцию снаружи бака трансформатора. Изолирующей средой для нее является воздух, а ее электрическая прочность зависит от атмосферных условий (давления, температуры, влажности и осадков). К внешней относят и воздушную изоляцию между вводами обмоток и наружными элементами конструкции (расширителем, патрубками, газовым реле), а также внешние поверхности вводов ВН и НН.

Внутренней называют изоляцию токопроводящих частей (обмоток, отводов, переключателей) между собой внутри бака и заземленными частями трансформатора. Изолирующей средой для нее является трансформаторное масло (или другой жидкий диэлектрик), твердый диэлектрик или их комбинация. К внутренней относят главную и продольную изоляцию обмоток.

Изоляция обмотки от остова и других обмоток, гальванически не соединенных с ней, называют *главной*, а между частями одной и той же обмотки (соседними витками, катушками, слоями) — *продольной*. Твердую изоляцию выполняют в виде покрытий, изолирования и барьеров.

Покрытием называют сравнительно тонкий (не более 1—3 мм) слой изоляции (бумага, лак), плотно охватывающий проводник, например витковая изоляция обмоточных проводов.

Изолирование отличается от покрытия большей толщиной слоя изоляции (до десятков миллиметров), улучшающей распределение электрического поля вокруг проводника, например бумажная (или лакотканевая) изоляция концов внутренней обмотки трансформатора.

Барьерами называют прямые или фасонные перегородки из электрокартона, бумажно-бакелитовых цилиндров или трубок, разделяющих масляные промежутки между токопроводящими и заземленными частями трансформатора. Изоляцию, состоящую из масляных промежутков, разделенных барьерами, называют *маслобарьерной*. Главную изоляцию обмоток выполняют, как правило, маслобарьерной, а продольную — чисто масляной (катушки между собой) или твердой (между соседними витками).

Факторы, влияющие на электрическую прочность изоляции. При эксплуатации изоляция трансформатора должна выдерживать, не разрушаясь, электрические и тепловые воздействия, механические усилия при коротком замыкании, а также быть стойкой к химическим процессам, которые могут возникнуть из-за содержания в ней посторонних примесей, влаги и воздействия повышенной температуры.

От качества сборки во многом зависит способность изоляции сохранять электрическую прочность. Сборщик трансформаторов должен знать, что любая небрежность при установке изоляционных деталей, монтаже обмоток или отделке активной части может стать причиной повреждения изоляции. Обрыв полоски бумаги, изолирующей обмоточный провод, может вызвать витковое замыкание, недостаточная толщина изоляции, наложенной на конец обмотки, — пробой главной изоляции, посторонние предметы (волокна ткани, куски бумаги, пыль, грязь, влага) — загрязнение масла. Посторонние примеси, воздух, влага создают «мостики», по которым возможен пробой изоляции, что резко снижает электрическую прочность масла.

Очень вредными являются воздушные включения в изоляции, возникающие после заполнения бака маслом в различных полостях и «лабиринтах» внутренней изоляции. Под воздействием электрического поля в местах скопления воздуха возникают разряды, постепенно разрушающие органическую изоляцию. Необходимо удалить воздушные включения, для чего трансформатор перед испытаниями (или включением в работу) прогревают, и воздух, расширяясь, покидает изоляцию.

Конструкция изоляции и ее деталей. Конструкция главной и продольной изоляций обмоток различается в зависимости от мощности и класса напряжения трансформатора. Однако принципиальное строение изоляции и типовые элементы конструкции одинаковы для большинства трансформаторов со стержневой магнитной системой. Размещение обмоток и основных

изоляционных деталей трехфазного трансформатора показано на рис. 24. Обмотки высшего 5 и низшего 21 напряжений намотаны на бумажно-бакелитовые цилиндры 7 и 19, которые кроме механической опоры выполняют роль барьеров, изолирующих обмотку НН от магнитной системы обмотки ВН и НН друг от друга. Другим элементом главной изоляции служит концевая изоляция обмоток — это изоляционные детали и конструкции, изолирующие торцевые части обмоток от ярма, ярмовых балок и стальных прессующих колец. На рис. 24 концевой изоляцией являются уравнильная 1, нижняя 3 и верхняя 9 ярмовые изоляции. Уравнильная изоляция выравнивает плоскости ярма и ярмовой балки, создавая надежную опору для обмоток. Ее изготовляют из электрокартона в виде полуколец и сегментов с прокладками или дерева для трансформаторов мощностью до 6,3 МВ·А.

Ярмовую изоляцию трансформаторов выполняют в виде шайбы из электрокартона (рис. 25, и, к) с прикрепленными или приклеенными к ней с двух сторон прокладками 2, образующими каналы для прохода масла к ярму и обмоткам. Обычно число каналов соответствует числу и расположению прокладок между катушками обмоток. Прокладки 2 прикрепляют к шайбе 1 «заклепками» из электрокартона. Во избежание снижения электрической прочности прокладки сверлят не насквозь, а лишь на часть толщины. Для

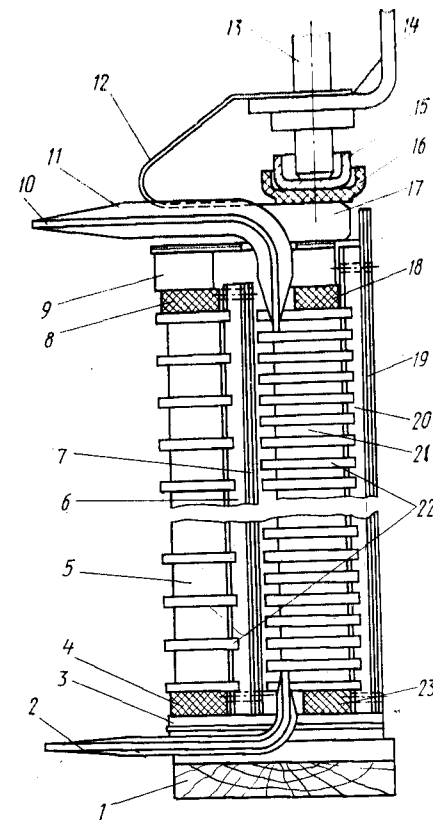


Рис. 24. Расположение обмоток и изоляции трансформатора мощностью 6,3 МВ·А (разрез):

1 — уравнильная изоляция, 2, 10 — нижний и верхний концы обмотки НН, 3, 9 — нижняя и верхняя ярмовые изоляции, 4, 8 — нижнее и верхнее опорные кольца обмотки ВН, 5, 21 — обмотки ВН и НН, 6 — опорный клин (рейка) обмотки ВН, 7, 19 — цилиндры, 11 — бумажная изоляция верхнего конца обмотки НН, 12 — шпика заземления прессующего кольца, 13 — прессующий винт, 14 — ярмовая балка, 15, 16 — стальной и изоляционный стаканы, 17 — прессующее кольцо, 18, 23 — верхнее и нижнее опорные кольца обмотки НН, 20 — клин (рейка), 22 — прокладка между катушками

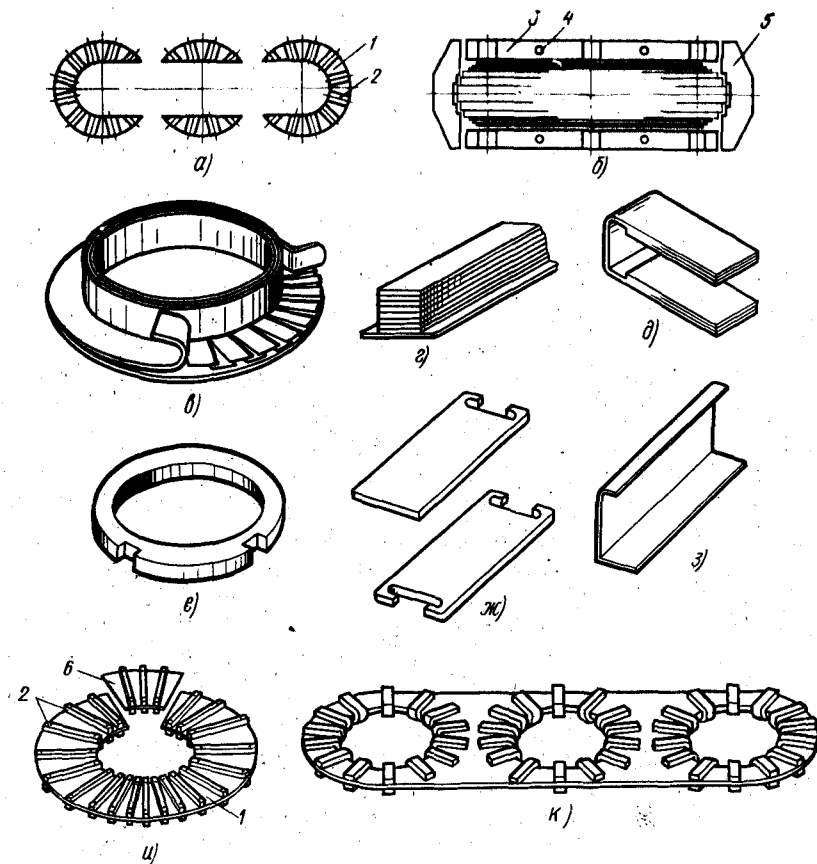


Рис. 25. Детали изоляции силовых трансформаторов:

а и б — электрокартонная и деревянная уравнивательные изоляции трансформаторов, в — угловая шайба, г — клин (рейка), д — двойная прокладка, е — опорное кольцо, ж — прокладка между катушками, з — барьер, и — ярмовая изоляция, к — нижняя ярмовая изоляция; 1 — шайба из листового электрокартона, 2 — прокладки из прессованного электрокартона, 3, 5 — деревянные детали, 4 — отверстие для прессующих шпильки, 6 — сегмент ярмовой изоляции

прохода концов внутренних обмоток в шайбе 1 делают вырезы, а в мощных трансформаторах ее разрезают, выделяя сегмент 6 в зоне выхода концов.

Для обмоток 110 кВ и выше обязательным элементом концевой изоляции является угловая шайба (рис. 25, в), которая представляет собой кольцевой Г-образный барьер, охватывающий край обмотки. Цилиндрическая и горизонтальная части угловой шайбы затрудняют развитие электрического пробоя как в радиальном направлении, так и в сторону ярма. На рис. 25

показаны различные детали изоляции обмотки: между отдельными катушками (рис. 25, ж, д) обмотки и между соседними обмотками (рис. 25, з, а).

§ 22. ОБМОТКИ

Проводник, который однократно охватывает стержень магнитной системы и в котором наводится эдс под действием магнитного поля трансформатора, называют *витком*. Виток является основным элементом обмотки и состоит из одного или нескольких параллельных проводов.

Совокупность витков, образующих электрическую цепь, в которой суммируются эдс, наведенные в отдельных витках, называют *обмоткой трансформатора*. Обмотка состоит из витков и изоляционных деталей, защищающих их от электрического пробоя, препятствующих их смещению под действием электромагнитных сил и создающих каналы для охлаждения.

Обмотки трансформаторов отличаются взаимным расположением на стержне, направлением и способом намотки, числом витков, классом напряжения, схемой соединения концов обмоток между собой. Начала и концы обмоток НН трехфазных трансформаторов обозначают буквами *a, b, c* (начала) и *x, y, z* (концы), обмоток ВН — соответственно *A, B, C* и *X, Y, Z*, обмотки СН — соответственно *A_m, B_m, C_m* и *X_m, Y_m, Z_m*.

По взаимному расположению на стержне обмотки разделяют на концентрические и чередующиеся.

К *концентрическим* относят обмотки, изготовленные в виде цилиндров и расположенные одна в другой на стержне (рис. 26, а). В *чередующихся* обмотках их отдельные части ВН и НН расположены поочередно одна под другой в осевом направлении на стержне (рис. 26, б). Чередующаяся обмотка обычно подразделяется на симметричные группы, каждая из которых состоит из одной или нескольких частей обмотки ВН и расположенных по обе стороны от них частей обмотки НН. Из отдельных групп при больших токах могут быть легко образованы параллельные цепи. Чередующиеся обмотки применяют только в специальных (например, электропечных, испытательных) трансформаторах.

Наиболее распространены концентрические обмотки. Обычно первой на стержне располагают обмотку НН, но возможны и другие варианты, когда первой размещают обмотку СН, регулировочную РО или даже ВН.

По конструкции и способу намотки различают обмотки цилиндрические (одно- или многослойные), катушечные и винтовые. Существуют также одно- или двухвитковые листовые и шинные обмотки, используемые в специальных трансформаторах с большими вторичными токами.

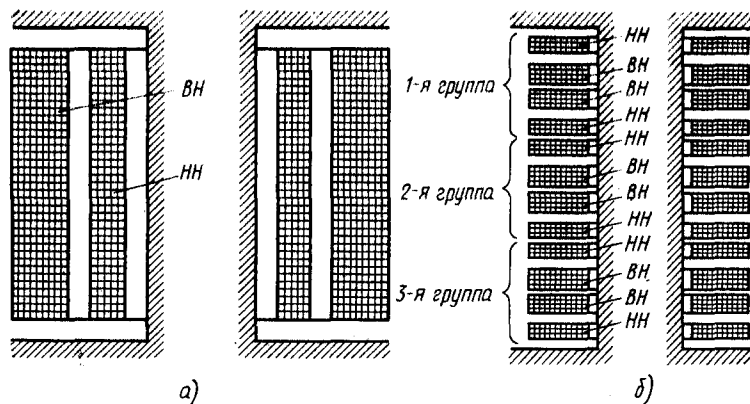


Рис. 26. Концентрические (а) и чередующиеся (б) обмотки

Ряд витков, намотанных на цилиндрической поверхности, называют *слоем обмотки*. В одном слое может быть от одного до нескольких десятков витков, а в витке — до шести — восьми и более параллельных проводов.

Обмотку, состоящую из расположенного на цилиндрической поверхности слоя витков без интервалов, т. е. вплотную друг к другу, называют *однослойной цилиндрической* (рис. 27, а), а состоящую из двух (или более) концентрически расположенных слоев — *двухслойной (многослойной) цилиндрической* (рис. 27, б, в).

Витки двух- и многослойных обмоток имеют одинаковые развернутую длину и положение по отношению к полю рассеяния трансформатора. Переход из слоя в слой выполняют без обрыва провода в конце каждого слоя, при этом направление намотки слоев меняется. Двухслойную обмотку обычно наматывают из прямоугольного провода плашмя, но можно и на ребро. Для выравнивания винтовой поверхности к крайним виткам прикрепляют разрезные бумажно-бакелитовые кольца (в виде «клина»), которые придают обмотке форму цилиндра. Кольца 2 (рис. 27, а) предохраняют витки от механических повреждений и создают опорную поверхность обмотки. Между слоями двухслойной обмотки (рис. 27, б) устанавливают изоляцию из бумаги (электрокартона) или размещают равномерно по окружности несколько реек (клиньев) 5, образующих вертикальный охлаждающий канал.

Одно- и двухслойные цилиндрические обмотки применяют в качестве обмоток НН в трансформаторах мощностью менее 630 кВ·А. Многослойная цилиндрическая обмотка (рис. 27, в) наматывается, как правило, из провода круглого сечения. Витки обмотки плотно укладывают друг к другу с переходами из

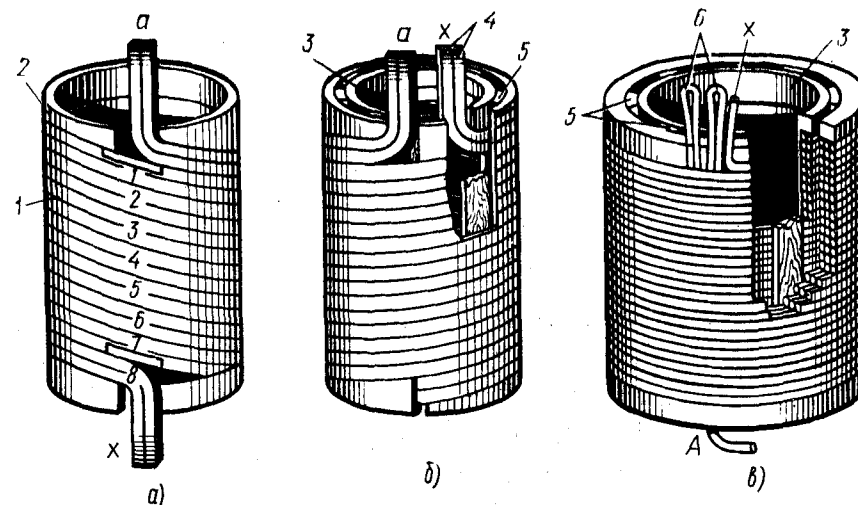


Рис. 27. Цилиндрические обмотки:

а — однослойная, б — двухслойная, в — многослойная из провода круглого сечения; 1 — витки прямоугольного провода, 2 — разрезные выравнивающие кольца, 3 — бумажно-бакелитовый цилиндр, 4 — конец внутреннего слоя обмотки, 5 — вертикальные рейки, 6 — внутренние ответвления обмотки

слоя в слой. Первый слой наматывают на бумажно-бакелитовый цилиндр 3. Между последующими слоями размещают кабельную бумагу. Для улучшения охлаждения между некоторыми слоями обмотки делают осевой канал с помощью дистанцирующих прокладок из электрокартона или бука. Такие многослойные цилиндрические обмотки применяют в качестве обмоток ВН для масляных трансформаторов мощностью до 400 кВ·А при напряжении до 35 кВ.

По направлению намотки, подобно резьбе винта, различают обмотки левые и правые. Это относится к цилиндрическим, катушечным и винтовым обмоткам.

В многослойных слоевых обмотках направление всей обмотки считается по направлению ее первого внутреннего слоя (рис. 28, а, б).

Группу последовательно соединенных витков, наматываемую в виде плоской спирали и отделенную от других таких же групп, называют *катушкой*, а обмотку, состоящую из ряда катушек, расположенных в осевом направлении, — *катушечной*. Катушечные обмотки могут быть дисковыми и непрерывными.

Дисковая обмотка набирается из отдельно намотанных катушек, которые затем соединяют друг с другом электропайкой или другим способом.

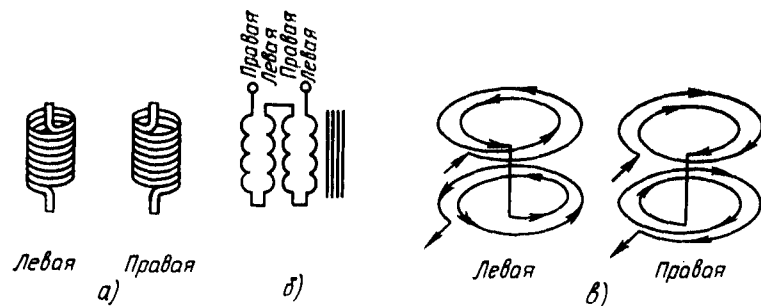


Рис. 28. Направление намотки обмоток:

а — однослойной цилиндрической, б — многослойной цилиндрической, в — непрерывной

Катушки считаются левыми, если провод от верхнего наружного конца укладывается против часовой стрелки, и правыми, если провод укладывается по часовой стрелке (рис. 28, в).

Непрерывная обмотка (рис. 29, а) наматывается без разрывов, т. е. переход из одной катушки в другую производится без паяк (рис. 29, в). Для этого при намотке перекладывают витки каждой нечетной катушки так, чтобы один переход 5 (из катушки в катушку) был снаружи обмотки, а другой 8 — внутри. Катушки непрерывной обмотки наматывают на рейки 2, образующие вертикальный канал вдоль внутренней поверхности обмотки. На рейках закрепляют прокладки 4, создающие горизонтальные каналы между катушками (рис. 29, б). Иногда рейки 7 ставят и вдоль наружной поверхности обмотки.

В витках обмотки может быть несколько (от одного до шести) параллельных проводов. При двух и более проводах приходится выравнивать их длины и положение в магнитном поле рассеяния, для чего провода меняют местами, т. е. делают их транспозицию (перестановку). Транспозиция параллельных проводов в непрерывной обмотке выполняется в процессе намотки на каждом переходе из катушки в катушку. Как правило, в одном пролете между двумя соседними прокладками (в одном «поле») делают переход одним параллельным проводом. В местах перехода провод изгибается на ребро, и его изоляция в этом месте нередко повреждается. После изгиба ее обязательно восстанавливают, а сам провод надежно изолируют от соседних катушек (рис. 29, г).

Непрерывные обмотки могут изготавливаться с ответвлениями для регулирования напряжения. Обычно ответвления делают от наружных витков, чтобы между двумя соседними ответвлениями заключались витки, соответствующие одной ступени регулирования.

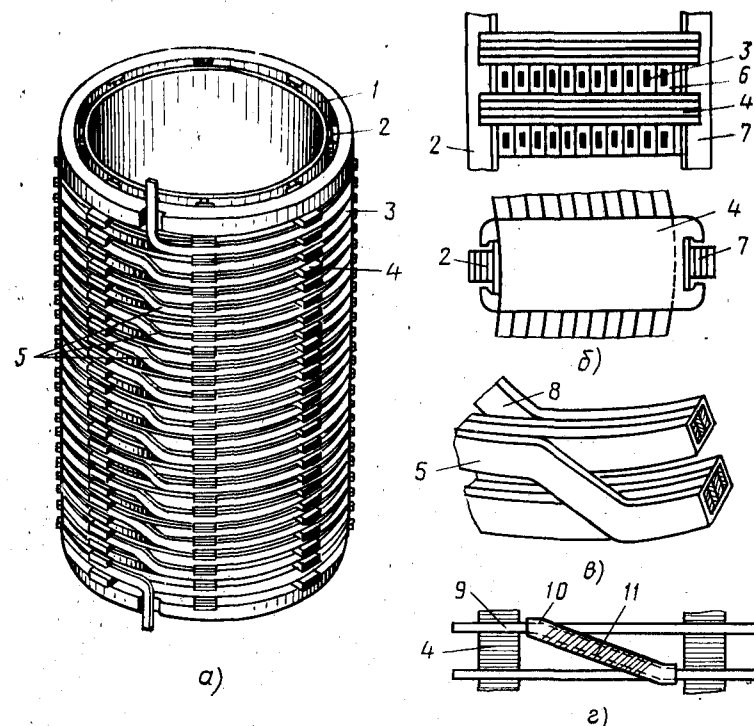
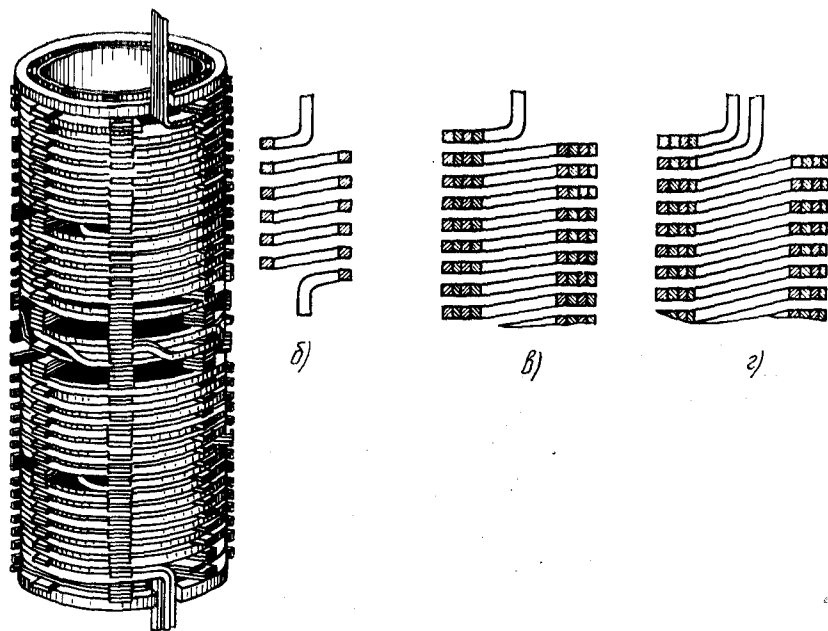


Рис. 29. Непрерывная катушечная обмотка:

а — общий вид, б — прокладки и рейки в обмотке, в — переходы, г — изоляция перехода; 1 — цилиндр, 2, 7 — внутренняя и наружная рейки, 3 — провод, 4 — прокладки, 5, 8 — наружные и внутренние переходы проводов, 6 — изоляция провода, 9 — провод верхней катушки, 10 — коробка из электрокартона, 11 — киперная лента

Преимуществом непрерывной катушечной обмотки (кроме отсутствия разрывов при намотке) является ее большая опорная поверхность и, следовательно, устойчивость к осевым усилиям при коротком замыкании. Другое преимущество — относительно свободный проход масла как вдоль поверхности, так и поперек (в горизонтальные каналы между катушками). Хорошее охлаждение позволяет увеличивать мощность обмотки, не опасаясь теплового нарушения ее изоляции. Благодаря указанным преимуществам непрерывные обмотки широко применяют в трансформаторах различных мощностей и напряжений.

Винтовые обмотки (рис. 30, а—г) могут быть одноходовыми и двухходовыми (многоходовыми). Одноходовая винтовая обмотка (рис. 30, а) состоит из ряда витков, которые следуют один за другим по винтовой линии с каналами между ними. В каждый виток входит один или несколько параллельных про-



а)

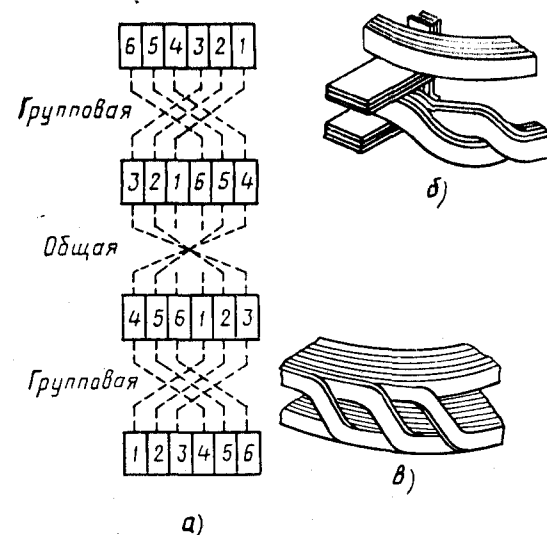
Рис. 30. Винтовая обмотка:

а — общий вид, б — одноходовая из одного провода в витке, в — одноходовая из четырех проводов в витке, г — двухходовая

водов, укладываемых в один ряд вплотную друг к другу в радиальном направлении (рис. 30, б, в).

Двухходовая (многоходовая) винтовая обмотка состоит из двух (или более) одноходовых обмоток, намотанных одна в другую (рис. 30, г). Каждый такой «ход» может включать до 40 параллельных проводов. Вертикальный канал вдоль внутренней поверхности обмотки и каналы между ее витками образуются такими же рейками и прокладками, как и у непрерывной обмотки.

Витки винтовой обмотки состоят, как правило, из большого числа параллельных проводов, расположенных концентрически и на разном расстоянии от ее оси, поэтому провода, находящиеся ближе к оси, будут короче, а более удаленные — длиннее. Разница в длине и положении проводов в поле рассеяния вызывает неравенство их электрических и индуктивных сопротивлений. Разные сопротивления приводят к неравномерному распределению тока между ними, т. е. к перегрузке по току и увеличению потерь в одних и недогрузке в других проводниках. Для выравнивания



а)

Рис. 31. Схема транспозиции одноходовой обмотки из шести проводов:

а — общий вид, б и в — групповая и общая транспозиция

направления распределения тока и, следовательно, снижения добавочных потерь в винтовых обмотках выполняют различные виды транспозиций.

В одноходовой обмотке (обычно с числом проводов в витке до 12) используют комбинацию из двух транспозиций (рис. 31, а): групповой, когда провода в витке разделяют на две группы и обе группы меняют местами (рис. 31, б), и общей, когда изменяется взаимное расположение всех параллельных проводов (рис. 31, в). Если в одноходовой обмотке имеется 12, 16 и более параллельных проводов, то применяют равномерно распределенную транспозицию (Бюда), позволяющую еще больше снизить добавочные потери.

В двухходовой винтовой обмотке (см. рис. 30, г) все провода обмотки оказываются одинаково расположенными по отношению к продольному (осевому) полю рассеяния.

Торцовая поверхность винтовой обмотки обладает устойчивостью к осевым усилиям при коротком замыкании, хорошей механической прочностью и достаточной поверхностью охлаждения. Ее широко применяют для обмоток НН с небольшим числом витков и значительными вторичными токами в трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и более.

Все силовые трансформаторы должны выдерживать без повреждений и остаточных деформаций внезапные внешние короткие замыкания. Наибольшая продолжительность короткого замыкания на зажимах трансформатора не должна превышать нескольких секунд. Установлено, что большинство разрушений обмоток силовых трансформаторов при внешних коротких замыканиях происходит от действия осевых электромагнитных сил. Для защиты от механического разрушения обмотки закрепляют с помощью осевой прессовки, создающей одновременно механическую стойкость их и при воздействии радиальных сил.

Существует два способа осевой прессовки обмоток: вертикальными шпильками и ярмовыми балками; прессующими (нажимными) кольцами и винтами.

При прессовке вертикальными шпильками и ярмовыми балками (рис. 32, а) завинчиванием гаек 2 на стальных вертикальных шпильках 4, закрепленных на нижних ярмовых балках 7, осаживают вниз верхние ярмовые балки 3, сжимая до получения требуемой высоты обмотки НН и ВН всех фаз вместе с ярмовой и уравнивающей изоляцией, при этом во избежание ослабления прессовки навинчивают на шпильки контргайки 1. Вертикальные шпильки устанавливают на концах балок или в пролетах между фазами (по четыре на трансформатор). Ярмо стягивают балками после прессовки обмоток.

Однако этот способ применяют только для трансформаторов I и II габаритов. Благодаря особенностям их конструкции осевые размеры обмоток выдерживаются с большой точностью, а витковая и концевая изоляции имеют относительно небольшие размеры. Поэтому их усадка после сушки и в процессе эксплуатации трансформатора незначительна, и обмотки удерживаются в хорошо опрессованном состоянии.

У трансформаторов III габарита и выше изоляционные детали обмоток (витковая изоляция, прокладки), их концевая и главная изоляции занимают значительную долю высоты окна магнитной системы, что не позволяет получить одинаковую усадку, а следовательно, высоту обмоток и изоляции при изготовлении и сборке.

Равномерность прессовки и высокая механическая стойкость обмоток таких трансформаторов достигается другим способом — применением массивных стальных прессующих колец, уложенных поверх верхней изоляции обмоток на каждом стержне, и давящих на них нажимных винтов, установленных в полках верхних ярмовых балок (рис. 32, б).

На концевой изоляции 5 обмоток 6 установлено плоское прессующее (нажимное) кольцо 12 (оно имеет разрыв во из-

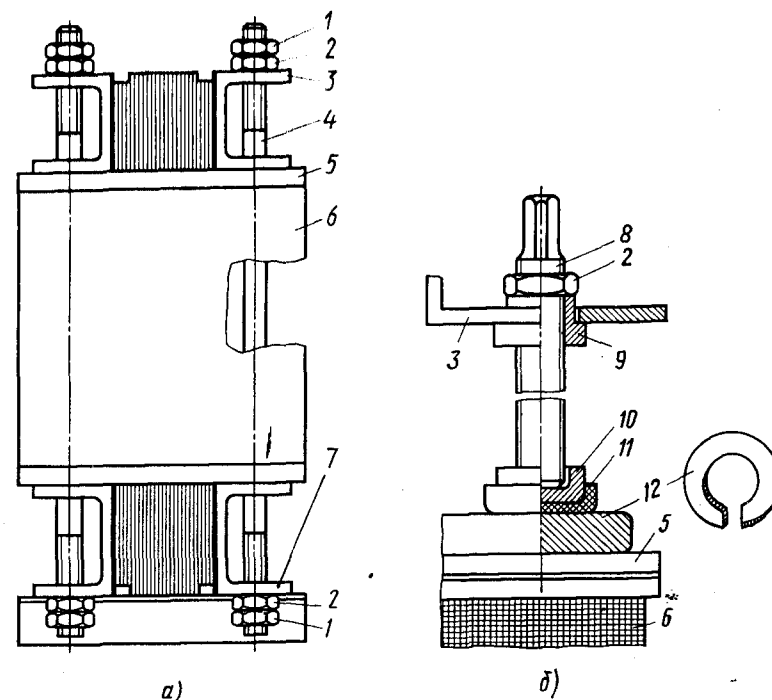


Рис. 32. Прессовка обмоток вертикальными шпильками и ярмовыми балками (а) и прессующими кольцами (б):

1 — контргайка, 2 — гайка, 3 — верхняя ярмовая балка, 4 — вертикальная шпилька, 5 — концевая изоляция, 6 — обмотка, 7 — нижняя ярмовая балка, 8 — нажимной винт, 9 — втулка, 10 — стальная пята, 11 — изоляционная пята, 12 — прессующее кольцо

бежание короткозамкнутого витка). В полку 3 верхней ярмовой балки сварены круглые стальные втулки 9, в которые ввинчивают нажимные винты 8. Если винтами давить непосредственно на прессующее кольцо, то оно через винты и ярмовую балку образует короткозамкнутый виток. Для предотвращения этого стальное кольцо изолируют от ярмовых балок пятами 11, выполненными из пластмассы, прессованного электрокартона или специального пресс-порошка. Чтобы при завинчивании винта давление не было сосредоточенным и не продавилась изоляционная пята, в нее вставляют стальную пята 10. Самоотвинчивание винтов в процессе работы трансформатора или при его транспортировке предотвращают установкой гаек 2, которые затягивают до отказа. Для равномерной прессовки обмоток устанавливают на каждое прессующее кольцо четыре—шесть винтов (у более мощных трансформаторов их количество увеличивают).

Для обмоток силовых трансформаторов напряжением до 110 кВ применяют общую прессовку, т. е. все обмотки, расположенные на стержне, прессуют одним общим кольцом. Для мощных трехобмоточных и всех трансформаторов напряжением 220 кВ и более используют раздельную прессовку обмоток — каждую обмотку прессуют своим кольцом.

Каждое прессующее кольцо заземляют шинкой, изготовленной из медной луженой ленты толщиной 0,3 мм, которая соединяет его с заземленной ярмовой балкой.

Кольца заземляют со стороны отводов НН, строго соблюдая указания чертежа. Ошибка в подсоединении заземления может привести к образованию контура, неплотный контакт заземляющей шинки с кольцом — к чрезмерному нагреву места соединения и искрению, а следовательно, к газообразованию в масле. Для плотного присоединения шинки устанавливают стопорную и пружинную шайбы.

В целях экономии металла и уменьшения добавочных потерь ведутся работы по замене стальных прессующих колец кольцами из пластиковых изоляционных материалов.

§ 24. ОТВОДЫ

Многие токопроводящие части и элементы конструкции трансформатора должны при сборке гальванически соединяться между собой. Совокупность электрических проводников, соединяющих обмотки с вводами, переключающими устройствами и другими токоведущими частями, называют *отводами* трансформатора. Для изготовления отводов применяют медь или алюминий в виде круглых прутков (без изоляции или изолированных) и шин. Широко используют гибкий провод — многожильный изолированный кабель ПБОТ сечением от 16 до 300 мм² с толщиной бумажной изоляции (на одну сторону) 3,6 или 8 мм. Круглые медные и алюминиевые провода без изоляции применяют для трансформаторов с напряжением обмоток до 690 В, с бумажной изоляцией — до 6—35 кВ. Для усиления изоляции на отводы из круглых проводов в необходимых местах надевают бумажно-бакелитовые трубки. Изоляционные промежутки между отводами и заземленными частями определяются толщиной изоляции отвода: с увеличением ее толщины размер промежутков уменьшается.

Круглый провод — самый дешевый; при диаметре до 10 мм сравнительно легко изгибается и ему можно придать любую необходимую форму. При большем диаметре провода изготовление отводов усложняется.

Прямоугольные медные и алюминиевые шины применяют, как правило, для отводов НН. Благодаря прямоугольному сечению поверхность охлаждения шин (их обычно не изолируют)

больше, чем равного по сечению круглого провода, поэтому для шины допускается большая токовая нагрузка. Она механически прочна и ее можно изгибать, придавая необходимую форму.

У многих трансформаторов имеются одна-две регулировочные обмотки и сложные схемы электрических соединений. Отводы у них располагаются в два или три ряда, нередко соприкасаясь и перекрещиваясь друг с другом. Толщина изоляции отводов определяется напряжением отводов в местах касания и должна строго соответствовать указанной в чертеже. Известны случаи электрического пробоя между отводами, вызванные ослаблением изоляции только из-за небрежных сборки, установки и изолирования отводов.

Для крепления отводов на активной части применяют деревянные планки или бакелитовые трубки. Система крепления состоит из вертикальных планок («стоек»), соединенных сверху и снизу с полками ярмовых балок. К стойкам крепят горизонтальные планки, в которых и закрепляют отводы. Проводники зажимают между двумя горизонтальными планками, одна из которых закрепляется в стойках, а другая прижимает и стягивает в общий пучок отводы. В местах закрепления в планках проводники обматывают полосами из электрокартона. Планки закрепляют стальными или (при напряжениях 35 кВ и выше) пластмассовыми шпильками и гайками, а к ярмовым балкам — стальными болтами и гайками.

Несмотря на большое разнообразие конструктивных исполнений, в каждом отводе выделяют основную и контактную части. Контактная часть (компенсаторы) представляет собой легко деформируемые гибкие элементы, которые служат для связи отводов с вводами или другими отводами трансформатора (рис. 33, в), а также для компенсации возможных отклонений в длине отвода, высоте бака или перемещениях вводов (вместе с крышкой) во время перевозки трансформатора. Нередко компенсаторы применяют и для соединения отводов из шин между собой (рис. 33, а, б). У большинства трансформаторов компенсаторы выполняют из медной ленты толщиной 0,3 мм необходимой ширины; число листов ленты зависит от тока отвода.

Основное требование к способам соединения отводов — прочность и надежность в сочетании с простотой выполнения и контроля, хорошей электропроводимостью и долговечностью. Существует два вида соединения отводов — разъемное и неразъемное. Разъемное — это соединение отвода с обмоткой, компенсатором или другим отводом с помощью болтов и гаек. Такие соединения используют главным образом в специальных трансформаторах большой мощности. В остальных случаях применяют неразъемные соединения. Имеется несколько способов создания неразъемных соединений. Чаще всего применяют пайку с помощью твердых припоев, в основном медно-фосфористых.

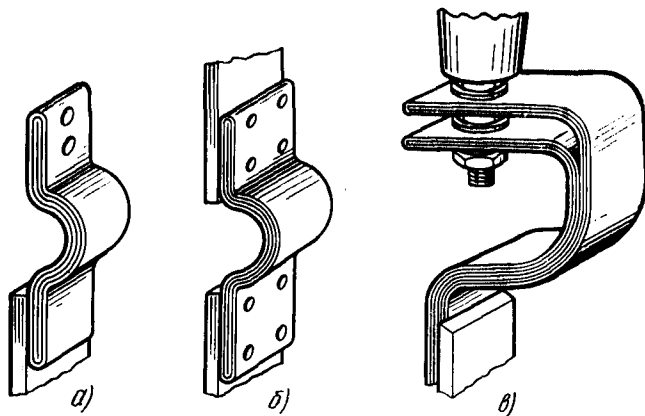


Рис. 33. Компенсаторы для соединения с шинными вводами (а — НН, б — ВН) и между отводами (б)

В последнее время значительное преимущество получило соединение главных и контактных частей отводов способом опрессовки («холодной сварки»):

§ 25. ПЕРЕКЛЮЧАЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

Общие сведения. Переключающие устройства служат для переключения регулировочных ответвлений обмоток трансформаторов и изготавливаются на те же классы напряжения, что и трансформаторы.

Устройство, предназначенное для переключения ответвлений обмотки одной фазы, называют *однофазным*, а предназначенное для переключения ответвлений обмоток трехфазного трансформатора одним переключающим устройством — *трехфазным*.

Переключающее устройство, являясь ответственной частью трансформатора, представляет собой коммутационное изделие, включающее большое количество различных по назначению контактов и деталей изоляции, механизм привода и другие вспомогательные части. Его устанавливают внутри трансформатора с выводом привода на крышку или боковую стенку бака.

Качеству сборки переключающего устройства, подключению к нему регулировочных ответвлений, состоянию контактов придается особо важное значение, поскольку от них зависит надежность работы трансформатора; ослабление контакта ведет к его перегреву и часто к выходу трансформатора из строя.

Переключающие устройства ПБВ. Эти устройства служат для изменения соединений ответвлений обмоток при невозбужденном трансформаторе. Основными частями ПБВ являются

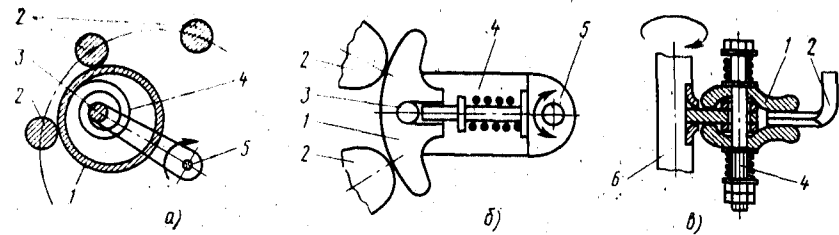


Рис. 34. Виды контактов переключающих устройств ПБВ:

а — кольцевой, б — сегментный, в — ламельный; 1, 2 — подвижный и неподвижный контакты, 3 — ось контакта, 4 — пружинный прижим, 5 — ось коленчатого вала, 6 — вал подвижного контакта

контактная система, состоящая из подвижных и неподвижных контактов, и приводной механизм для приведения в действие подвижных контактов, вспомогательными частями — бумажно-бакелитовые изделия, предназначенные для электрической изоляции контактов от заземленных деталей, между отдельными контактами и для крепления основных частей, а также другие конструкционные элементы.

Неподвижные контакты располагают по окружности (на бакелитовом цилиндре или гетинаксовом диске) или вдоль (на гетинаксовой рейке или бакелитовой трубке). При расположении контактов по кругу устройства называют *барабанными*, при расположении вдоль — *реечными*. К неподвижным контактам присоединяют винтами, болтами или пайкой (в зависимости от конструкции) регулировочные ответвления обмотки. Подвижные контакты замыкаются с помощью привода с неподвижными, таким образом осуществляется соединение регулировочных ответвлений.

Соединение подвижных контактов с неподвижными может иметь три вида: кольцевое, сегментное и ламельное (рис. 34, а, б, в). В соответствии с этим установлены буквенные обозначения переключающих устройств ПБВ: П, ПС и ПЛ (однофазные), ПТ, ПТС и ПТЛ (трехфазные) — барабанного типа соответственно с кольцевым, сегментным и ламельным контактом; ПР и ПТР — однофазные и трехфазные реечного типа с ламельным контактом. Кроме букв в обозначении устройств ПБВ указывают количество зажимов на фазу, номинальное напряжение и ток, а также количество устройств (при соединении нескольких устройств на одном валу — рейке). Для трехфазных устройств ПБВ с соединением фаз в звезду после буквенного обозначения ставят через тире цифру 0. Пример обозначения однофазного устройства ПБВ барабанного типа с кольцевым контактом, с шестью зажимами, номинальным напряжением

35 кВ и током 160 А, с тремя устройствами на одном валу: ПБ-35/160×3.

Исходя из мощности, напряжения и схемы регулировочных ответвлений обмоток, в трансформаторах применяют различные по конструкции переключающие устройства ПБВ. Рассмотрим некоторые из них.

Трехфазное переключающее устройство ПТЛ-0-9-120-35 (рис. 35) предназначено для переключения ответвлений близ нейтрали. К металлической сальниковой крышке 1 переключателя, присоединяемой к крышке трансформатора болтами, жестко прикреплен бумажно-бакелитовый цилиндр 10 с неподвижными контактами 15, служа-

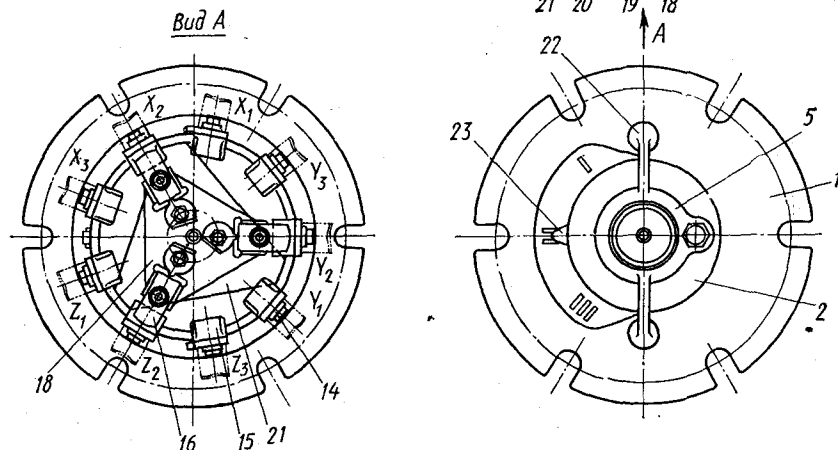


Рис. 35. Трехфазное переключающее устройство ПБВ типа ПТЛ-0-9-120/35

щий электрической изоляцией контактной системы. Через крышку проходит стальной приводной вал 6, уплотненный сальниковой набивкой 8 и втулкой 3. Он сочленен с нижним стальным валиком 11 толстостенной бумажно-бакелитовой трубкой 9, ко-

торая передает вращение от верхнего вала к нижнему и одновременно служит электрической изоляцией контактов от крышки. На нижнем конце валика 11 закреплена с помощью вспомогательных деталей и болтов 19 контактная треугольная пластина 18 с поводками 20. По углам пластины установлены три пары подвижных контактов 16 ламельного типа, сжимаемых пружинами 17. Подвижные контакты составляют одно целое с металлической контактной пластиной.

Систему неподвижных контактов образуют девять пар медных ламелей (по числу ответвлений X, Y, Z), расположенных равномерно по кругу и закрепленных на цилиндре винтами 12 и пластинами 13. Плита 21, изготовленная из гетинакса, является основанием переключателя и центрирует верхний вал с нижним валиком. На верхнем конце приводного вала закреплен стопорным штифтом 4 литой колпак 2 с рукоятками 22, который имеет стрелку 23, указывающую номер ступени, отмеченной на крышке римскими цифрами, и табличку 5 с надписью: «Внимание! Смотри инструкцию по переключению».

Для фиксации ступени напряжения на колпаке имеется болт 7, а в крышке — отверстия с резьбой; при ввинченном болте стрелка должна находиться против одной из цифр, указывающих ступени.

Регулировочные ответвления обмоток подсоединяют к неподвижным контактам болтами 14 согласно маркировке, показанной на рисунке. Принцип действия переключателя следующий: при повороте привода на угол, соответствующий ступени переключения (в данном случае 40°), подвижные контакты соединяют ответвления фазных обмоток с одинаковыми индексами в нейтраль на желаемой ступени.

Для перехода с одной ступени напряжения на другую отключают трансформатор от сети, вывинчивают из колпака болт 7 и устанавливают поворотом рукояток контактную систему на желаемую ступень, которую должна показывать стрелка колпака. Затем ввинчивают болт 7 в резьбовое отверстие, соответствующее выбранной ступени, и включают трансформатор в работу.

Аналогичные переключающие устройства изготовляют на пять ступеней с пределами переключения $\pm 2 \times 2,5\%$ и применяют в трансформаторах I и II габаритов.

Конструкция переключающего устройства с сегментными контактами ПТС-0-9-120/10 аналогична конструкции предыдущего устройства, его контактная система показана на рис. 36, а.

На бумажно-бакелитовом цилиндре 1 закреплены неподвижные контакты 3 с болтами 2 для подключения ответвлений. Подвижные контакты 5 сегментного типа установлены на коленчатом вале 4 и прижаты пружинами к неподвижным контактам.

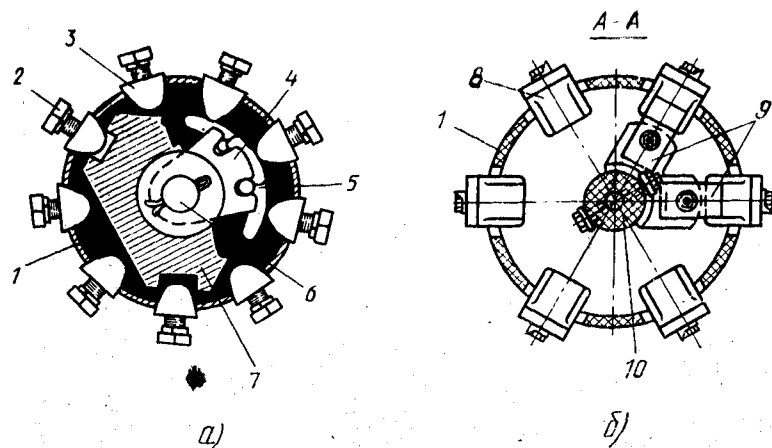


Рис. 36. Контактная система трехфазных переключающих устройств ПБВ:

а — ПТС-0-9-120/10, б — ПТЛ-6-200/10

Нижний валик 6, коленчатый вал 4 и сегменты 5 приводятся в действие рукоятками жолпака, расположенного на верхнем приводном валу. Для центровки верхнего и нижнего валов служит пластина 7.

Трехфазное переключающее устройство ПТЛ-6 предназначено для переключения ответвлений обмоток с прямой схемой на пять ступеней напряжения (с шестью регулировочными ответвлениями). На бакелитовом цилиндре 1 (рис. 36, б) закреплены в три яруса выступающие внутрь цилиндра неподвижные контакты 8 (по шесть на каждую фазу). Внутри цилиндра проходит вал — бумажно-бакелитовая труба 10, несущая подвижные контакты 9 ламельного вида, замыкающие одновременно по одной паре неподвижных контактов в каждой из фаз (в каждом ярусе). К неподвижным контактам присоединяют регулировочные ответвления обмоток.

Верхний конец бумажно-бакелитовой трубы соединяют со стальным валом привода переключающего устройства, устанавливаемом на крышке трансформатора. В устройство привода входят: сальниковая крышка, вал, колпак с приводными рукоятками и другие вспомогательные детали.

Устройства ПТЛ-6 изготовляют на напряжения 10 и 35 кВ, токи 200 А и более; их типы соответственно токам и напряжениям имеют обозначения: ПТЛ-6-200/10; ПТЛ-6-400/10; ПТЛ-6-400/35 и т. п.

Трехфазные переключающие устройства речного типа ПТР-0-10/63-3-65 и ПТР-0-35/63-3, предназна-

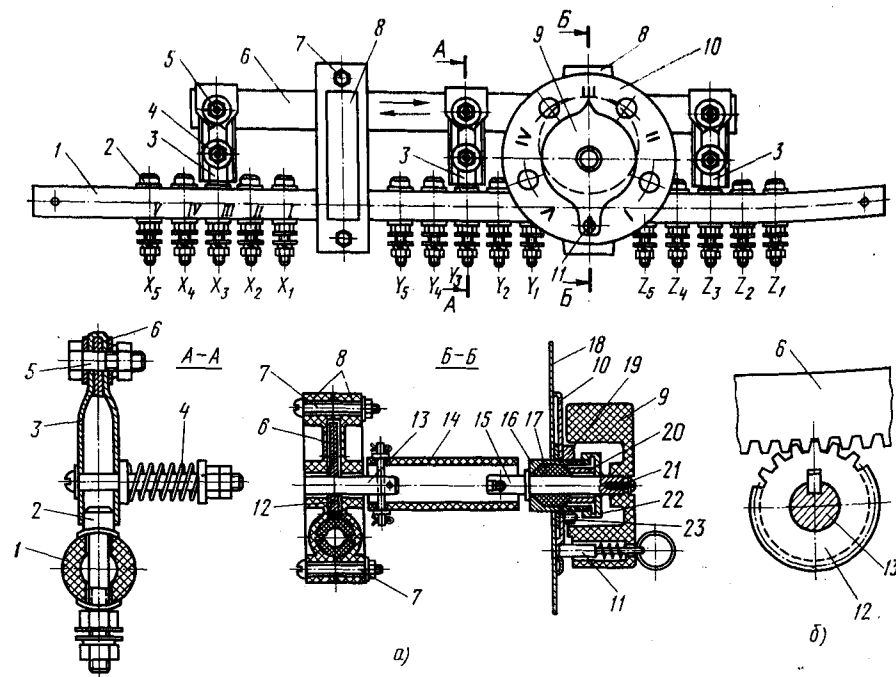


Рис. 37. Трехфазное переключающее устройство ПТР-0-10/63-3-65:

а — устройство, б — схема сцепления рейки с шестерней

ченные для переключения ответвлений обмоток в пределах $\pm 2 \times 2,5\%$ (пять ступеней) близ нейтрали, устанавливают, как и ранее рассмотренные, на трансформаторах I—III габаритов соответственно на напряжения 10 кВ и ниже и не более 35 кВ.

На бумажно-бакелитовой трубке 1 (рис. 37, а, б) установлены в один ряд три группы латунных неподвижных контактов 2 (по пять контактов в каждой группе). Один конец неподвижного контакта имеет гладкую цилиндрическую поверхность и сопрягается с подвижным контактом 3, второй конец — резьбу с комплектом гаек и шайб для крепления ответвления обмотки соответственно маркировке.

Подвижные контакты (по одному на фазу — на группу неподвижных контактов) изготовлены из латуни. Один конец каждого из контактов жестко закреплен болтом 5 на стальной зубчатой рейке 6, другой охватывает ламелями цилиндрическую часть неподвижного контакта.

Плотность прилегания контактов достигается спиральной пружиной 4. Рейка в форме полосы является токоведущей и вместе с тремя подвижными контактами, закрепленными на ней,

образует жесткий Т-образный мост, который на соответствующих ответвлениях соединяет обмотки в звезду. Контактная система, перемещаясь вправо или влево относительно неподвижных контактов, переходит с одной ступени напряжения на другую.

Для совмещения осей подвижных и неподвижных контактов установлены два держателя 8, изготовленные из прессованного стекловолоконного материала. Держатель состоит из двух симметричных половин (щек), между которыми размещены бумажно-бакелитовая трубка 1, закрепленная жестко в держателях винтами 7, и рейка, перемещающаяся в продольном направлении.

Подвижные контакты переводятся с одной ступени на другую приводом, для чего в один из держателей вмонтирован вал 13, на котором с помощью шпонки жестко закреплена шестерня 12, находящаяся в зацеплении с рейкой 6. Конец вала 13 с помощью штифтов со шплинтами соединен с бумажно-бакелитовой трубкой и далее с валом 15 колпака 9. Колпак и вал, имеющие шлицевое соединение, скреплены винтом 21. Бакелитовая трубка 14, являясь деталью механической передачи вращательного движения, одновременно служит электрической изоляцией зубчатой рейки от крышки бака.

Вспомогательными частями и деталями привода являются: сальник, предотвращающий просачивание масла из бака по поверхности вала 15 и состоящий из сальниковой набивки 17, втулок 16, 20 и гайки 22, уплотняющей набивку; указатель ступеней 10 в виде табло, на котором римские цифры показывают ступень напряжения, а пять отверстий служат для установки пружинного штифта 11, фиксирующего ступень.

Поворот колпака за пределы крайних положений ограничен упорами на указателе. Последний крепят к крышке 18 гайкой 19 и винтом 23. Внутри трансформатора переключающее устройство крепят болтами к кронштейнам верхних ярмовых баков.

Переключающие устройства П6 (рис. 38) применяют для переключения регулировочных ответвлений обмоток с прямой схемой и шестью ответвлениями, изготовляют на напряжения 10—220 кВ и номинальные токи от 16 до 1600 А и устанавливают в трансформаторах III и IV габаритов.

Основными частями устройства являются переключатель с кольцевой контактной системой и привод; вспомогательными — комплект бумажно-бакелитовых цилиндров, служащих для электрической изоляции контактной системы и крепления его в трансформаторе, и крепежные детали.

Переключатель (рис. 38, а) состоит из верхнего и нижнего гетинаксовых дисков 9 с уступами 1, бумажно-бакелитовых втулок 2, запрессованных в диски, шести латунных никелиро-

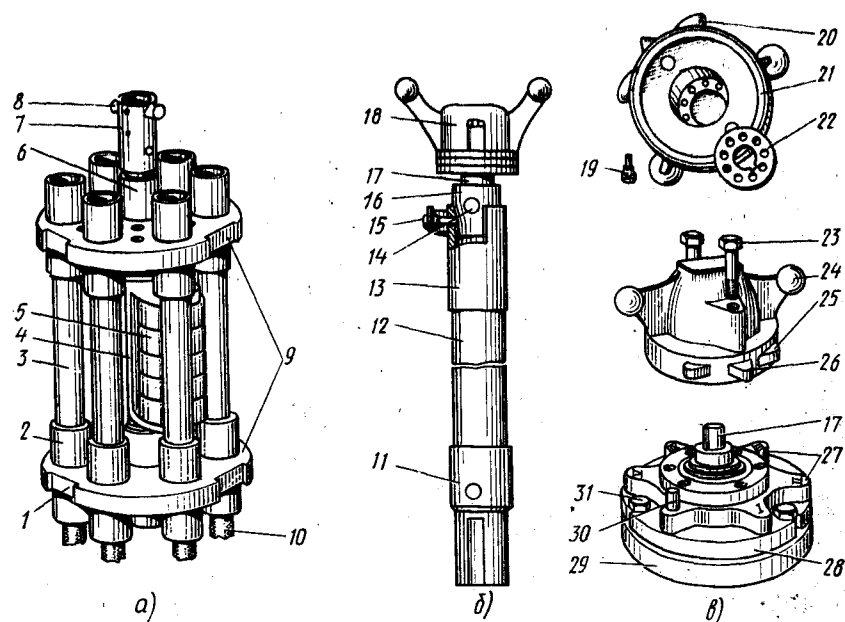


Рис. 38. Однофазное переключающее устройство П6:

а — переключатель, б — привод, в — устройство приводного механизма

ванных полых стержней 3, служащих в качестве неподвижных контактов, латунных никелированных колец 5, установленных с помощью спиральных пружин на коленчатом валу 4 и служащих подвижными контактами. На главной оси коленчатого вала, проходящей через центральную втулку 6 верхнего гетинаксового диска, закреплена стальная втулка 7 со штифтом 8, предназначенная для сцепления с приводом.

Регулировочные ответвления 10 впаяны в стержни (в некоторых конструкциях ввернуты с помощью специальных наконечников). При больших номинальных токах ответвления присоединяют к обоим концам контактных стержней (параллельно). При вращении коленчатого вала вместе с ним поворачиваются кольца, которые замыкают те или другие стержни, а следовательно, и ответвления обмоток. Под воздействием пружин, прижимающих кольца к стержням, переход со ступени на ступень происходит пружинящим скачком с самоустановлением контактов.

Привод переключателя состоит из приводного механизма 18, закрытого колпаком 21 (рис. 38, б, в) с рукоятками 24 для поворота руками, и штанги 12, изготовленной из бумажно-бакелитовой трубы с наружным диаметром 60 мм и внутренним 50 мм.

На нижнем конце штанги закреплена стальная муфта 11, вилкообразный конец которой охватывает штифт 8 втулки 7 (рис. 38, а), жестко скрепленной с концом коленчатого вала переключателя, и входит с ним в зацепление. Верхний конец штанги соединен с валом 17 (рис. 38, б) приводного механизма шарнирно: в отверстие вала и втулки 16, насаженной на вал, вставлен валик 14; муфта 13 сцеплена с втулкой 16 штифтом 15 с пружинной манжетой, предотвращающей выскакивание валика и штифта. Гибкая связь штанги с валом механизма компенсирует возможное отклонение их осей при сборке привода.

Подгонка положения колпака 21 (рис. 31, в) привода к контактной системе переключющего устройства осуществляется с помощью нониусного кольца 22, которое связано шпонкой с концом вала 17, и крепится к колпаку винтом 19 через одно из девяти отверстий в кольце. В выточке внутри колпака имеется десять отверстий с резьбой для винта. Отверстия в кольце и колпаке размещены равномерно по окружности одного диаметра. Угол между соседними отверстиями в кольце равен 40° ($360^\circ/9$), а в колпаке — 36° ($360^\circ/10$), что позволяет закреплять нониусное кольцо в колпаке в положениях, отличающихся одно от другого на угол 4° ($40^\circ - 36^\circ$) или кратный ему — 8, 12, 16° и т. д.

К крышке трансформатора приварен установочный фланец 29, к нему крепится на резиновой уплотняющей прокладке тремя болтами 31 крышка 28 сальника, через которую проходит вал 17, уплотненный сальниковой набивкой. На фасонной крышке 27 сальника нанесены цифры I, II, III, IV и V, обозначающие номера ступеней переключения, и установлен упор 30, который вместе с выступами 20 колпака 21 ограничивает его поворот. На осевых линиях, проходящих из центра через середину выступов в крышке сальника, имеется шесть отверстий для двух стопорных болтов 23 колпака. Поворотом рукояток на 60° переводят коленчатый вал переключателя из одного положения в другое. В рабочем положении указатель 26 колпака должен находиться на середине выступа крышки сальника, совпадая с соответствующей цифрой, а два отверстия для стопорных болтов в колпаке должны совпадать с двумя из шести отверстий в крышке сальника, через которые колпак закрепляют болтами. Выступы 25 колпака и упор 30 не позволяют переводить переключатель из положения I в положение V, и наоборот, минуя промежуточные ступени.

При сборке привода может оказаться, что установка колпака не соответствует положению контактных колец, т. е. при застопоренных болтах 23 указатель сдвинут относительно оси выступа с цифрой, указывающей ступень, тогда производят регулировку, пользуясь нониусным кольцом. Вывинчивают стопорные болты колпака и поворачивают его в одну из сторон до

получения хорошего фиксированного контакта между соответствующими стержнями. Замечают, в какую сторону и примерно на какой угол отклонился указатель колпака от осевой линии выступа с цифрой. Затем снимают колпак с вала, вывинчивают винт, прикрепляющий нониусное кольцо к колпаку, поворачивают кольцо внутри колпака так, чтобы его шпоночная канавка сместилась на отмеченный угол. Завинчивают винт в совпавшие отверстия в кольце и колпаке и надевают колпак на вал.

Если указатель колпака стал против цифры соответствующей ступени и стопорные болты, скрепляющие колпак с крышкой сальника, совпадают с отверстиями в крышке, то регулировка закончена. При неполном совпадении отверстий для стопорных болтов регулировку повторяют. Обычно ее выполняют на первом положении переключателя.

Для удобства пользования приводом в трансформаторах IV габарита и выше приводной механизм вынесен на боковую стенку бака, при этом передача осуществляется валами с помощью шестерен.

Переключающие устройства РПН: Эти устройства служат для переключения регулировочных ответвлений под нагрузкой трансформатора. Изменение напряжения трансформатора без снятия нагрузки и напряжения особенно важно, когда технологический режим потребителя не допускает перерыва в электроснабжении. Устройства РПН позволяют производить более глубокую регулировку с меньшими ступенями напряжения. Их изготавливают на номинальные напряжения от 10 до 330 кВ и токи от 10 до 1600 А и более.

Устройства РПН подразделяют на устройства с токоограничивающим реактором, токоограничивающими резисторами и без них. В соответствии с конструктивным исполнением они имеют обозначения: РНО и РНТ — однофазные и трехфазные без токоограничивающего резистора; РНОР и РНТР — то же, с токоограничивающим реактором; РНОА и РНТА — то же, с токоограничивающим резистором.

Для обозначения трехфазных устройств РПН с соединением фаз в звезду после букв ставят через тире цифру 0. Буквы после дроби, указывающей напряжение и ток устройства РПН, означают: А — контактор с разрывом дуги в воздухе, Г — в газе, В — в вакууме, П — контактор, в котором для переключения без разрыва дуги применяют полупроводники (контактор с разрывом дуги в масле буквой после дроби не обозначается). Если несколько устройств РПН имеют один привод, то указывают через знак умножения их количество. Например, трехфазное устройство РПН с токоограничивающим резистором, соединением фаз в звезду, номинальными напряжением 35 кВ и током 100 А, разрывом дуги в масле обозначают РНТА-0-35/1000.

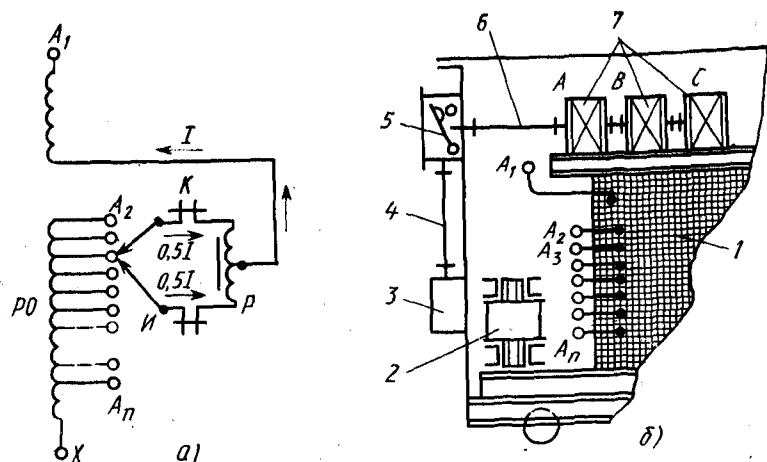


Рис. 39. Переключающее устройство РПН с токоограничивающим реактором:

а — электрическая схема (одной фазы), б — размещение в трансформаторе устройства РПН типа РНТ-13-625/35; PO — регулировочная обмотка

Основными частями устройств РПН являются: избиратель ответвлений, предназначенный для выбора нужного ответвления обмотки перед переключением; предызбиратель ответвлений, предназначенный для использования контактов избирателя и присоединенных к нему ответвлений обмотки более одного раза после прохождения всего диапазона регулирования; контактор, служащий для отключения тока в цепях переключающего устройства, предварительно подготовленных к этому избирателем; токоограничивающий реактор или резистор, предназначенный для включения (на время переключения) между работающим и вводимым в работу ответвлениями с целью ограничения тока в переключаемой части обмотки и перевода нагрузки с одного ответвления на другое без перерыва в токе нагрузки трансформатора. Кроме того, устройства имеют ручной привод, электропривод с кнопочным управлением и автоматический, а также различную аппаратуру, механизмы, элементы сигнализации, автоматики и др.

Размещение частей трехфазного переключающего устройства РПН типа РНТ-13-625/35 в трансформаторе показано на рис. 39. Три однофазных избирателя 7 ответвлений фаз A , B и C установлены на ярмовых балках верхнего ярма, реактор 2 — на ярмовых балках нижнего ярма. Избиратели сочленены между собой бумажно-бакелитовыми трубками, а с контактором — стальным валом 6. Контактная система избирателей работает без разрыва цепи тока, их контакты не обгорают при переключении, поэтому избиратели расположены в баке вместе с активной ча-

Рис. 40. Схема работы контактной системы однофазного переключающего устройства РПН с реактором:

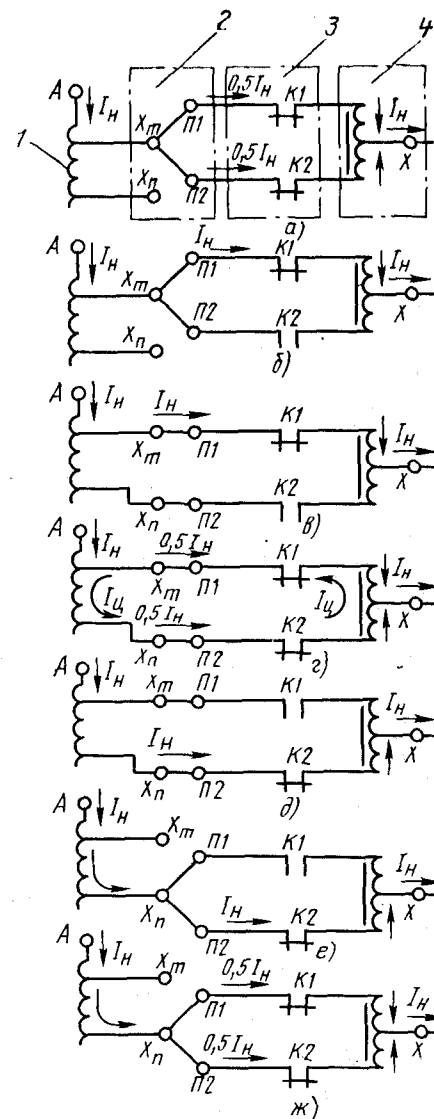
а — ж — последовательность переключений контактов системы; 1 — обмотка ВН с ответвлениями X_m и X_n ; 2 — избиратель с переключателями П1 и П2, 3 — контактор с контакторами К1 и К2, 4 — реактор; I_H и $I_{\text{ц}}$ — нагрузочный и циркулирующий токи

стью. Действие контакторов сопровождается разрывом тока в параллельной цепи с возникновением дуги, поэтому контакторы 5 размещены в отдельном кожухе, заполненном трансформаторным маслом, которое не сообщается с маслом бака трансформатора. Это позволяет производить осмотр и ремонт контактора с заменой масла в его кожухе без вскрытия бака трансформатора.

Приводной механизм размещен в коробке 3, установленной на стенке бака трансформатора. При переключении регулировочных ответвлений A_2 — A_n обмотки 1 избирателя и контакторы всех фаз действуют одновременно. Полный цикл переключения со ступени на ступень происходит за один оборот главного вертикального вала 4, длительность переключения составляет около 3 с. Привод содержит систему сигнализации и счетчик количества переключений, а также дистанционное управление.

Схема и последовательность работы контактной системы и переключающего устройства РПН с реактором при переходе с ответвления X_m на ответвление X_n показаны на рис. 40, а—ж.

Схема действия и последовательность переключения контактов переключающих устройств РПН с резисторами показаны



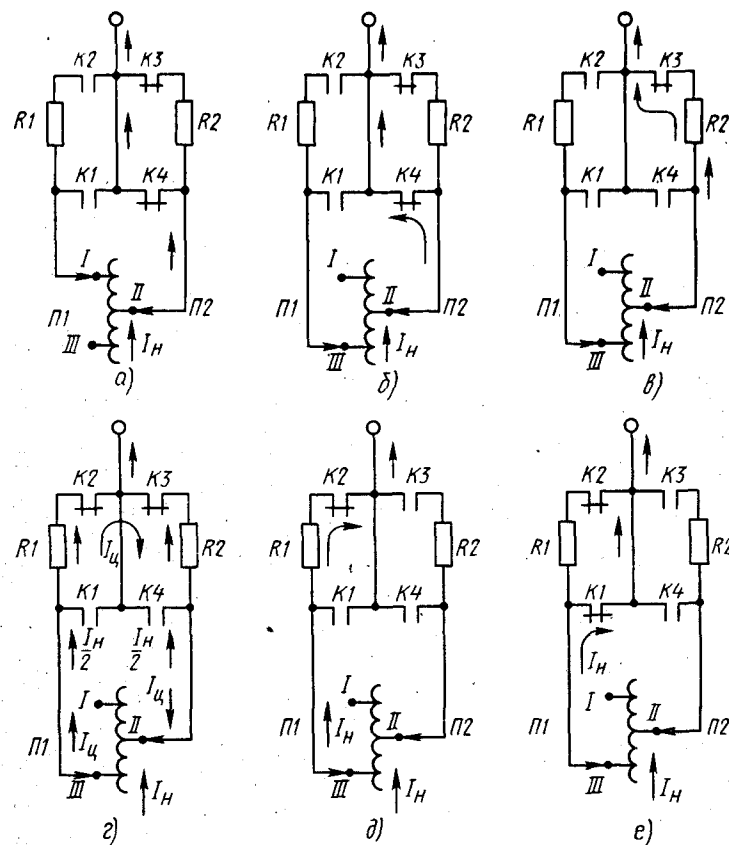


Рис. 41. Схема работы однофазного переключающего устройства РПН на резисторах:

а — е — последовательность переключения контактной системы со ступени на ступень

на рис. 41, *а—е*. Устройство содержит избиратель, предызбиратель, контактор, токоограничивающие резисторы и приводной механизм с системой управления, механической передачей и сигнализацией положения.

В нормальном рабочем положении на ступени *II* (рис. 41, *а*) контакты *K1* и *K2* контактора разомкнуты, *K3* и *K4* замкнуты. Таким образом, сопротивление резистора *R2* зашунтировано и ток нагрузки I_H проходит через избиратель *П2*, контакт *K4* и дальше по цепи в нейтраль или линию, при этом избиратель *П1* нечетных ступеней обесточен и находится в ожидании команды от приводного механизма на выбор ступени *I* или *III*.

Если необходимо перейти на ступень *III*, включают приводной механизм в сторону увеличения номера ступени. В первый момент работы приводного механизма избиратель *П1* переходит на ступень *III* (рис. 41, *б*), затем вступает в работу контактор: размыкается контакт *K4* (рис. 41, *в*), и ток нагрузки проходит через резистор *R2*.

Далее замыкаются контакты *K2* (рис. 41, *г*), создается положение моста и ток нагрузки проходит через резисторы *R1* и *R2*. Кроме того, в контуре возникает циркулирующий ток $I_{ц}$. Затем размыкается контакт *K3* (рис. 41, *д*), и ток нагрузки идет через резистор *R1* так же, как на рис. 41, *в*. Далее замыкается контакт *K1*, шунтируется резистор *R1* и на этом заканчивается цикл переключения — трансформатор работает на *III* ступени напряжения (рис. 41, *е*). Порядок работы избирателя и контактов при последующих переключениях тот же. Контактор переключается мощными пружинами практически мгновенно.

Основные преимущества устройств РПН с резисторами по сравнению с устройствами с реакторами следующие: компактность — мощный громоздкий реактор заменен небольшими резисторами, совмещенными с портативным контактором; контактор, избиратель и предызбиратель образуют как бы одну сборочную единицу, что упрощает установку устройства в баке трансформатора, не требуется выносного кожуха для контактора; случайный отказ в питании электродвигателя привода в процессе переключения не приводит к остановке переключателя, чем предотвращается опасность длительного прохождения тока через резисторы и, как следствие, их повреждение. Однако переключение контактной системы с большими скоростями достигается применением сложной кинематической схемы приводного механизма с заводными пружинами, высокой степенью точности сборки, регулировкой и проверкой осциллографированием.

Компоновка основных частей трехфазного переключающего устройства РС-4 на резисторах (болгарского производства), широко применяемого в трансформаторах отечественного производства, показана на рис. 42. К верхнему несущему фланцу *1* прикреплен главный изоляционный цилиндр *3*, в котором расположены контактор *4* и резисторы *5*. К главному цилиндру с помощью фланца *6* прикреплены избиратель и предызбиратель. Крепление герметичное, поэтому масло, в котором находится контактор, не должно смешиваться с маслом трансформатора.

Избиратель в виде цилиндрической клетки состоит из гетинаксовых реек *7*, прикрепленных своими концами к верхнему и нижнему фланцам *14*, и имеет центральную изоляционную трубу *12* с закрепленными на ней токопроводящими кольцами *11* (по два на фазу). Рейки с закрепленными на них неподвижными контактами *9* поочередно несут на себе контактный ряд

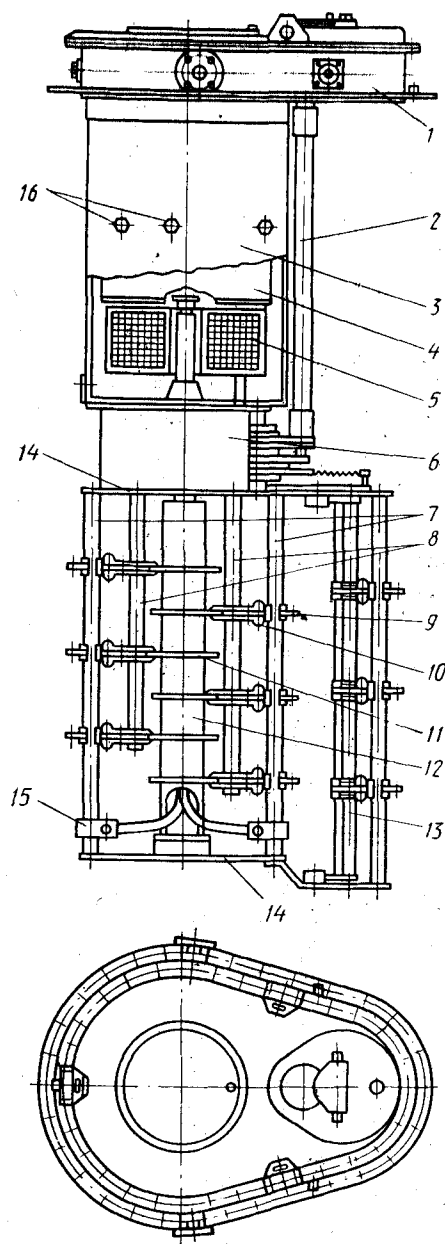


Рис. 42. Компонировка основных частей трехфазного устройства РПН на резисторах типа РС-4

для четных и нечетных ответвлений; соответственно расположению колец контактные ряды смещены по высоте.

Подвижные контакты 10 закреплены на двух изоляционных валах 8. На одном из них соответственно контактным рядам на рейках расположены нечетные контакты для трех фаз, на другом — четные. С помощью колес мальтийской передачи, установленной в верхнем фланце 6 избирателя, валы, перемещаясь по окружности вокруг центральной трубы, выбирают требуемое ответвление на рейках неподвижных контактов.

Кольца соединены изолированными проводами, проходящими через центральную трубу, с зажимами 15, а последние — с зажимами 16 контактора, находящимися с наружной стороны главного цилиндра. Предызыбиратель, размещенный сбоку избирателя, состоит из верхней и нижней плит, изоляционных реек с неподвижными контактами и приводного изоляционного вала 13 с подвижными контактами (мостами).

В верхнем фланце 6 избирателя расположен механизм передач, состоящий из зубчатых и мальтийских колес и приводящий в действие через изоляционный вал 2 валы избирателя, предызыбирателя и контактора. Изоляционный вал 2 получает вращение от вертикального

и горизонтального валов электрического привода, установленного на баке трансформатора.

Последовательность действия переключающего устройства такая: включением привода дается команда на переключение; вал избирателя, контакты которого не под нагрузкой, поворачивается вокруг центральной трубы на заданный конструкцией угол и соединяет свои подвижные контакты с неподвижными на рейках, с кольцами и неподвижными контактами контактора.

Завершает цикл переключения механизм переброски подвижных контактов контактора на подготовленную ступень в последовательности, приведенной на рис. 41.

Переключающее устройство кроме привода, контактора, избирателя и предызыбирателя содержит элементы управления, сигнализации и защиты и крепится к крышке трансформатора фланцем 1 на торце узкой стороны бака.

§ 26. ВВОДЫ

Вводы представляют собой фарфоровые проходные изоляторы, через внутреннюю полость которых проходит токоведущий стержень, и служат для вывода концов обмоток из трансформатора наружу и подключения их к сети. Вводы устанавливают на крышке, резе на боковой стенке бака. Внутри трансформатора ввод соединяют с обмоткой, а снаружи — с электросетью.

Внешняя конфигурация и размеры вводов зависят от класса напряжения, рода установки и силы тока. Вводы для внутренней установки имеют гладкую поверхность, для наружной установки (работающие в тяжелых атмосферных условиях — под дождем, снегом, в загрязненном воздухе) отличаются более развитой наружной поверхностью (наличие зонтообразных ребер), в результате чего увеличиваются путь поверхностного разряда по фарфору и электрическая прочность ввода.

Исходя из допускаемой плотности тока в токоведущем стержне (2—4 А/мм²), определяемой его нагревом, и размера фарфорового изолятора, зависящего от класса напряжения, вводы на большие номинальные токи и напряжения имеют большие габариты и массу. Для облегчения токоведущие стержни вводов 35 кВ и ниже на токи 4000 А и более выполняют полыми (из медных труб).

Вводы изготавливают на номинальные напряжения 0,5; 1; 3; 6—10; 20; 35; 110; 120; 330; 500; 750 кВ и выше и токи 100; 250; 400; 630; 1000; 1600; 2000; 2500; 4000 А и более.

Вводы до 35 кВ. На номинальные напряжения от 0,5 до 35 кВ включительно применяют в трансформаторах съемные (разборные) вводы, конструкция которых позволяет заменять фарфоровый изолятор (в случае его повреждения) без подъе-

ма активной части трансформатора или верхней части бака колокольного типа. В эксплуатации это одно из основных преимуществ ввода. Все съемные вводы (за небольшим исключением) являются маслоподпорными, т. е. после установки внутреннего полость их заполняется трансформаторным маслом (или другим жидким диэлектриком) под давлением из бака трансформатора.

Обозначения съемных вводов, состоят из букв и цифр. Буквы означают: В — ввод; С — съемный; Т — трансформаторный; А и Б — категории оборудования; У — исполнение для умеренного климата, ХЛ — холодного, Т — тропического. Цифры в числителе указывают номинальное напряжение (кВ), в знаменателе — номинальный ток (А), после дроби следующее: 1 — разборное соединение стержня ввода с обмоткой (гайками); 2 — неразборное (сваркой). Например, съемный ввод на номинальное напряжение 35 кВ, номинальный ток 100 А, с неразборным соединением стержня с отводом обмотки для умеренного климата обозначают ВСТА-35/100-2-У, соответственно на 10 кВ, 1600 А с разборным соединением отвода обмотки со стержнем для холодного климата — ВСТБ-10/1600-1-ХЛ.

На напряжение до 1 кВ на трансформатор устанавливают съемные составные вводы (рис. 43). Особенность устройства такого ввода состоит в том, что для его установки на крышке 8 (стенке) бака не требуется крепежных деталей (гаек, шпилек), крепление обеспечивается входящими в его устройство частями. Вставляют сверху в отверстие на крышке токоведущий стержень 1 с колпаком 4 и уплотняющей прокладкой 5, фарфоровым изолятором 6 и резиновой прокладкой 7. Для крепления внутреннего и внешнего отводов и стяжки ввода служат гайки 2 и шайбы 3. Надевают с обратной стороны крышки на стержень фарфоровый изолятор 10 и навинчивают латунную втулку 12, притягивая тем самым обе половины ввода к крышке. Чтобы при стяжке не повредить нижний изолятор, устанавливают электрокартонные шайбы 9 и 11. Вводы на напряжение до 1 кВ и большие токи крепят прижимными кулачками так же, как вводы на 6—35 кВ.

Устройство ввода на напряжение 6—10 кВ и ток 3000 А показано на рис. 44. Медный стержень 14 проходит через отверстие фарфорового изолятора 13. Верхний конец стержня уплотнен резиновым кольцом 6, втулкой 5 и гайкой 4. Стержень бортиком 12 опирается через электрокартонную шайбу 11 на уступ изолятора 13, а двумя выступами 10 входит в вертикальные пазы изолятора, что не позволяет ему проворачиваться при завинчивании гаек. Резиновая прокладка 9 уплотняет разъем между колпаком 7 и верхним торцом изолятора, а прокладка 19 — стык между крышкой и изолятором подтягиванием гаек 16 на шпильках 15, приваренных к крышке 20.

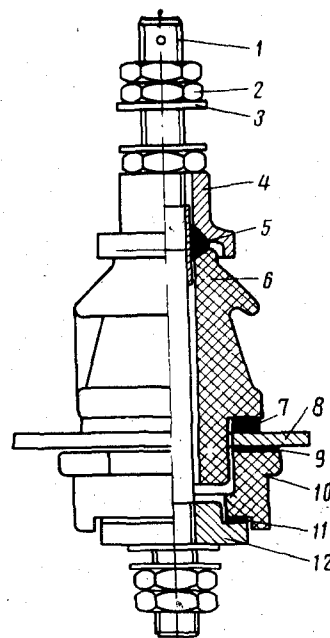


Рис. 43. Съемный составной ввод на ток 400 А и напряжение 1 кВ

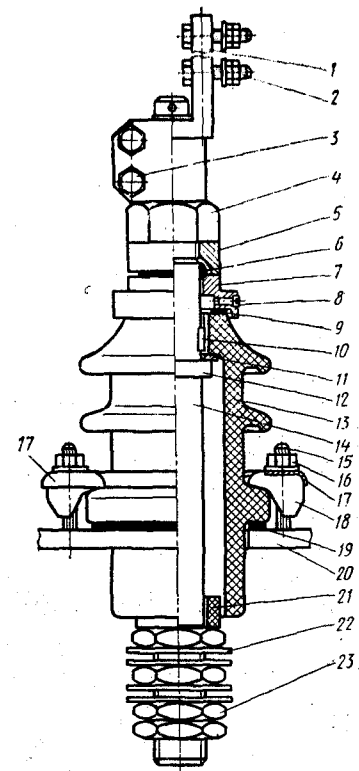


Рис. 44. Съемный ввод на ток 3000 А и напряжение 6—10 кВ

Для подсоединения к электросети стержень в верхней части имеет контактный наконечник 1 с болтами 2 (с гайками и шайбами), который навинчивают на стержень и закрепляют болтами 3 (резьбовая часть наконечника разрезная). При токах менее 800 А для подсоединения ввода к внешней сети стержень снабжен вместо наконечника гайками и шайбами. Гетинаксовая втулка 21 служит для установки стержня по оси, шайбы 22 и гайки 23 — для подсоединения демпферов внутри бака, винт 8, ввинченный в латунный колпак 7, — для спуска воздуха из ввода при заполнении его маслом. Ввод крепят к крышке 20 прижимными кулачками 18. Фланец 17 служит для того, чтобы кулачки не смещались с борта изолятора.

Масло подступает в ввод под напором из бака трансформатора через зазоры между изолятором, гетинаксовой втулкой и стержнем. По мере заполнения его маслом воздух вытесняется через отверстие предварительно вывернутого винта 8.

Вводы на напряжение 35 кВ имеют дополнительную изоляцию стержня в виде надетой на него бумажно-бакелитовой трубки и более развитую поверхность фарфорового изолятора (больше ребер). Как и вводы на 6—10 кВ, их крепят к крышке прижимными кулачками с помощью установленных на ней стальных шпилек или кулачками и болтами к установочному фланцу, приваренному к крышке. При прохождении по стержню ввода тока порядка сотен и тысяч ампер вокруг него создается значительное магнитное поле, при этом возникающие в стальном фланце ввода и крышке трансформатора вихревые токи могут нагреть их выше допустимой температуры. Во избежание этого при больших токах вместо стальных или чугунных фланцев, обладающих значительной магнитной проницаемостью, применяют латунные или фланцы из других немагнитных материалов.

Кроме того, уменьшение нагрева крышки достигается тем, что для установки вводов (например, НН) в крышке вырезают общее отверстие или между отверстиями (каждого ввода) прорезают узкие щели и заваривают их диамагнитным электродом. В этих случаях магнитные потоки вводов замыкаются по общему контуру: при двух вводах с разным направлением токов магнитные потоки компенсируются как противоположно направленные; при трех вводах трехфазной системы суммарный магнитный поток равен нулю, поскольку сумма мгновенных значений токов, а следовательно, магнитных потоков трехфазной системы равна нулю.

Для электропечных трансформаторов при напряжении обмоток НН порядка нескольких десятков и сотен вольт и токах, измеряемых десятками килоампер, применяют шинные вводы, которые состоят из набора медных шин, установленных на резиновых прокладках в гетинаксовой плите, прикрепляемой к крышке трансформатора, а также трубчатые вводы, которые состоят из медных труб, охлаждаемых проходящей внутри их водой.

Вводы 110 кВ и более. Трансформаторные вводы на напряжения 110 кВ и выше подразделяют на маслобарьерные и бумажно-масляные. В маслобарьерных вводах основной изоляцией служит трансформаторное масло, разделенное на слои бумажно-бакелитовыми цилиндрами с уравнительными обкладками из алюминиевой фольги, в бумажно-масляных вводах — плотно намотанная на медную (или латунную) трубу кабельная бумага, пропитанная трансформаторным маслом и разделенная на слои уравнительными обкладками из фольги. Обкладки предназначены для выравнивания электрического поля. Вводы заполнены дегазированным трансформаторным маслом, не сообщаемым ни с маслом бака трансформатора, ни с атмосферным воздухом, поэтому их называют герметичными масломолненными.

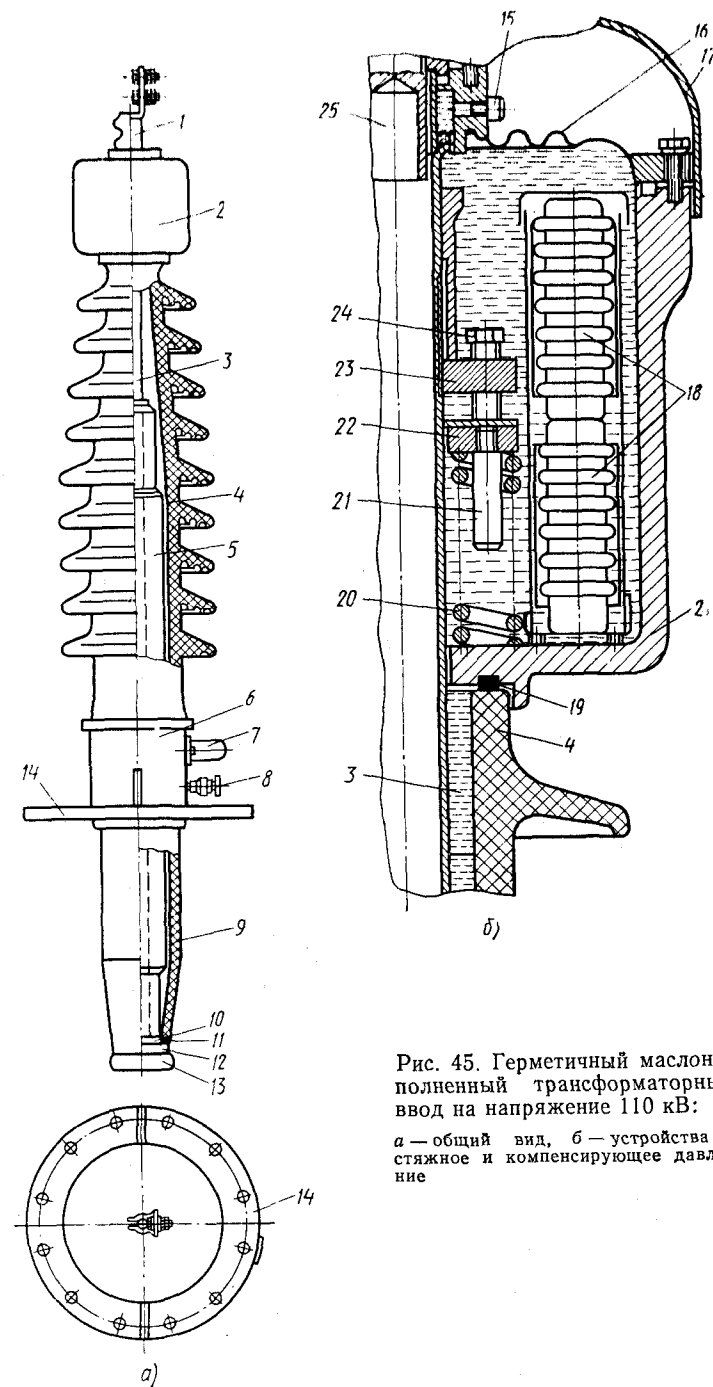


Рис. 45. Герметичный маслонаполненный трансформаторный ввод на напряжение 110 кВ:

а — общий вид, б — устройства — стяжное и компенсирующее давление

Устройство бумажно-масляного герметичного маслонаполненного ввода на напряжение 110 кВ показано на рис. 45, а. Верхняя часть изоляционного сердечника 5 закрыта фарфоровой крышкой 4, служащей внешней изоляцией, нижняя заключена в фарфоровую крышку 9 и торцом опирается на резиновую прокладку 11, уложенную на латунный стакан 12, навинченный на конец трубы 3. Между стаканом и торцом изоляционного сердечника имеется гетинаксовая шайба 10, предохраняющая изоляцию от повреждения при навинчивании стакана и одновременно служащая дополнительной изоляцией. Между крышками на сердечнике установлена металлическая соединительная втулка 6, к которой прилегают на резиновых прокладках торцы крышек.

Втулка отлита заодно с фланцем 14, служащим для крепления ввода болтами на крышке трансформатора. На верхнем торце крышки, на резиновой прокладке 19 (рис. 45, б) установлен металлический корпус 2 компенсаторов давления, в котором размещено пружинное устройство, стягивающее между собой корпус, крышки, соединительную втулку и изоляционный сердечник.

Стяжное устройство состоит из гайки 23, навинченной на верхний конец трубы, ввернутых в нее болтов 24, нажимного диска 22, пружин 20 и направляющих шпилек 21. При ввертывании болтов в гайку пружины, сжимаясь, стягивают составные части ввода; усадка до требуемых размеров уплотняющих резиновых прокладок, установленных между ними, обеспечивает его герметичность.

В корпусе кроме пружин осевой стяжки ввода размещено устройство, компенсирующее давление масла при температурном изменении его объема, состоящее из отдельных компенсаторов — сильфонов 18, установленных по кругу (так же, как пружины вокруг трубы).

Сильфон представляет собой цилиндр из латунной фольги с гофрированной боковой поверхностью, который заполнен азотом или аргоном и герметично запаян.

При повышении температуры масла, заполняющего ввод и корпус компенсатора, увеличиваются его объем и, следовательно, давление; под давлением окружающего масла сильфон сжимается (как гармоника), компенсируя объем и давление. При понижении температуры объем масла уменьшается и сильфон за счет разности давления газа и окружающего масла разжимается.

У вводов напряжением 220 кВ и более вследствие значительных изменений объема масла при колебании температуры сильфоны устанавливают в специальных выносных баках давления, которые заполнены трансформаторным маслом, сообщаемым с вводом гибкой трубкой из отоженной меди. Эти сильфоны

имеют форму пустотелых дисков, изготовленных из тонкой белой жести.

Герметичные вводы работают под давлением масла, изменяющимся в зависимости от нагрузки и температуры окружающего воздуха. При изменении температуры от -45 до $+55^{\circ}\text{C}$ и полной нагрузке трансформатора допускаемое давление не должно превышать 20 и 280 кПа соответственно. На соединительной втулке ввода установлены вентиль 8 (рис. 45, а) для регулирования давления и подсоединения измерительного устройства с манометром для контроля за давлением во вводе, вывод 7 для измерения тангенса угла диэлектрических потерь и емкости внутренней изоляции, характеризующих качество изоляции (увлажненность), а также проушины для подъема ввода.

Верхнюю часть корпуса компенсатора герметически закрывает упругая металлическая диафрагма 16 (рис. 45, б), предохраняющая корпус от разрыва при чрезмерном повышении давления. Герметичность корпуса компенсатора, нижней и верхней частей ввода достигается установкой шайбообразных прокладок из маслостойкой резины, нажимных фланцев, втулок и других вспомогательных деталей. Для присоединения ввода к внешней сети служит контактный наконечник 1. Внутренний отвод обмотки соединяют с вводом гибким медным проводом, пропущенным через трубу и впаянным в наконечник 25. Для выпуска воздуха из ввода при заполнении его маслом служит отверстие, закрытое винтом 15; для слива масла в стакане предусмотрено отверстие, закрываемое пробкой с резьбой. Металлические детали нижней части ввода закрыты алюминиевым экраном 13, верхней части — защитным кожухом 17, экран и кожух предназначены для выравнивания электрического поля.

Герметичные вводы широко применяют в последние 10–15 лет, а до этого использовали вводы, масло которых сообщалось с атмосферным воздухом через гидрозатвор расширителя, компенсирующего расширение масла и установленного в верхней части ввода. Для контроля уровня масла расширитель снабжен маслоуказателем. В настоящее время негерметичные вводы из-за их несовершенства сняты с производства.

Герметичные вводы имеют обозначения, состоящие из букв и цифр, например: $\frac{\text{ГБМТ}}{0-45}$ -110/630-У1 (ХЛ1; Т1);

$\frac{\text{ГБМТУ}}{0,45}$ -220/2000-ХЛ1 (У1; Т1). Обозначения вводов расшиф-

ровывают таким образом: Г — герметичный; БМ — бумажно-масляная внутренняя изоляция; Т — для трансформаторов; 0-45 — угол наклона к вертикали в градусах; 110, 220 — номинальные напряжения (кВ); 630, 2000 — номинальные токи (А);

У — усиленная наружная изоляция; У1, ХЛ-1, Т1 — климатическое исполнение и категория размещения.

В последнее время на напряжение 110 кВ используют вводы с твердой изоляцией, изоляционный сердечник которых изготовляют намоткой на медную трубу кабельной бумаги, пропитанной специальным лаком. После термообработки получают монолитную твердую изоляцию. Ввод с твердой изоляцией имеет меньшие размеры и массу.

§ 27. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

Бак служит для установки в нем активной части и заливки масла (некоторые баки специальных трансформаторов заполняют газом или кварцем) и состоит из обечайки 3, дна 4, рамы 2 и крышки 1 (рис. 46) с отверстиями для крепления болтами к раме. Крышка закрывает бак и одновременно является основанием для установки расширителя, вводов, приводов переключающих устройств, баллона термосигнализатора, подъемных колец и других вспомогательных деталей. Место разъема крышки с баком уплотняют резиновой полосой, укладываемой на раму в уступ между выступающим торцом обечайки и отверстиями в раме. Размещение устройств на крышке трансформатора ТМ-400/10 показано на рис. 47.

У баков трансформаторов мощностью 25 МВ·А и выше крышка приварена к обечайке. Бак имеет нижний разъем и со-

стоит из верхней (высокой) съемной части и нижней, являющейся его основанием (днищем). Такое устройство облегчает разборку и сборку трансформаторов и не требует механизмов большой грузоподъемности, поскольку вместо активной части поднимают верхнюю часть бака.

Для перемещения трансформаторов (при монтаже, ремонте) массой до 20 т устанавливают под днищем тележки (по две на трансформатор), при большей массе — каретки. Для подъема трансформатора стропами к стенкам бака приварены крюки, для крепления охладителей и термосифонных фильтров — патрубки с фланцами. Для заполнения трансформатора маслом установлены вентили.

Бак несет механическую нагрузку от масс активной части и масла, кроме того, при внутреннем повреждении может испытывать большое избыточное давление, поэтому необходимо выбирать определенную толщину обечайки, дна и рамы. Баки трансформаторов III габарита и особенно более мощных усиливают поперечными и продольными балками из стального проката (швеллер, тавр, уголок). Механическую прочность бака и непроницаемость сварных швов испытывают избыточным давлением 30—50 кПа.

Для трансформаторов I—V габаритов применяют баки овальной формы, больших габаритов — прямоугольные, с пространственным магнитопроводом — треугольные или круглые. Изготавливают их из листовой стали газо- и электросваркой.

Расширитель служит для локализации (компенсации) колебаний уровня масла в трансформаторе при изменении температуры. Кроме того, он уменьшает площадь соприкосновения с воздухом открытой поверхности масла и, следовательно, защищает масло от преждевременного окисления кислородом. Расширитель представляет собой металлический сосуд в виде цилиндра, соединенный с баком трубопроводом.

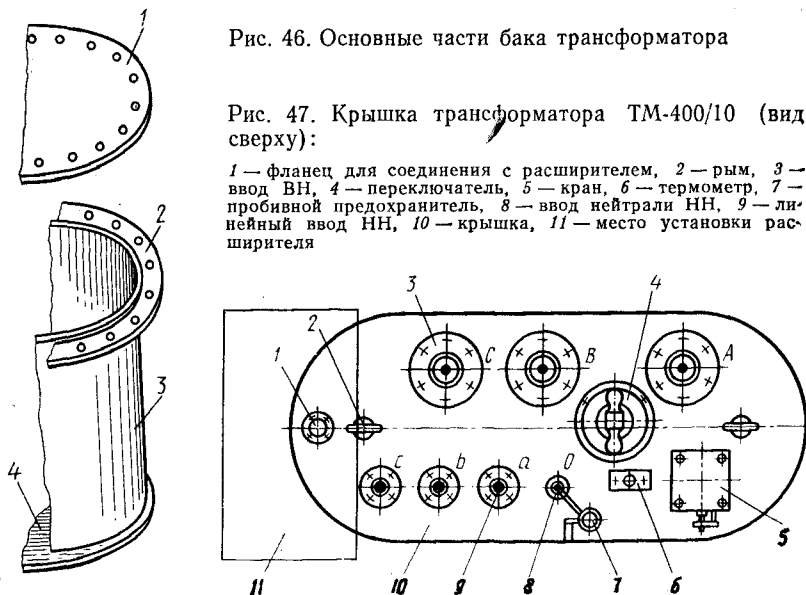
Существуют герметизированные трансформаторы с азотной защитой, у которых пространство между поверхностью масла и верхней стенкой расширителя заполнено азотом. Расширители устанавливают на трансформаторах напряжением 6 кВ и выше и мощностью 25 кВ·А и более. Объем расширителя должен быть таким, чтобы при всех режимах работы трансформатора от отключенного состояния до номинальной нагрузки и при колебаниях температуры окружающего воздуха от —45 до +40°C в нем было масло (обычно 8—10% объема масла, находящегося в трансформаторе).

На рис. 48 показан расширитель, устанавливаемый на трансформаторах III габарита. При нагревании масло из бака трансформатора по трубе, соединяющей его с патрубком 7, вытесняется в расширитель; при снижении температуры оно поступает обратно в бак. На торцевой стенке корпуса 2 расширителя,

Рис. 46. Основные части бака трансформатора

Рис. 47. Крышка трансформатора ТМ-400/10 (вид сверху):

1 — фланец для соединения с расширителем, 2 — рам, 3 — ввод ВН, 4 — переключатель, 5 — кран, 6 — термометр, 7 — пробивной предохранитель, 8 — ввод нейтрали НН, 9 — линейный ввод НН, 10 — крышка, 11 — место установки расширителя



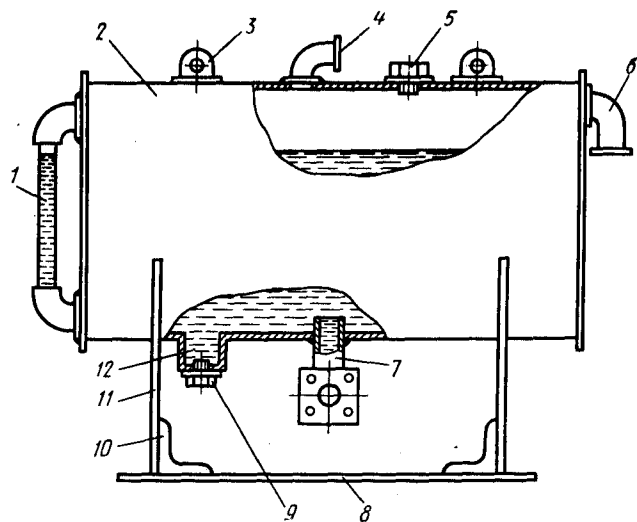


Рис. 48. Расширитель

изготовленного из листовой стали, установлен маслоуказатель 1 и нанесены краской три горизонтальные черты с контрольными цифрами: —45, +15 и 40°C. Это означает, что в неработающем трансформаторе уровни масла, отмеченные черточками, должны соответствовать указанным температурам окружающего воздуха. Другая торцовая стенка корпуса крепится болтами на маслоуплотняющей прокладке. Разъем позволяет производить окраску внутренней поверхности расширителя.

Для сбора и удаления осадков и влаги со дна расширителя предназначен отстойник 12 с отверстием, закрываемым пробкой 9 и служащим также для слива масла из расширителя. Изменение в расширителе уровня масла, а следовательно, его объема компенсируется атмосферным воздухом, поступающим в расширитель из окружающей среды через осушитель, подсоединяемый к патрубку 6. Отверстие с пробкой 5 предназначено для заполнения расширителя маслом, кольца 3 — для подъема, патрубок 4 — для соединения с предохранительной трубой. Чтобы осадки не попадали в трансформатор со дна расширителя, конец патрубка 7 выступает внутри расширителя на 50—60 мм.

Расширитель устанавливают немного выше уровня крышки 8 трансформатора с помощью опорных пластин 11, которые приварены к кронштейнам 10, закрепляемым на крышке болтами.

Маслоуказатель служит для контроля за уровнем масла в трансформаторе. На расширителях трансформаторов I и

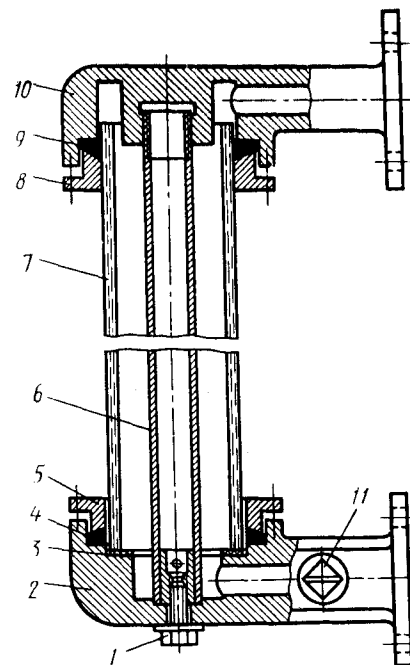


Рис. 49. Маслоуказатель трансформаторов III и IV габаритов

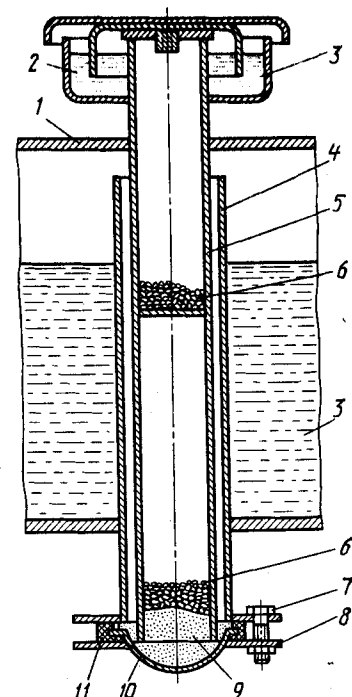


Рис. 50. Воздухоосушитель, встроенный в расширитель

II габаритов устанавливают плоские маслоуказатели: вырезают в боковой стенке расширителя продольную щель шириной 10 мм, укладывают по ее периметру резиновую прокладку, а на нее — плоское стекло толщиной 3 мм, которое прижимают фасонным фланцем с помощью шпилек, приваренных к стенке, и гаек.

Маслоуказатель трансформаторов III и IV габаритов (рис. 49) работает по принципу сообщающихся сосудов. Стеклона толстостенная трубка 7 вмонтирована в верхнее 10 и нижнее 2 колена с отверстиями для крепления болтами к боковой стенке расширителя. Для уплотнения трубки, опирающейся нижним концом на прокладку 3 из электрокартона, имеются кольцевые резиновые прокладки 4 и 9, которые прижаты к стеклу и внутренним стенкам колен втулками 5 и 8 с помощью болтов. Колена скреплены между собой стальной трубкой 6 и болтом 1; пробковый кран 11 служит для разобщения маслоуказателя с расширителем.

На трансформаторах IV габарита и выше устанавливают стрелочные магнитные маслоуказатели (см. рис. 61), отличающиеся более совершенной конструкцией и надежностью в работе.

Воздухоосушитель (рис. 50) предназначен для поглощения влаги из воздуха, поступающего в расширитель, и в трансформаторах I и II габаритов встроен непосредственно в расширитель.

Внутренняя трубка 5 воздухоосушителя вставлена в отверстие верхней части расширителя и приварена маслоплотным швом к его стенке 1, наружная трубка 4 установлена диаметрально противоположно внутренней. К наружной трубке прикреплен прижимными фланцами 8 и болтами 7 на резиновой прокладке 11 колпак 10 из органического стекла.

Колпак и нижнюю часть внутренней трубки заполняют индикаторным силикагелем, а верхнюю — силикагелем или цеолитом до уровня, не превышающего максимальный уровень масла 3 в расширителе. При изменении температуры и уменьшении объема масла в расширителе из атмосферы через масляный затвор 2, внутреннюю трубку 5, силикагель 6, индикаторный силикагель 9 и наружную трубку 4 поступает в верхнюю полость расширителя воздух. При увеличении объема масла воздух идет по этому пути в обратном направлении. Об увлажненности силикагеля судят по изменению цвета индикаторного силикагеля, за которым наблюдают через колпак.

Воздухоосушитель, устанавливаемый на расширителях трансформаторов III габарита и выше, состоит из металлического корпуса 1 (рис. 51), цилиндрической формы, заполненного силикагелем 3, решетки с сеткой 7, сетчатого патрона 4, заполненного индикаторным силикагелем и закрытого крышкой 5 со смотровым стеклом 6. В нижнюю часть воздухоосушителя вмонтирован масляный затвор, работающий по принципу сообщающихся сосудов и служащий для предохранения силикагеля от постоянного соприкосновения с воздухом и очистки воздуха от механических примесей (проходя через масло, они оседают в нем). Масляный затвор имеет несколько отверстий с пробками: 13 — для слива отработанного масла, 10 — для слива масла до нормального уровня в затворе и отверстие для заливки трансформаторного масла (последнее на рисунке не показано).

Когда уровень масла в расширителе понижается, его объем пополняется воздухом: он проходит через трубку 9, приваренную к дну 12 масляного затвора, затем через слой трансформаторного масла 11, отверстие в стенке 8 затвора, через решетку с сеткой и слой силикагеля, отбирающего у воздуха влагу. Далее по патрубку 2 и трубе сухой воздух падает в расширитель. При увеличении объема масла в расширителе воздух идет в обратном направлении. Для контроля за уровнем масла

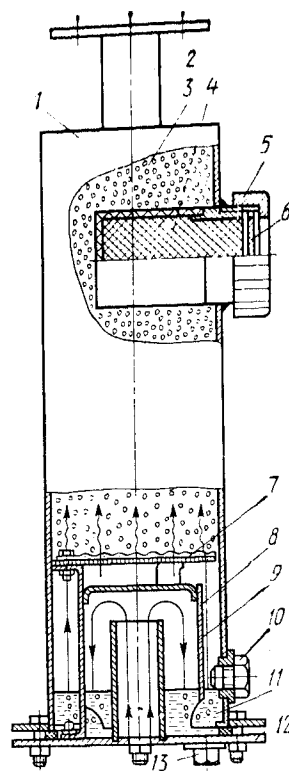


Рис. 51. Воздухоосушитель, устанавливаемый на расширителях трансформаторов III габарита и выше

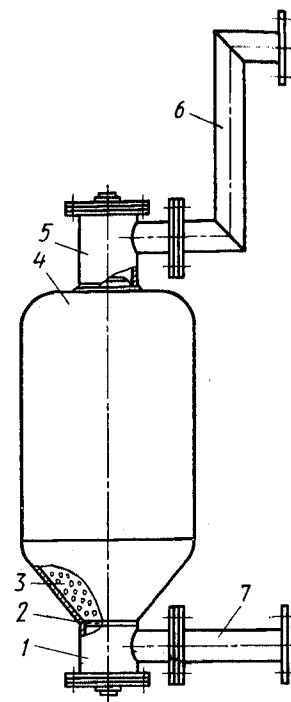


Рис. 52. Термосифонный фильтр

воздухоосушители имеют маслоуказатель (на рисунке не показан).

Термосифонный фильтр (рис. 52) служит для непрерывной регенерации масла в процессе работы трансформатора и представляет собой металлический сосуд 4, заполненный силикагелем 3 и присоединенный трубами 6 и 7 к верхнему и нижнему патрубкам бака. Силикагель загружают в него через бункер 5, а отработанный высыпают через бункер 1. В бункерах установлены металлические решетки с сетками 2, предотвращающие попадание силикагеля в бак трансформатора. Циркуляция масла через фильтр основана на конвекции за счет разности температур верхнего и нижнего слоя масла. Термосифонные фильтры устанавливают на трансформаторах мощностью 2500 кВ·А и более.

При работе трансформатора теплота, выделяемая магнитной системой, обмотками и другими частями, подверженными нагреву, передается маслу, омывающему их. Масло конвекцией передает теплоту стенкам бака, а стенки — окружающему воздуху. Каждый квадратный метр поверхности бака при естественной циркуляции масла способен отвести 400—450 Вт. Если тепловая нагрузка поверхности бака будет больше, то температура активной части и трансформатора может превысить допустимую.

В трансформаторах небольшой мощности (25—40 кВ·А) абсолютное значение отводимых потерь в виде теплоты сравнительно невелико, поэтому баки таких трансформаторов имеют гладкие стенки. В трансформаторах мощностью более 40 кВ·А (I—III габаритов) для отвода теплоты применяют охладители — навесные радиаторы с трубами овальной или круглой формы (рис. 53). Их крепят болтами к патрубкам бака, между фланцами которых ставят резиновую прокладку.

Вследствие разности плотностей горячего масла, поступающего из бака трансформатора в верхний коллектор радиатора, и холодного в нижней части радиатора оно непрерывно перемещается в радиаторе сверху вниз, отдавая на своем пути теплоту стенкам труб, а те, в свою очередь, окружающей среде — воздуху.

В более мощных трансформаторах для отвода теплоты не достаточно поверхности радиаторов с естественной циркуляцией масла: у них радиаторы имеют более развитую поверхность и обдуваются вентиляторами (система охлаждения Д). Радиатор (рис. 54) состоит из нескольких рядов тонкостенных труб 3, собранных с помощью коробок 4, которые вварены в верхний и нижний коллекторы 5, присоединяемые патрубками 6 к стенке бака 7. Под радиатором на кронштейнах 8, прикрепленных к стенкам бака, установлены асинхронные электродвигатели 1 с крыльчатками 2 на валах. Поток воздуха, поступающий от крыльчаток, обдувает радиатор и значительно увеличивает теплосъем с его поверхности: каждый квадратный метр поверхности радиатора при обдуве способен отвести 750—850 Вт против 400—450 Вт без обдува. Число устанавливаемых радиаторов зависит от теплосъема каждого и того количества теплоты, которое нужно отвести от трансформатора.

Для трансформаторов мощностью 63 000 кВ·А и более, где дутьевое охлаждение не обеспечивает отвода теплоты, применяют специальные охладители, у которых принудительная циркуляция масла сочетается с дутьем. Они обдуваются вентиляторами, расположенными один над другим. Охладитель представляет собой калорифер, состоящий из нескольких рядов оребренных труб, вваренных в верхнюю и нижнюю трубные

доски. Вверху и внизу охладителей имеются камеры для масла. К патрубку верхней камеры присоединяют электронасос, а к патрубку нижней — струйное реле, с помощью которого контролируют циркуляцию масла в охладителе.

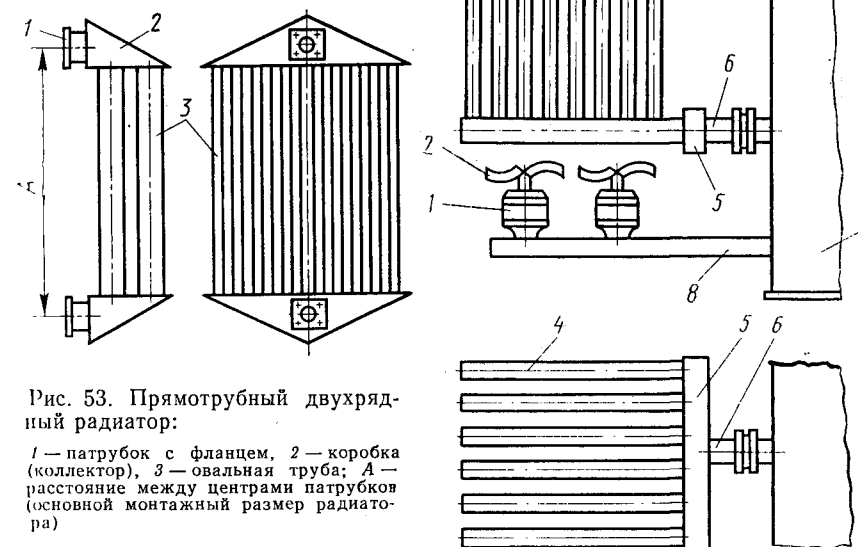


Рис. 53. Прямотрубный двухрядный радиатор:

1 — патрубок с фланцем, 2 — коробка (коллектор), 3 — овальная труба; А — расстояние между центрами патрубков (основной монтажный размер радиатора)

Рис. 54. Прямотрубный радиатор с обдувом вентиляторами

Электронасос забирает горячее масло из верхней части бака трансформатора и прогоняет его через охладитель. Охладившись, масло поступает в нижнюю часть бака. Интенсивная принудительная циркуляция масла достигается с помощью специальных центробежных герметичных электронасосов с встроенным асинхронным электродвигателем. В основном применяют электронасосы Т63/10 и ТТ63/10 с подачей 63 м³/ч и напором 10 м.

Охладители устанавливают на стенках бака или выносят на отдельные фундаменты и соединяют с баком трубами.

Наиболее эффективный способ охлаждения мощных трансформаторов — водомасляная система. В охладителях такой системы нагретое масло прогоняется насосом через охлаждающую колонку, охлаждается в ней и поступает в нижнюю часть

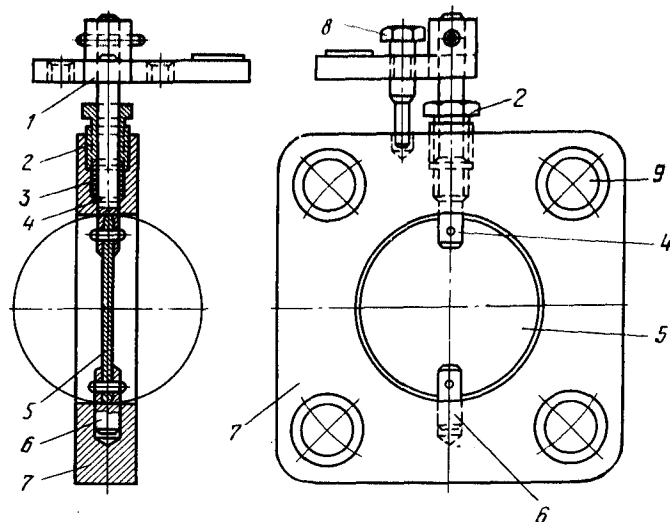


Рис. 55. Радиаторный кран

бака трансформатора. Входной и выходной патрубки в охладителе и трансформаторе располагают по диагонали. Масло в охладителе охлаждается водой путем создания противотока.

Горячее масло поступает в нижнюю часть охладителя, в пространство между трубами, и выходит из его верхней части. Вода, наоборот, входит в верхнюю часть охладителя, проходит по трубам вниз и выходит из его нижней части.

Радиаторный кран (рис. 55) устанавливают в трансформаторах III габарита и выше между фланцем радиатора и патрубком бака. Он позволяет заменить радиатор без слива масла из трансформатора, что очень важно при ремонте. Основными частями крана являются стальной корпус 7 прямоугольной или круглой формы и поворотный диск 5, установленный в отверстии корпуса на большой 4 и малой 6 осях. Ось 4 через сальниковое уплотнение 3 выведена наружу. На ее конце закреплена рукоятка 1; поворачивая ее, закрывают или открывают отверстие корпуса и тем самым сообщают либо разобщают внутренние полости радиатора и бака. Сальниковое уплотнение и уплотняющая втулка 2 не позволяют маслу вытекать через неплотности между осью и отверстием в корпусе. Для фиксации диска в закрытом или открытом положениях служит стопорный болт 8; для крепления крана к фланцам патрубков радиатора и бака специальными шпильками в корпусе имеются отверстия 9.

Радиаторные краны используют также при установке термосифонных фильтров и на трубопроводе, соединяющем бак с расширителем. Для патрубков с круглыми фланцами применяют краны соответственно с круглым корпусом.

§ 28. УСТАНОВКА АКТИВНОЙ ЧАСТИ В БАКЕ И СПОСОБЫ ЕЕ КРЕПЛЕНИЯ

Активную часть устанавливают в бак так, чтобы нижние опорные пластины остова прилегали к дну бака всей плоскостью и располагались в местах, указанных в сборочном чертеже. Зазор между стенками бака и торцами пластин контролируется при опускании активной части в бак.

При фиксации активной части шипами, установленными на дне бака, они должны войти в отверстия опорных пластин без перекосов и смещений, чтобы центры шипов и отверстий совпали. Трансформатор при погрузочно-разгрузочных работах, связанных с его перевозкой к месту установки, а также при монтажных работах с перекачкой на фундамент, подвергается толчкам, наклону, разворотам и т. п. Если его активную часть механически не связать с баком в верхней части, т. е. не прикрепить к нему, то она будет смещаться, что может привести к обрыву отводов, поломке деталей крепления переключателя, ослаблению прессовки обмоток и ярм, повреждению изоляции и других деталей.

В зависимости от массы активной части трансформатора и его мощности применяют несколько способов ее крепления в баке.

Способ крепления активной части массой до 0,7 т в трансформаторах мощностью до 250 кВ·А показан на рис. 56, а. К угольнику 2, прикрепленному болтами к полкам верхних ярмовых балок 1, присоединяется фасонная пластина 3, зацепленная за скобу 4, которая приварена к стенке 5 бака. Аналогичное крепление выполняют на противоположной стороне ярма. Во избежание ослабления болты укрепляют контргайками. Толщина пластин и полок угольников обычно 4—5 мм.

В трансформаторах мощностью от 250 до 1600 кВ·А активную часть массой от 0,7 до 3,1 т крепят четырьмя крюками 6 (рис. 56, б), установленными на концах ярмовых балок 1 с помощью угольников 2, а на стенках 5 бака — приваренными скобами 4. Пропустив крюки через отверстия в угольниках и укомплектовав их шайбами 7 и гайками 8, притягивают равномерным поочередным затягиванием гаек до отказа активную часть к баку.

На рис. 56, в показан способ крепления активной части той же массы с помощью четырех пластин 10, приваренных к ярмо-

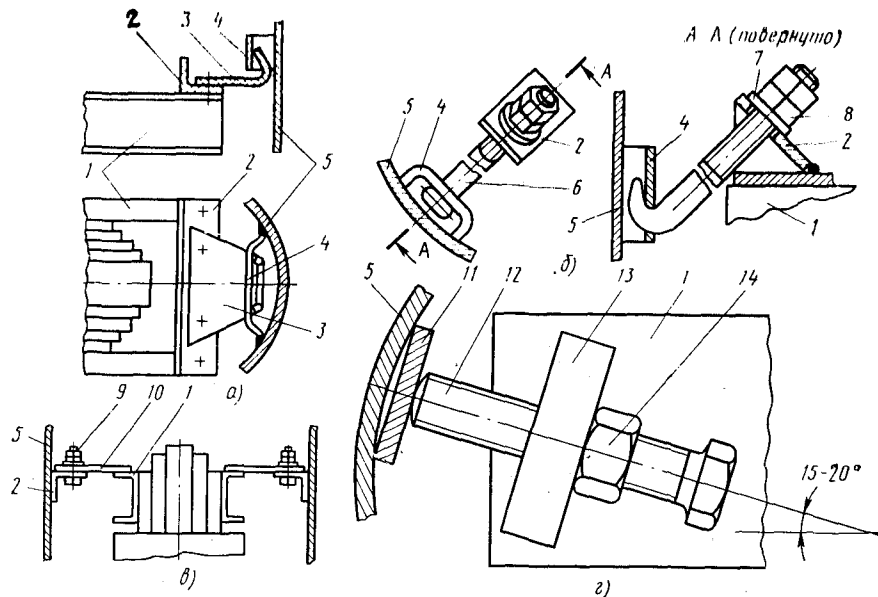


Рис. 56. Крепление в баке активной части:

а — массой до 0,7 т, б — от 0,7 до 3,1 т (первый вариант), в — то же (второй вариант), г — от 3,1 до 30 т

вым балкам 1 и прикрепленных болтами 9 к угольникам 2, которые приварены к стенкам 5 бака.

При массе активной части от 3,1 до 30 т ее крепят четырьмя распорными винтами 12 (рис. 56, г), ввинченными в пластины 13 с резьбовыми отверстиями. Пластины приваривают к полкам ярмовых балок 1 под углом, обычно 15—20°, при этом винты, ввернутые в них, упираются в упорные пластины 11 стенок 5 бака. Равномерным поочередным завинчиванием винтов до отказа фиксируют (распирают) активную часть, а затягиванием контргаек 14 препятствуют их самоотвинчиванию. Иногда распорные винты утапливают головкой к упорной пластине бака, при этом контргайку располагают на другой стороне пластины 13.

Для удобства завинчивания у более мощных трансформаторов головки распорных винтов выводят из бака наружу, с этой целью в стенки вваривают втулки с резьбовым отверстием, а к ярмовым балкам приваривают упорные пластины. После вворачивания винтов и затягивания контргаек их с наружной стороны закрывают кожухами, прикрепленными к стенкам бака фланцами на резиновых прокладках.

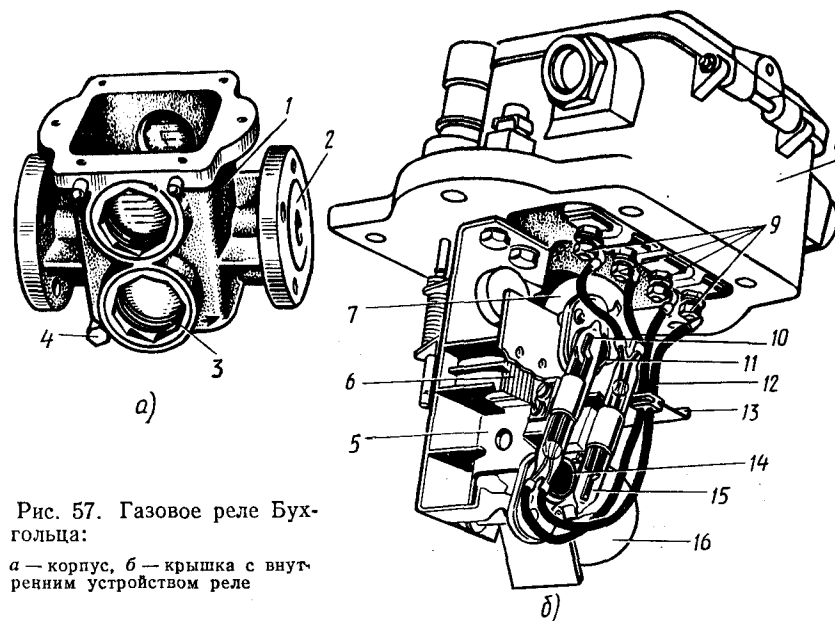


Рис. 57. Газовое реле Бухгольца:

а — корпус, б — крышка с внутренним устройством реле

§ 29. ЗАЩИТНЫЕ И КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА

Газовое реле защищает трансформатор при всех видах внутреннего повреждения, связанного с выделением газа, а также при утечке масла из-за неплотности. Такими повреждениями могут быть: разложение изолирующих материалов (масла, бумаги, дерева) под воздействием повышенной температуры отдельных мест, замыкание параллельных проводов или витков в обмотках; некачественное соединение отводов (пайка, крепление винтами, болтами); пробой изоляции; неисправность в магнитной системе, остовете.

По конструктивному признаку различают два вида газового реле: поплавковое и чашечное. Работа поплавкового реле основана на всплывании и опускании металлических поплавков, чашечного — на всплывании и погружении чашечек с маслом. Промышленность выпускает газовые реле: поплавковое ПГ-22 и чашечное РГ43-66. В последние годы на трансформаторах в основном устанавливают поплавковые газовые реле Бухгольца (рис. 57) производства ГДР.

Реле состоит из корпуса 1 (рис. 57, а) с фланцами 2 для подсоединения к трубопроводу, смотровыми окнами 3 со шкалой и пробкой 4 для спуска масла; крышки 8 (рис. 57, б) с внутренним механизмом, который крепится болтами к корпусу

на прокладке для обеспечения герметичности. На крышке размещены встроены блок, кран для отбора пробы газа для анализа, по которому судят о характере повреждения, зажимы для подключения электропроводки и другие вспомогательные детали.

В блок входят следующие основные рабочие механизмы и элементы управления: верхний поплавок 7 с присоединенным к нему магнитом 11; герметизированный магнитно-управляемый контакт 10 — геркон (герметизированный контакт); нижний поплавок 16 с присоединенным к нему магнитом 14, геркон 15; подпорный клапан 5; постоянный магнит 6, укрепленный на пластине 13, и гибкие провода 12, идущие от герконов и присоединенные к контактным болтам 9, которые выходят на коробку зажимов, установленную на крышке.

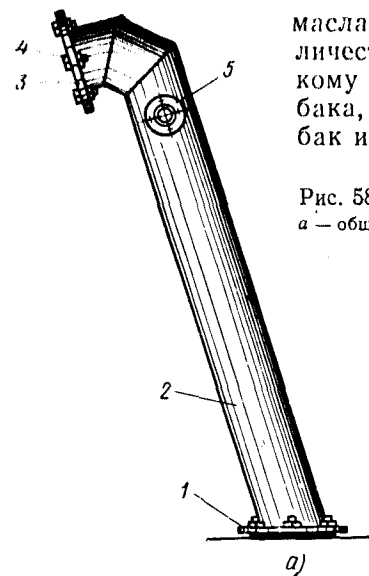
Нормально реле заполнено маслом и оба поплавка находятся в верхнем положении. При утечке понижается уровень масла в корпусе и одновременно опускается верхний поплавок. Прикрепленный к нему магнит, проходя рядом с герконом 10, замыкает его контакты, включающие цепь предупредительной сигнализации (звонок, сирена).

Если уровень масла после сигнала продолжает понижаться, то начинает опускаться нижний поплавок; в предельном нижнем положении его магнит вызывает срабатывание контактов геркона 15, замыкая цепь отключения трансформатора.

В случае внутреннего повреждения трансформатора со слабым газообразованием газ в баке поднимается вверх, попадает через трубопровод в реле и вытесняет из него масло, при этом верхний поплавок опускается и работает так же, как в первом случае. Однако нижний поплавок свое положение не меняет, поскольку газ при уровне масла, достигшем верхнего края стенки трубы, выйдет по трубопроводу в расширитель, поэтому нижняя поплавок система работать не будет — трансформатор останется в работе. При значительных внутренних повреждениях бурно выделяется газ, происходит выброс масла с большой скоростью через реле в расширитель. Под воздействием потока масла подпорный клапан 5, удерживаемый до этого магнитом 6, отбросится в направлении потока, при этом нижний магнит приблизится к геркону, замкнет его контакты, и трансформатор отключится. Время срабатывания реле обычно 0,1 с. Реле можно настроить на срабатывание регулировкой зазора между магнитом и подпорным клапаном при скоростях потока масла от 0,65 до 150 м/с.

На трансформаторах мощностью от 1 до 10 МВ·А устанавливают одно- и двухпоплавокные газовые реле Бухгольца, а на трансформаторах большей мощности — двухпоплавокные.

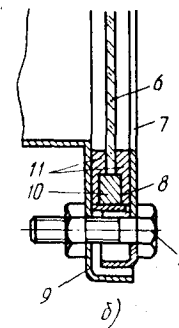
Повреждение внутри трансформатора, сопровождаемое электрической дугой, приводит к интенсивному разложению



масла с образованием большого количества газа и, как следствие, резкому повышению давления внутри бака, при этом может разорваться бак и возникнуть пожар.

Рис. 58. Выхлопная труба:

а — общий вид, б — устройство диафрагмы



Для локализации давления внутри бака устанавливают выхлопную (предохранительную) трубу (рис. 58, а), которая состоит из корпуса 2, изготовленного из листовой стали, диафрагмы 3, фланца 1 для крепления к крышке бака трансформатора и фланца 5 для подсоединения трубы к верхней части расширителя. В диафрагму входят фланцы 9 (приваренный к стенке трубы) и 7 (рис. 58, б), две резиновые прокладки 11 и торцовая 10, уплотняющие стеклянный диск 6, который установлен между фланцами, скрепленными болтами 4. Для фиксации мест установки прокладок служит упорное кольцо 8.

Нижний конец трубы сообщается с баком через отверстие в крышке. При повышении давления внутри бака стекло ломается и газы вместе с маслом выбрасываются наружу. На трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и выше устанавливают выхлопную трубу; на более мощных трансформаторах и трансформаторах с пленочной защитой вместо выхлопной трубы ставят предохранительный клапан.

При повреждении внутри трансформатора, например пробое изоляции между обмотками или отводами, цепь обмотки ВН может соединиться с токопроводящей частью обмотки НН, при этом сторона низшего напряжения окажется под высоким напряжением, опасным для обслуживающего персонала и аппаратуры. Во избежание появления высокого потенциала на стороне НН у трансформаторов с низшим напряжением (до 690 В)

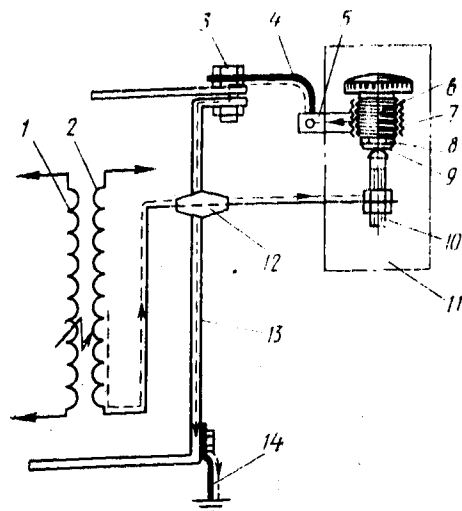


Рис. 59. Схема включения и действия пробивного предохранителя:

1, 2 — обмотки ВН и НН, 3 — болт крепления крышки бака, 4 — перемычка, 5 — скоба предохранителя, 6, 9 — верхняя и нижняя части контактной головки, 7 — цокольный контакт, 8 — слюдяная прокладка с искровыми промежутками, 10 — центральный контакт, 11 — пробивной предохранитель, 12 — ввод нейтрали, 13 — стенка бака, 14 — заземляющая перемычка бака

ным баком (крышкой). При появлении на стороне НН опасного напряжения воздушные промежутки слюдяной прокладки пробиваются электрической дугой, через которую обмотка НН соединяется с землей и таким образом приобретает потенциал, равный нулю.

Для предотвращения соприкосновения масла трансформаторов с атмосферным воздухом применяют пленочную защиту трансформаторов, которая представляет собой емкость из эластичной пленки, уложенную внутри расширителя. При заполнении расширителя маслом она всплывает; воздух контактирует не с маслом, а находится в пленке. Он поступает в пленку через воздухоосушитель, сообщающийся через его масляный затвор с атмосферой. Из пространства между эластичной пленкой и расширителем воздух удален. При изменении уровня масла в расширителе меняется объем эластичной емкости за счет вытеснения или засасывания воздуха из атмосферы. Пленка, изготовляемая из маслостойкой прорезиненной ткани, обладает незначительной воздухо- и влагонепроницаемостью. Пленочную защиту устанавливают на трансформаторах III габарита и выше.

устанавливают пробивной предохранитель, состоящий из фарфоровых головки и корпуса и заключенной между ними контактной системы — цокольного и центрального контактов. Схема включения и действия пробивного предохранителя при пробое изоляции между обмотками показана на рис. 59. Контакты разделены слюдяной прокладкой 8 с отверстиями, образующими воздушные (искровые) промежутки. Головка и корпус вместе с контактной системой скреплены между собой с помощью резьбы на цокольной части.

Центральный контакт 10 соединяют с вводом 12 нейтрали обмотки НН при схеме «звезда» или с линейным вводом при схеме «треугольник», цокольный контакт — скобой с заземлен-

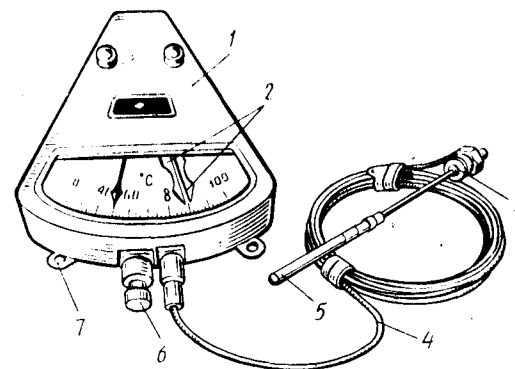


Рис. 60. Манометрический термометр ТСМ-100:

1 — корпус, 2 — указатели установки пределов на сигнал и отключение, 3 — штуцер, 4 — капиллярная трубка, 5 — термобаллон, 6 — жимы для подключения электропитания, 7 — скоба для крепления

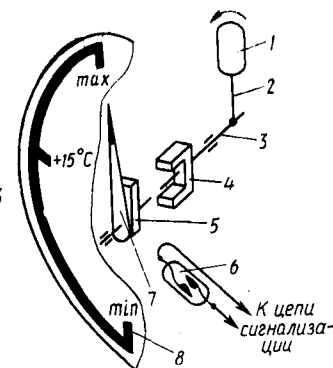


Рис. 61. Устройство стрелочного маслоуказателя

Во избежание контакта масла с воздухом в трансформаторах применяют кроме пленочной и азотную защиту, которая обеспечивает постоянное наличие азота в расширителе и исключает увлажнение внутренней изоляции трансформатора, а также насыщение ее кислородом. Азотную защиту устанавливают в основном на мощных силовых трансформаторах напряжением 110 кВ и более.

Температуру масла в трансформаторах мощностью 630 кВ·А и менее контролируют стеклянным термометром, в трансформаторах большей мощности — манометрическими термометрами ТСМ-100 (рис. 60) или ТКП-160 Сг (конденсационный, показывающий, сигнализирующий). Принцип их действия основан на строгой зависимости давления насыщенных паров заполнителя термосистемы (капилляра, баллона) от температуры измеряемой среды (масла).

При повышении температуры давление паров в термобаллоне 5, соединенном с корпусом 1 капиллярной трубкой 4, увеличивается, при этом специальное устройство в корпусе термосигнализатора действует на стрелку, которая показывает на шкале температуру масла. При достижении предельно допустимой температуры контактная система прибора замыкает цепь тока на сигнал. Дальнейшее увеличение температуры приводит к замыканию контактов цепи отключения трансформатора. Термобаллон устанавливают в специальную гильзу, пропущенную внутрь бака и закрепленную; на крышке корпус прибора крепят на стенке бака.

Стрелочный маслоуказатель используют для контроля уровня масла в расширителе и замыкания электрической цепи сигнализации при минимальном уровне масла. Его устанавливают на торцевой стенке расширителя силовых трансформаторов мощностью 10 МВ·А и более.

Стрелочные маслоуказатели бывают двух типов: МС-1 и МС-2 (поплавковые). Устройство маслоуказателя МС-2 показано на рис. 61. Поплавок 1, жестко скрепленный рычагом 2, под углом 90° с осью 3 силового магнита 4, находится в масле расширителя. Стрелка 7 имеет свою ось и плоский управляемый магнит 5 геркона 6. При изменении уровня масла поплавок, следуя за ним, поворачивает ось 3 вместе с закрепленным на ней силовым магнитом, при этом вследствие взаимодействия двух магнитов (магнитная муфта) поворачивается на тот же угол и стрелка, указывая на шкале 8 уровень масла (максимальный, минимальный и при 15°С окружающего воздуха).

При минимальном уровне масла магнит 5 (вместе со стрелкой) приблизится к геркону 6 и, замыкая его контакт, включит цепь сигнализации. Вращательное движение от силового магнита передается стрелке с магнитом через установленную между ними герметичную алюминиевую стенку корпуса.

Маслоуказатель МС-1 отличается от МС-2 тем, что рычаг поплавка расположен вдоль расширителя и силовой магнит получает вращение с помощью конической передачи.

Контрольные вопросы

1. Из каких основных частей состоит трансформатор?
2. Зачем выполняют ступенчатое сечение стержней?
3. Что такое «активное сечение» стержня?
4. Какие основные конструкции стержневых магнитных систем вы знаете?
5. Каковы виды изоляции трансформаторов и факторы, влияющие на ее электрическую прочность?
6. В чем преимущества и недостатки катушечной обмотки трансформаторов?
7. Из каких основных частей состоит переключательное устройство?
8. Для чего служат вводы трансформатора?
9. Где используют маслonaполненные вводы?
10. Каковы основные способы крепления в баке активной части трансформатора?

ГЛАВА IV

СБОРКА МАГНИТНЫХ СИСТЕМ

§ 30. ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ПЛАСТИНАМ ИЗ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ СТАЛИ. ИЗОЛЯЦИОННЫЕ ПОКРЫТИЯ

Технические требования. Пластины из электротехнической стали должны изготавливаться с учетом следующих технических требований.

Во-первых, пластины должны быть плоскими. Неплоскостность и серповидность пластин не должна быть большей, чем это допустимо по ГОСТ 21427.1—83. Серповидность стали искажает размеры пластин и не позволяет собрать магнитную систему правильной формы. Неплоскостность листов делает стержни и ярма криволинейными, ухудшает прессовку и усложняет в дальнейшем насадку обмоток.

Во-вторых, кромки пластин не должны иметь заусенцев. Заусенцы образуются при резке пластин, особенно если затуплена режущая часть или плохо отлажены штампы. Заусенцы, размеры которых нередко превышают допустимые, перекрывают соседние пластины и нарушают их изоляцию. В результате этого образуются контуры для вихревых токов, которые могут вызвать местные нагревы, увеличение потерь и даже «пожар» в стали. Поэтому заусенцы необходимо удалять или хотя бы уменьшать до допустимых размеров (0,005 мм для стали толщиной 0,35 мм).

Существует несколько способов снятия заусенцев: на шлифовальном станке; скребками; вращающимися металлическими щетками; специальными закатными валками (вальцовка). Широко используется последний способ. Он высокопроизводителен, гарантирует равномерную закатку, хорошо вписывается в автоматические линии изготовления пластин.

В-третьих, пластины должны иметь размеры с минимальными отклонениями по толщине, длине и ширине. Отклонения от заданных размеров могут вызвать при сборке магнитной системы нарушение геометрической формы, недопустимые зазоры в стыках, ухудшение коэффициента заполнения площади круга. По длине допускаемые отклонения составляют —0,4 мм для пластин длиной до 400 мм и —0,5 мм для пластин 400—800 мм. По ширине такие отклонения не должны превосходить +0,5 мм для пластин шириной до 400 мм и +0,6 мм для пластин большей ширины.

Предельные отклонения по толщине пластин должны соответствовать требованиям ГОСТ 21427.1—83. Так, для стали толщиной 0,35 мм стандартом установлено отклонение в пределах $\pm 0,03$ мм. Другими словами, пластины из наиболее рас-

пространенной стали толщиной 0,35 мм не должны быть более 0,38 мм и менее 0,32 мм. Однако при сборке магнитной системы сложность создается не столько увеличением или уменьшением толщины всех пластин, сколько их разнотолщинностью. Это объясняется тем, что число пластин определенного размера указывается в чертеже на основании номинальной толщины 0,35 мм. Измерять толщину каждой из нескольких сотен пластин практически невозможно. И поэтому нередко разнотолщинность пластин обнаруживается уже после сборки пакета, когда его толщина сверяется с указанной в чертеже. Разнотолщинность, а также перемешивание пластин разных рулонов стали, имеющих неодинаковые допуски на толщину, вызывает задержку и трудности при сборке. Чтобы пластины разной толщины не попадали на сборку, необходимо постоянное внимание всех рабочих, занятых подбором и контролем рулонов стали, изготовлением пластин и, конечно, сборкой магнитных систем.

Наконец, в-четвертых, пластины стали должны иметь надежную изоляцию.

Электроизоляционные покрытия пластин. Известно, что эффективное снижение потерь в стали достигается уменьшением толщины пластин. При этом по всей поверхности прилегания пластины должны быть надежно разделены электроизоляцией. Если изоляция недостаточна, то между пластинами возникают вихревые токи, возрастают потери в стали, происходит замыкание. Оно нередко приводит к «пожару» в стали и аварии трансформатора.

Естественно, что изоляция пластин должна быть достаточной и обладать высокой надежностью. Однако простое увеличение толщины изоляции снижает коэффициент заполнения стали, т. е. повышает магнитную индукцию и, следовательно, потери. Поэтому основное требование к изоляции — прочность и высокое электрическое сопротивление при минимальной толщине изоляционного слоя.

Существует несколько видов изоляционных покрытий. Наиболее распространенными в настоящее время являются магнево-фосфатные и лаковые покрытия. Магнево-фосфатные покрытия называют термостойкими, так как они не снижают своих изоляционных и механических свойств при температуре отжига стали (820°C). В настоящее время их наносят на сталь непосредственно на заводах-изготовителях и поставляют в рулонах с уже готовой изоляционной пленкой толщиной 3—4 мкм.

Лаковые покрытия не обладают достаточной термостойкостью. Поэтому их наносят только после резки и отжига пластин. Для лакового покрытия используют масляно-канифольные лаки, изготовленные на основе растительных масел. В качестве растворителей для этих лаков применяют уйат-спирит, скипидар, керосин. Для получения необходимой по технологии

вязкости лаки разбавляют чаще всего керосином, обладающим низкой токсичностью и летучестью.

Лаковое покрытие наносят на пластины равномерным слоем жидкого лака; полученную пленку подвергают огневой сушке (запечке). Сушка и полимеризация лака происходят при 400—550°C с выгоранием его летучих составляющих. После этого на поверхности пластин образуется гладкая и прочная пленка светло-коричневого цвета с хорошими изоляционными и механическими свойствами. Толщина лаковой пленки при однократном покрытии составляет 5—10 мкм, при двукратном — 12—15 мкм на одной стороне.

Лаковые покрытия на органической основе длительное время имели широкое распространение. Однако они сравнительно дороги; для них необходимо специальное технологическое оборудование; толщина их в 2—3 раза превышает толщину пленки термостойкого покрытия. Поэтому в последние годы лаковое покрытие применяют только как дополнительное к термостойкому для трансформаторов с ВН 110 кВ и более или мощностью свыше 32 000 кВ·А.

§ 31. ИЗГОТОВЛЕНИЕ ПЛАСТИН ИЗ РУЛОННОЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ СТАЛИ

Процесс изготовления пластин из рулонной стали разделяется на два этапа: 1) продольная резка рулонов на отдельные рулоны шириной, равной ширине пластин; 2) поперечная резка каждого раскроенного рулона на пластины указанной в чертеже длины.

Рулоны, прибывающие с заводов-изготовителей, нередко имеют поврежденные кромки шириной до 10 мм. Эти кромки обязательно обрезают. При продольном раскroe, т. е. разрезе рулона вдоль направления прокатки, подбирают такое сочетание ширины пластин, при котором отходы были бы минимальными, а коэффициент использования рулонной стали — наибольшим. При оптимальном раскroe рулона коэффициент использования достигает 0,95.

Для продольной резки рулонной стали созданы специальные автоматические линии. В состав оборудования этих линий входят разматыватель, многодисковые ножницы и наматыватель. Распакованный рулон устанавливают на разматыватель, закрепляют и пропускают «ленту» через дисковые ножницы, где она разрезается на полосы. Каждая полоса наматывается в свой рулон на барабане наматывателя.

Качество реза и точная ширина разрезаемых полос зависят от качества и заточки режущих дисков, их настройки и точной установки. Скорости резания на линиях продольного раскроя достигают 60—80 м/мин и более.

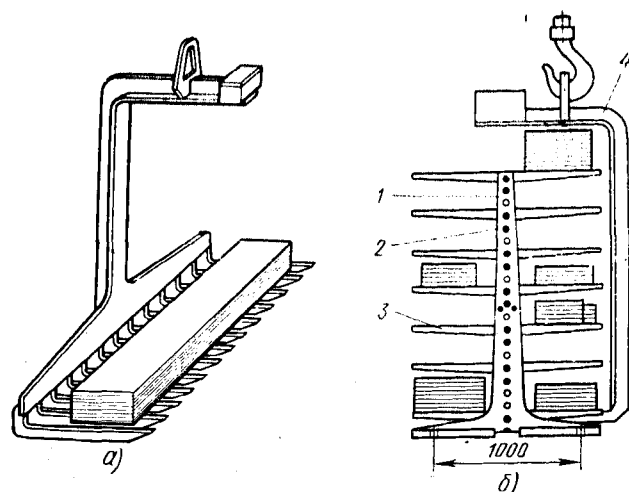


Рис. 62. Вилочный захват для перевозки пластин стали (а) и многоярусный стеллаж (накопитель) для хранения пластин (б):

1 — стойка стеллажа, 2 — болт крепления полки, 3 — полка стеллажа, 4 — вилочный захват

Пластины отрезают поперек направления прокатки на автоматических линиях поперечного раскроя. Для этого лента рулона, закрепленного на разматывателе, с помощью специального механизма подается под вырубные и отрезные агрегаты. После резки пластины собираются укладчиком в стопу. Их разрезают, как правило, гильотинными ножницами, а пластины с косыми стыками — поворотными гильотинными ножницами. Универсальные линии обычно совмещают поперечную резку пластин с прямым и косым стыками.

После отрезки пластины одного размера специальным вилочным захватом (рис. 62, а) переносятся и размещаются для хранения в многоярусном накопителе (рис. 62, б). Максимальная высота стопы пластин, укладываемых на ярусах накопителя, не должна превышать 400 мм. Совершенно недопустимо хранить пластины на плоских поддонах, установленных друг на друга, так как верхние поддоны с пластинами деформируют нижние пластины; усложняется поиск и извлечение нужных поддонов; снимать и укладывать пластины с поддона можно только вручную. Аккуратные укладка, хранение и перевозка имеют большое значение для качества пластин электротехнической стали с ее высокой чувствительностью к механическим воздействиям.

§ 32. ВЛИЯНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ НА МАГНИТНЫЕ СВОЙСТВА СТАЛИ

Существующая технология изготовления магнитных систем не позволяет полностью использовать электромагнитные свойства, которыми первоначально обладает электротехническая сталь. После механической обработки (резки, удаления заусенцев, хранения и транспортировки пластин и т. п.) обнаруживается ухудшение магнитной проницаемости стали, а в собранной магнитной системе — увеличение потерь в стали и тока холостого хода.

Использование рулонной стали, механизация и автоматизация процесса раскроя заметно повысили производительность, но сохранили все механические операции, снижающие магнитные свойства исходного материала. Более того, неизбежные на линиях продольного (или поперечного) раскроя изгибы и натяжения рулонной ленты даже добавляют напряжения в пластинах.

На каждом отдельном этапе обработки ухудшение свойств стали невелико, но в сумме влияние всех факторов приводит к сравнительно значительному увеличению потерь и тока холостого хода.

Влияние резки. Резка пластин приводит к деформации и создает зону остаточных напряжений (наклепа) вдоль кромки реза. Ширина зоны наклепа 2—4 мм. Влияние наклепа особенно заметно у пластин небольшой ширины — до 100—120 мм. Именно при такой ширине (она используется в основном для трансформаторов I и II габаритов) наклеп увеличивает потери в стали на 3—5%. В то же время резка пластин шириной более 400—500 мм (трансформаторы IV габарита и выше) лишь незначительно (на 1—1,5%) повышает потери.

Как указывалось, в процессе резки на автоматических линиях сталь подвергается изгибу (на барабанах) и натяжению, необходимому для перемещения ленты. При этом в пластинах возникают добавочные механические напряжения. Если суммарное воздействие напряжений от изгиба и растяжения превышает $(8 \div 9) \cdot 10^7$ Па, то ухудшаются магнитные свойства и увеличиваются потери в стали. Это объясняется тем, что при воздействии сил растяжения нарушается изоляционное покрытие. Изоляция растрескивается, отскакивает; в пакете (после сборки) обнаруживается замыкание пластин, увеличиваются возможные контуры для вихревых токов; растут потери. Другими словами, существуют предельные напряжения, превышение которых недопустимо.

Чтобы исключить появление напряжений сверх предельных, необходимо тщательно подбирать оптимальные режимы резки и грамотно настраивать автоматические линии раскроя.

Влияние удаления заусенцев. Как известно, самый распространенный способ удаления заусенцев — это вальцовка (закатка) их на специальных закатных валках. Пластины стали пропускаются между валками и «обжимаются» ими по всей поверхности. При этом вся поверхность пластин получает остаточные механические напряжения — наклеп, что увеличивает потери в стали и ток холостого хода. При обычно выполняемой закатке вдоль направления прокатки стали (лист узкой стороной заправляют в валки) удельные потери в стали возрастают на 6—7%, а намагничивающий ток — до 60%.

Чтобы избежать возрастания потерь в стали по сравнению с исходными, следует закатку заусенцев проводить под углом 55° к направлению прокатки. Однако осуществлять такую закатку сложно на автоматических линиях раскроя, а ручная подача пластин в закатные валки трудоемка и малопроизводительна.

Влияние транспортировки и складирования пластин стали. Механические воздействия возникают особенно часто там, где не уделяют внимания организации перевозок, хранению и комплектации пластин стали. Из-за отсутствия специальных стеллажей после резки и штамповки пластины стали часто сбрасывают в пачку; после транспортировки к месту сборки их вновь сбрасывают с высоты 0,3—0,5 м; при этом возникают ударные нагрузки, растут потери и намагничивающий ток в стали. Установлено, что однократное сбрасывание пакета из десяти пластин стали толщиной 0,35 мм с высоты 0,5 м увеличивает потери на 5%, а намагничивающий ток — на 10%. При этом чем выше качество стали, тем больше ее чувствительность к ударным нагрузкам. Чтобы избежать механических повреждений, необходимо перевозить пластины стали только на специальных стеллажах, хранить их небольшими пакетами, полностью исключить сбрасывание и другое неосторожное обращение с ними.

Суммарное увеличение удельных потерь холостого хода, вызванное технологической обработкой стали, достигает 20—25%, а намагничивающего тока — до 80—100%. При неблагоприятных обстоятельствах (тупые ножи, нарушение оптимальных режимов резки и штамповки, небрежное хранение и перевозка и т. п.) эти цифры могут быть значительно выше.

Отрицательное влияние механических воздействий на электромагнитные характеристики стали частично устраняется специальной термической обработкой — отжигом.

Влияние отжига. Пластины отжигают в специальных печах (непрерывного или периодического действия) путем постепенного повышения температуры до 800—830°C, выдержки при этой температуре и медленного охлаждения. Отжиг частично восстанавливает магнитные свойства стали.

При правильно выбранном режиме снижение потерь в результате отжига достигает 3—15%, т. е. отжиг лишь частично снимает увеличение потерь, вызванное технологической обработкой стали. Тем не менее, поскольку потери холостого хода силового трансформатора постоянны и не зависят от нагрузки (см. § 3), снижение их с помощью отжига оправдывает все затраты и дает большой экономический эффект.

При сборке магнитных систем к рабочим местам доставляют пластины, прошедшие все стадии технологической обработки. Сборщик должен выборочно проверить, сняты ли с пластин заусенцы, был ли отжиг, наносились ли дополнительные (и сколько раз) изоляционные покрытия и т. п. Даже при небольшом опыте легко получить навык в определении (на ощупь) недопустимой величины заусенцев. Посредством визуального сравнения можно быстро научиться отличать отожженную сталь от неотожженной: после отжига наблюдается некоторое изменение оттенка цвета термостойкого покрытия, а на кромках (срезе) пластин появляется тончайшая пленка оксида.

§ 33. СБОРКА ПЛОСКИХ ШИХТОВАННЫХ МАГНИТНЫХ СИСТЕМ

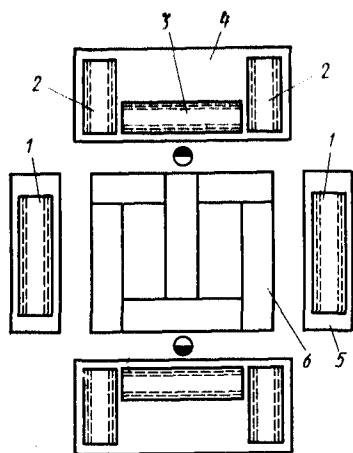
Общие требования. Организация рабочего места. Пластины стали, поступающие на сборку, должны быть выполнены в строгом соответствии с техническими требованиями и с указанной в чертеже обработкой. Все комплектующие узлы и детали должны быть проверены техническим контролем.

При сборке надо обеспечить правильную геометрическую форму и размеры магнитной системы. Не допускается укладка пластин с нахлестом в стыках или с зазорами, увеличивающими, как известно, ток холостого хода трансформатора. Величина зазора должна быть не более 1,5 мм.

«Гребенка», т. е. выход пластин за плоскость торца пакета, также нежелательна. Ее допускают только для отдельных пластин, причем размер ее не должен превышать 2 мм для трансформаторов V—VI габаритов и 1,5 мм — для трансформаторов меньших габаритов.

Отклонение оси стержня магнитопровода после сборки от вертикали может затруднить насадку обмоток и вызвать недопустимый «перекос» активной части в баке. Поэтому такое отклонение не должно быть более 1,5 мм на 1 м высоты магнитопровода. Наконец, при сборке не допускаются удары, броски, резкие изгибы и деформации пластин. При сборке пластин, а также подъеме магнитной системы должна быть исключена возможность искривления стержня и ярм.

Для сборки к рабочему (сборочному) месту доставляется комплект пластин, прошедших полную технологическую обработку, ярмовые балки, стяжные шпильки или полубандажи,



● — размещение рабочих при сборке

Рис. 63. Организация рабочего места сборки магнитных систем трансформаторов мощностью до 6,3 МВ·А:

1 — пластины стержней, 2 — углы ярма, 3 — средняя часть ярма, 4, 5 — стеллажи, 6 — магнитная система в процессе сборки

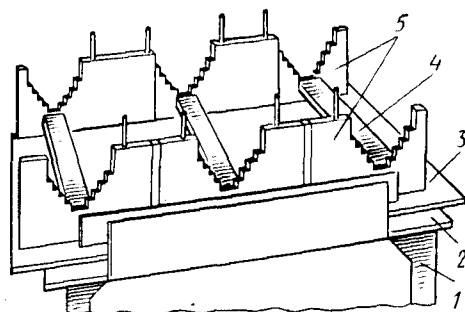


Рис. 64. Стол для сборки магнитных систем серийных трансформаторов мощностью до 250 кВ·А:

1 — стойка, 2 — рама, 3 — плита, 4 — швеллер, 5 — ступенчатые упоры

ярмовые бруски, изоляционные прокладки, трубки, шайбы и другие детали. Очень важно правильно разложить пакеты пластин относительно рабочего места сборщика. Они должны быть скомплектованы так, чтобы сборщику не приходилось переворачивать их или перетаскивать через себя.

Типовая схема организации рабочего места сборки магнитной системы трансформатора показана на рис. 63. Сборщики располагаются со стороны укладки верхнего и нижнего ярма. Количество сборщиков (один или двое-трое) зависит от размеров магнитной системы. Пластины стержней обычно размещают слева и справа, пластины ярма — за спиной сборщиков.

Основным технологическим оборудованием рабочего места является сборочный стол или стенд-кантователь. Конструкция столов и стендов может быть различной (см. ниже); она зависит от размеров и способа прессовки магнитных систем.

Сборка магнитных систем трансформаторов мощностью до 250 кВ·А. Магнитные системы трансформаторов небольших мощностей, изготавливаемые крупными сериями, удобно собирать на столе, оснащенном ступенчатыми упорами (рис. 64). Стол имеет стальную плиту 3, на котором приварены три швеллера 4 на расстоянии, равном расстоянию между осями стержней. Концы швеллеров упираются в вырезанные стенки (ступенча-

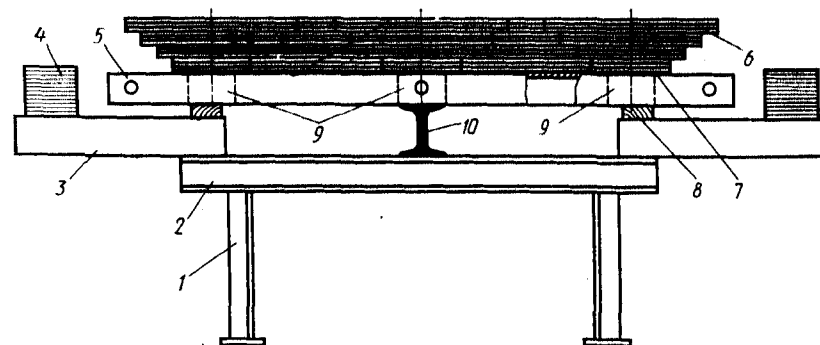


Рис. 65. Универсальный стол для сборки трехфазных и однофазных магнитных систем трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А

тые упоры) 5; число ступеней в упорах соответствует числу пакетов в половине сечения стержня. Поперек швеллеров устанавливают ярмовые балки, на них — изоляционные пластины («мосты») и начинают сборку в соответствии со схемой шихтовки. Ступенчатые упоры являются, по существу, шаблонами для сборки одной определенной магнитной системы. Они удобны, так как позволяют фиксировать положение каждого пакета по крайней мере на половине сечения. Это облегчает и ускоряет сборку. Однако упоры нельзя использовать для магнитных систем с другим числом пакетов и другим расстоянием между осями стержней. Поэтому при большой номенклатуре и мелко-серийном производстве малых трансформаторов ступенчатые упоры не применяют. Вместо них используют универсальные сборочные столы несложной конструкции (рис. 65), на которых собирают одно- и трехфазные магнитные системы для трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А.

На двух стойках 1 и приваренных к ним поперечных швеллерах 2 закреплены площадки 3 для пластин 4 и опора 10. Сборку начинают с установки ярмовых балок 5. Обе балки (верхнюю и нижнюю) ставят на опору 10 и деревянные подкладки 8 так, чтобы эти балки приняли строго горизонтальное положение. Проверяют расстояние между балками, укладывают изоляционные «мосты» 7 и по две-три опорные планки 9 под каждый стержень 6. Планки 9 выбирают одинаковой толщины, равной высоте полки ярмовой балки 5; на них укладывают (если это предусмотрено конструкцией) изоляционную и стальную пластины так, чтобы поверхности «мостов» и пластин были в одной горизонтальной плоскости.

Шихтовку начинают с укладки пластин первого (самого узкого) пакета. Пластины размещают в соответствии с I положением схемы шихтовки (см. рис. 16, з), без зазоров в стыках,

вплотную торец к торцу; тщательно проверяют их положение относительно балок. Убедившись, что слой сложенных пластин ориентирован и расположен строго по чертежу, можно уложить второй слой в соответствии со II положением схемы шихтовки. После укладки первого пакета штангенциркулем проверяют его толщину, при необходимости добавляя (или убавляя) пластины до размера, указанного на чертеже. Легкими ударами деревянного молотка (через стальную или текстолитовую пластину) аккуратно подбивают торцы пакета, убирая выступающие края пластин и зазоры в стыках. Аналогично собирают второй и следующие пакеты магнитной системы.

Положение каждого следующего пакета необходимо контролировать по отношению к предыдущему. Пакеты должны располагаться строго симметрично относительно осей стержней и ярм; смещение пакетов вызывает нарушение формы сечения, затрудняет или делает невозможной насадку обмоток. Если пакеты смещаются по длине, то это может вызвать перекос и неправильную установку активной части в баке трансформатора, привести к отклонению плоскости остова от вертикали.

Контроль толщины пакетов. В процессе сборки необходимо постоянно контролировать количество пластин, закладываемых в магнитную систему. Обычно сборщик укладывает пластины по счету, т. е. ровно столько, сколько указано в чертеже для соответствующего пакета (именно такое количество пластин ему и приготовлено). Но пластины могут иметь разную толщину. В результате общая толщина может оказаться больше или меньше заданной. Поэтому в процессе сборки следует постоянно проверять фактическую толщину каждого пакета и своевременно корректировать ее. Кроме того, необходимо учитывать плотность прилегания пластин друг к другу. Из-за неплотного прилегания ошибка в толщине пакета на 1—4% — явление довольно обычное. Для магнитной системы с суммарной толщиной пакетов, например 500 мм, такая ошибка составит $\pm(5-20)$ мм. При уменьшении толщины пакета уменьшается его сечение и возрастают потери холостого хода, а при увеличении толщины произойдет недопустимое «расширение» сечения и станет невозможной насадка обмоток. Чтобы пластины плотно прилегали друг к другу, необходимо несколько раз в процессе сборки опрессовывать собранную часть магнитной системы. Усилие прессовки устанавливают из расчета удельного давления на пластины самого широкого пакета (среднего по отношению к другим) в $(3-4) \cdot 10^5$ Па. При таком давлении неплотности практически исчезают, и измеренная толщина пакетов соответствует истинной. По результатам измерений следует корректировать толщину, добавляя пластины в пакет или извлекая их из него. Нельзя корректировать толщину после сборки: в этом случае можно изменить (без разборки) только са-

мый верхний пакет. Конечно, добавив в него какое-то число пластин, можно формально выдержать указанный в чертеже размер. Однако увеличение (или уменьшение) только одного крайнего пакета не сможет компенсировать изменение сечения всей магнитной системы.

После окончательной опрессовки и проверки толщины укладывают верхнюю изоляцию («мосты»), а на нее — ярмовые балки, ориентируя их по чертежу. В отверстия ярмовых балок (см. рис. 20, а) вставляют прессующие шпильки 1 с трубками 2 и равномерно запрессовывают магнитную систему. Вертикальные шпильки, соединяющие ярмовые балки, и подкладки ставят и закрепляют непосредственно перед кантовкой в вертикальное положение. Для малых трансформаторов на этом заканчивается сборка остова; его поднимают с помощью крана, зачаливая за верхние ярмовые балки.

Сборка магнитных систем трансформаторов мощностью 320—1000 кВ·А. Магнитные системы трансформаторов мощностью 320—1000 кВ·А собирают на тех же столах (см. рис. 65), что и магнитные системы трансформаторов меньших мощностей. Последовательность операций и требования к их выполнению не отличаются от рассмотренных ранее. Особенности сборки связаны с конструктивными отличиями остовов более мощных трансформаторов. Так, при соединении ярмовых балок вертикальными пластинами (см. рис. 22) вначале устанавливают балки 1 и 8, изоляционные прокладки 10, а затем пластины 5 так, чтобы упоры 2 и 7 на пластинах оказались плотно прижатыми к прокладке 10. Собранный таким образом «рама» из пластин 5 и ярмовых балок тщательно проверяется по размерам чертежа; на нее укладывают изоляционные пластины и первый слой пластин магнитной системы. Дальнейшая сборка проводится аналогично рассмотренной ранее.

Магнитные системы с комбинированными или косыми стыками собирают так же, как и с прямыми. Однако для них требуется более тщательная подгонка положений пластин: через каждые 2—3 слоя необходимо подбивать торцы пластин, добиваясь их правильной ориентации в пакете. С этой целью сборщик «обходит» внутренний и наружный периметры пакетов и легкими ударами молотка подбивает выступающие края пластин.

У трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А ярмовые балки стягивают, как правило, только шпильками, проходящими у торцов крайних стержней вне активной стали. Прессовку стержней таких магнитных систем специально не предусматривают. Однако при подъеме в вертикальное положение активная сталь стержней испытывает значительные изгибающие напряжения, особенно если стержни высокие и небольшого диаметра. Остовы с такими стержнями при подъеме, а иногда и после уста-

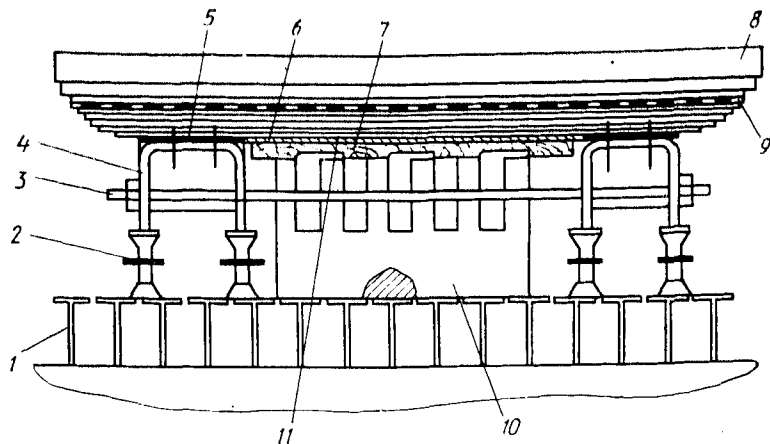


Рис. 66. Сборка магнитных систем трансформаторов мощностью 1000—6300 кВ·А

новки в вертикальное положение могут потерять устойчивость: пластины их стержней изогнутся. Особенно опасно (если не принять защитных мер) расхитовывать верхнее ярмо такой магнитной системы: стержни, лишенные механической связи, могут внезапно прогнуться и нанести травму сборщику. Чтобы избежать этого, на стержни ставят струблины, которые остаются вплоть до насадки обмоток. Струбцины ставят в двух-трех местах по длине стержней; они сжимают (прессуют) стержни, придают им жесткость, предохраняя таким образом от изгиба и потери устойчивости.

Сборка магнитной системы трансформаторов мощностью 1000—6300 кВ·А. Обычно ее проводят на специальном сборочном стенде 1 (рис. 66). Сборку начинают с настройки стенда. К переставной опорной площадке 10 подставляют домкраты 2, располагая их, как показано на рисунке. Под ярмовые балки 4 ставят домкраты, высота которых легко изменяется с помощью рукояток. На опорную площадку укладывают деревянные планки 7 по осям стержней магнитопровода 8. На планках размещают стальные 6 и изоляционные 11 пластины, а на ярмовых балках — электрокартонные «мосты» 5. С помощью домкратов выравнивают ярмовые балки так, чтобы поверхности «мостов» 5 и пластин 11 оказались в одной плоскости, а сами балки были строго горизонтальны.

Для увеличения жесткости при кантовке в ярмовые балки вставляют шпильки 3 и с помощью гаек подтягивают балки, устанавливая окончательные расстояния между ними.

Последовательность и требования к укладке пластин не отличаются от ранее рассмотренных. Каналы для охлаждения

создаются дистанцирующими прокладками 9, отделяющими соседние пакеты или разделяющими какой-либо один, например средний, пакет. Ранее прокладками служили стальные прутки, приваренные к пластине. В последние годы в качестве прокладок используют круглые детали («пятачки»), штампованные из прессованного электрокартона, или гофрированный электрокартон, грани (гофры) которого определяются высотой канала. Обычно «пятачки» приклеивают к одной пластине соответствующего пакета, располагая их в шахматном порядке.

Пакеты, разделенные с двух сторон каналами с изоляционными «пятачками», должны быть надежно заземлены. Заземляющие шинки и изолирующие полосы из электрокартона закладывают между пластинами в местах, указанных в чертеже.

Как известно, толщину собранной магнитной системы определяют в предварительно запрессованном виде, когда заполнены все зазоры между пластинами. Это важно при любом способе прессовки ярм, но особенно при прессовке ярмовыми брусками, так как их длина равна толщине ярма в запрессованном состоянии. Если в ярме заложено меньше стали, то даже при полностью стянутых ярмовых балках (зазоры между брусками и балками отсутствуют) оно может оказаться недопрессованным. Недостаточная прессовка сказывается не только на уменьшении сечения, но может стать причиной опасных травм при кантовке или перевозке остова: верхние балки 1 (см. рис. 22) в момент подъема (кантовки) могут потерять сцепление с пластиной 5, и кран попросту «выдернет» их, что приведет к разрушению остова. Отсюда очевидна необходимость тщательного контроля толщины магнитной системы.

Окончив укладку пластин и установив балки, слегка подпрессовывают ярма брусками и вставляют вертикальные шпильки, связывающие верхние и нижние ярмовые балки. В горизонтальном положении остова удобно поставить полубандажи, ориентируя их строго по чертежу (рис. 20, б и в), и равномерно запрессовать оба ярма, используя и бруски и полубандажи. При этом следует одинаково подтягивать болты и гайки с обеих сторон ярмовых балок, так как при односторонней подтяжке полубандажи окажутся сдвинутыми и расположенными не строго симметрично относительно ярма. Одновременно устанавливают опорные пластины, вворачивают винты для прессовки обмоток и болты для заземления.

После прессовки производят кантование остова. Для этого его поднимают одновременно за верхние и нижние ярмовые балки с помощью двух крюков одного крана. Далее, поднимая один крюк, зачальный за верхние балки, и опуская другой, поворачивают остов в вертикальное положение и устанавливают на пол.

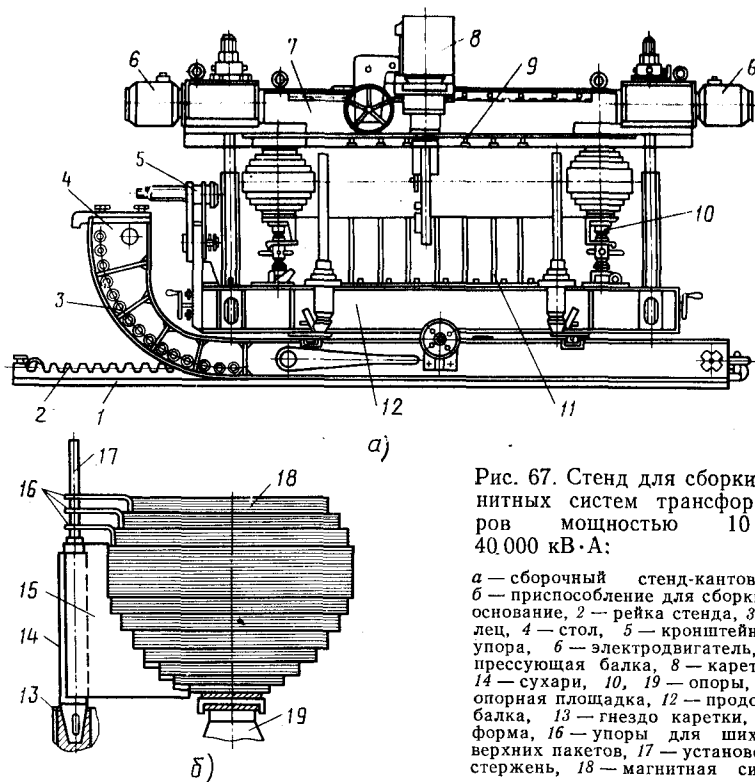


Рис. 67. Стенд для сборки магнитных систем трансформаторов мощностью 10 000—40 000 кВ·А:

а — сборочный стенд-кантователь, б — приспособление для сборки; 1 — основание, 2 — рейка стенда, 3 — палец, 4 — стол, 5 — кронштейн для упора, 6 — электродвигатель, 7 — прессующая балка, 8 — каретка, 9, 14 — сухари, 10, 19 — опоры, 11 — опорная площадка, 12 — продольная балка, 13 — гнездо каретки, 15 — форма, 16 — упоры для шихтовки верхних пакетов, 17 — установочный стержень, 18 — магнитная система

Особенности сборки магнитных систем трансформаторов мощностью 10 000—40 000 кВ·А. Сборку производит бригада из четырех сборщиков на сборочном стенде с прессующей балкой (рис. 67, а). Стенд установлен на основании 1 и состоит из двух частей: стола 4 и прессующей балки 7 с двумя электродвигателями 6. Стол имеет вид саней, на которых расположены три продольные балки 12: две под крайние и одна под средний стержни магнитопровода. Средняя балка закреплена неподвижно, а крайние могут перемещаться с помощью винтовых механизмов так, что их оси всегда параллельны продольной оси средней балки. Этим достигается возможность собирать на стенде магнитопроводы с различными расстояниями между стержнями. На каждой балке имеются две домкратные подставки 10 и необходимое количество опорных площадок 11 для установки и выравнивания пластин стержней. К торцам крайних балок 12 прикреплены кронштейны 5 с винтами, удерживающими собранную магнитную систему при кантовке. Балка 7 с перемещающейся по ней кареткой 8 прессует стержень. На нижней стороне каретки закреплена

ны Т-образные «сухари» 9, которые при прессовке упираются в активную сталь стержня. После прессовки балку зачаливают и с помощью крана устанавливают вблизи сборочного стенда.

Технологический процесс сборки начинается, как и для трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А, с настройки стенда. Настройка заключается в установке и закреплении составных частей стенда так, чтобы обеспечить геометрические размеры (расстояние между стержнями, ярмовыми балками данного конкретного магнитопровода). Для сборки иногда используют приспособление (рис. 67, б), имитирующее первые пакеты активной стали. Нижние пакеты собирают с помощью формы-шаблона 15, верхние — с помощью упоров 16. Нередко применяют только упоры как для сборки нижних, так и верхних пакетов. Их устанавливают с одной стороны пакета, как правило, не менее двух по длине пластины. Для удобства шихтовки упоры имеют высоту на 3—5 мм больше толщины пакета. Это объясняется неплотной укладкой пластин: пакет может оказаться выше ограничивающей поверхности упора.

На домкратные опоры 10 ставят ярмовые балки и проверяют по чертежу положение пластин на опорах стержней. После укладки изоляционных «мостов» (на верхнюю и нижнюю балки) окончательно проверяют настройку стенда и начинают шихтовку пластин в той же последовательности, как для других магнитных систем.

После шихтовки последних пластин производят опрессовку и стяжку магнитной системы. Прессовку начинают со среднего стержня, затем балку переставляют и опрессовывают стержни слева и справа от среднего; в последнюю очередь опрессовывают ярма. При такой последовательности стыки практически не нарушаются, и магнитная система получается ровной, без волнистости. Одновременно с прессовкой затягивают болты на ярмовых брусках и гайки на полубандажах, фиксируя ярма в запрессованном состоянии.

Стержни после опрессовки фиксируют технологическими бандажами, которые ставят на местах постоянных стеклобандажей, но с большим шагом.

Существует два способа намотки стеклобандажей: когда остов находится на стенде в горизонтальном положении и после его подъема в вертикальное положение. Для намотки бандажей в горизонтальном положении используют специальный механизм, установленный на прессующей балке 7. Намотку выполняют непосредственно после опрессовки стержня. Стеклолента должна наматываться с натяжением 90—100 кг, чем достигается монолитность и прочность бандажа. Ширина и шаг бандажей определяются размерами сухарей 9 прессующей балки, между которыми размещаются бандажи. Конструкция балки позволяет наматывать стеклобандажи шириной не более 20 мм с шагом 120—

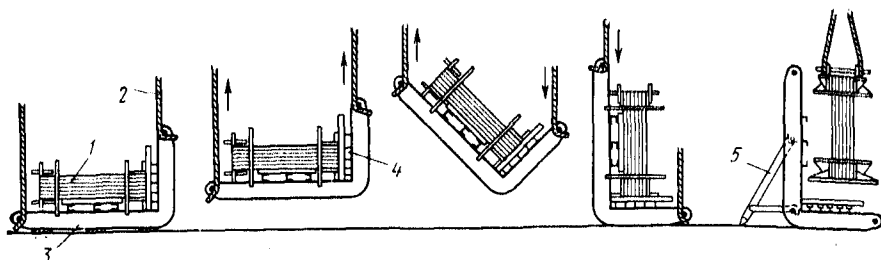


Рис. 68. Последовательность подъема и кантования остова магнитной системы мощного трансформатора:

1 — остов, 2 — тросы для подъема, 3 — стенд для сборки, 4 — опорные болты, 5 — предохранительный упор стенда

150 мм. Из-за ограниченности ширины приходится увеличивать число и толщину бандажей, наматываемых на стержень.

При намотке стеклобандажей в вертикальном положении остова таких ограничений нет: можно выбрать практически любую ширину и установить любой заданный шаг. Однако обязательным при этом является предварительная стяжка стержней во время прессовки временными стальными бандажами.

Стеклобандажки наматывают с помощью специального намоточного устройства, снимая постепенно ранее установленные технологические бандажки. Стеклобандажки становятся монолитными и прочными после полимеризации лака, которым пропитана стеклотента. Обычно совмещают процесс полимеризации с сушкой активной части трансформатора.

Кантовка остова в вертикальное положение показана на рис. 68. Операция отделки завершает сборку и является последней перед контрольными испытаниями магнитной системы.

Отделку начинают с очистки остова от пыли продувкой сжатым воздухом. Для защиты каналов в активной стали от попадания посторонних предметов (металлических стружек, обрезков и т. п.) нижнее ярмо покрывают чехлом. При отделке выравнивают неплоскостность, выпрямляют смятые края пластин; временно ослабляя запрессовку, исправляют положение изоляционных и стальных шайб и т. п. Чтобы исключить самоотвинчивание гаек, их раскернивают.

В работы по отделке включают также установку прессующих винтов, шпилек, соединяющих ярмовые балки, опорных пластин, болтов для заземляющих шинок и т. д.

Контрольные вопросы

1. Какие требования предъявляются к пластинам магнитной системы?
2. Зачем нужно изолировать пластины?
3. Как резка и штамповка влияют на качество электротехнической стали?

4. Каковы особенности сборки магнитных систем с косым стыком?
5. Почему возникает потеря устойчивости стержней после сборки?
6. В чем опасность неполного вложения стали в магнитную систему?
7. С какой целью и каким образом выполняют заземление магнитной системы?

ГЛАВА V

ПЕРВАЯ СБОРКА (НАСАДКА ОБМОТОК И УКЛАДКА ИЗОЛЯЦИИ)

§ 34. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О СБОРКЕ ТРАНСФОРМАТОРА. ТИПОВАЯ СХЕМА СБОРКИ

Производственный цикл изготовления трансформаторов завершается процессом сборки. Сборка состоит из различных по своему характеру, трудоемкости и длительности операций, включая сушку, заливку трансформаторным маслом, промежуточные и окончательные (приемо-сдаточные) испытания. Учитывая разнообразие технологических операций, составляющих цикл сборки трансформатора, принято разделять его на несколько этапов: первая сборка, вторая сборка; сушка и отделка активной части; третья сборка; испытания; демонтаж и погрузка.

Первая сборка включает снятие ярмовых балок, распрессовку и расшихтовку верхнего ярма, укладку нижней изоляции и насадку обмоток, установку верхней изоляции и прессующих колец, шихтовку и прессовку верхнего ярма и осевую прессовку обмоток.

Вторая сборка состоит из операций подготовки отводов к монтажу на трансформатор; сборки, пайки и изолирования отводов схемы соединения обмоток; монтажа переключающих устройств и присоединения отводов.

После второй сборки производят сушку и отделку активной части. Сушка удаляет влагу из волокнистых материалов (картон, бумага), составляющих твердую изоляцию трансформатора. Отделка заключается в ликвидации последствий сушки — ослаблении прессовки обмоток и крепления отводов.

Третья сборка включает комплектование крышки и бака; установку в бак активной части; ее раскрепление; установку вводов и подключение к ним отводов; заливку маслом и герметизацию бака.

Испытаниям подвергают каждый изготовленный на заводе трансформатор. Их назначение — проверить соответствие трансформатора требованиям технических условий и стандартов.

Демонтаж заключается в частичном снятии деталей трансформатора для его перевозки по железной дороге.

Указанный перечень основных этапов, конечно, не охватывает всего многообразия сборочных операций, их особенностей и характера. Кроме того, особенности сборки определяются большим числом различных конструктивных исполнений трансформаторов в зависимости от мощности, класса напряжения и назначения. Поэтому при рассмотрении отдельных этапов сборки главное внимание будет уделяться типовым операциям, встречающимся у всех или большинства силовых трансформаторов.

§ 35. ПОДГОТОВКА К ОПЕРАЦИЯМ ПЕРВОЙ СБОРКИ

Сборка трансформаторов производится на специальных рабочих местах. Остов трансформатора мощностью до 100 кВ·А для удобства сборки поднимают на подставки высотой до 600 мм, мощностью до 400 кВ·А — на подставки высотой 300—350 мм. Осто́вы трансформаторов еще большей мощности — до 6300 кВ·А устанавливают на площадку, оборудованную специальными стеллажами для пластин верхнего ярма. Сборку трансформаторов мощностью 10 000 кВ·А и выше производят на площадках с механизированными стеллажами (рис. 69). Стеллажи 1 могут

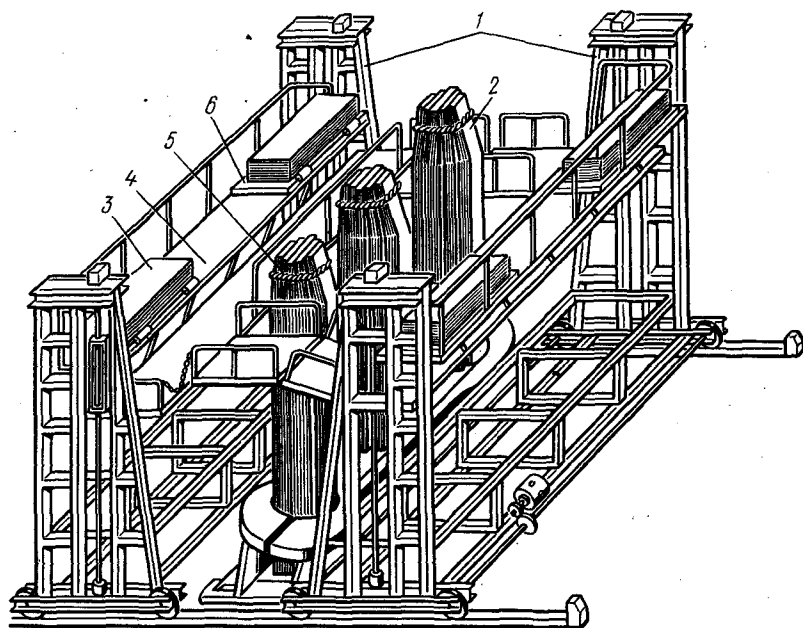


Рис. 69. Остов трансформатора мощностью 40 000 кВ·А в механизированных стеллажах:

1 — стеллажи, 2 — магнитная система после расшихтовки, 3 — пластины верхнего ярма, 4 — подъемная площадка, 5 — ремни для стягивания стержня, 6 — переносный контейнер

перемещаться в горизонтальной плоскости, что позволяет вплотную придвинуть их подъемные площадки 4 к стержням остова. Подъемные площадки, в свою очередь, могут перемещаться в вертикальном направлении, и сборщик сам выбирает наиболее удобное их положение для каждой сборочной операции. На площадках 4 размещают переносные контейнеры 6 с пластинами 3 верхнего ярма. Особое внимание следует обращать на поверхность сборочной площадки. Она должна быть ровной, без выбоин и бугров. Даже небольшая ее неровность может привести к смещению стержней магнитопровода относительно друг друга.

К установленному на сборочной площадке остову подводят механизированные стеллажи и поднимают на необходимую высоту площадки 4 (см. рис. 69). На верхние полки площадок помещают свободные переносные контейнеры 6; подбирают технологическую оснастку (торцовые ключи, скобы, ремни 5, стропы для зачаливания и снятия ярмовых балок); проверяют наличие комплекта изоляционных деталей, обмоток, прессующих колец и т. п. и приступают к разборке верхнего ярма.

§ 36. РАСПРЕССОВКА И РАСШИХТОВКА ВЕРХНЕГО ЯРМА МАГНИТНОЙ СИСТЕМЫ

Распрессовка ярма. Перед расшихтовкой верхнее ярмо магнитной системы необходимо распрессовать.

В трансформаторах мощностью до 160 кВ·А для распрессовки достаточно ослабить гайки на горизонтальных шпильках, стягивающих верхнее ярмо, отвернуть и снять гайки с вертикальных шпилек, попарно связывающих верхние и нижние ярмовые балки. С помощью крана или вручную снимают сразу обе верхние балки вместе с прессующими шпильками и укладывают рядом с местом сборки.

В трансформаторах мощностью 250—1000 кВ·А поступают аналогично, лишь ярмовые балки зачаливают стропами и снимают поочередно с каждой стороны. Во избежание раскомплектовки изоляционные «мосты» предварительно прикрепляют к балкам киперной лентой; с той же целью на горизонтальные шпильки 10 (см. рис. 20, а, б) вновь надевают трубки 8 и наворачивают гайки. Все снятые с остова детали аккуратно укладывают в определенное место на стеллажах.

У трансформаторов мощностью 1600—6300 кВ·А ярма пресуют ярмовыми брусками и полубандажами. Для распрессовки ярм трансформаторов такой мощности необходимо ослабить болты ярмовых брусков 13 и гайки у полубандажей 15 (обычно с одной стороны остова), закрепить лентой «мосты» и с помощью крана снять поочередно одну за другой обе ярмовые балки, осторожно освободив их от брусков и полубандажей. Иногда

распрессовку и снятие балок выполняют иначе: ослабляют прессовку на брусках и полубандажах так, чтобы освободилось зацепление балок и вертикальных пластин, связывающих попарно верхние и нижние балки. Затем снимают полубандажи, снизу стягивающие ярмо, и, застропив сразу обе балки за подъемные пластины 12, снимают всю прессующую конструкцию: балки с соединяющими их брусками и верхними полубандажами 15.

Распрессовка верхнего ярма у трансформаторов мощностью 10 000—25 000 кВ·А и выше имеет свои особенности. Большие масса и число пакетов ярма уже в начале распрессовки могут вызвать «провалы», т. е. выпадение пластин, и «завалы» верхней части стержней. Чтобы предотвратить это, необходимо сразу после распрессовки стянуть ярмо П-образными скобами 2 (рис. 70, а). Скобы располагают в шахматном порядке, осторожно вставляя между пластинами ярма. При этом сборщик должен постоянно следить, чтобы заостренные края скоб не повредили изоляцию пластин активной стали.

У многих трансформаторов в ярмовых балках имеются отверстия для технологических шпилек 5, которые после распрессовки удерживают балки до снятия их с остова. Как и у небольших трансформаторов, изоляционные «мосты» 1 предварительно закрепляют киперной лентой 8 в нескольких местах по длине ярмовой балки.

Распрессовку ярма выполняют торцовыми ключами, отворачивая с одной стороны остова прессующие болты 6, соединяющие ярмовые балки с брусками 10. Одновременно ослабляют гайки на полубандажах и постепенно распрессовывают ярмо. Как только болты 6 и гайки с одной стороны полубандажей полностью будут вывернуты, ярмо можно считать распрессованным (ярмовая балка, со стороны которой распрессовывалось ярмо, удерживается в это время только технологическими шпильками 5).

Ярмовые балки снимают с остова краном. Для этого первую балку, уже не связанную с ярмовыми брусками, освобождают от шпилек 5 и выводят из зацепления с пластинами 12 стержней; удаляют деревянные брусья 3 и снимают балку с остова. Аналогично снимают вторую балку, иногда вместе с ярмовыми брусками 10. Все снятые узлы и детали комплектуют и укладывают на стеллажи.

Расшихтовка ярма. Расшихтовку верхнего ярма производят вручную. В зависимости от размера остова работает один сборщик или бригада поровну с каждой стороны остова. При расшихтовке верхнего ярма у трансформаторов мощностью до 250 кВ·А вынимают сразу по 9—12 пластин одного пакета и аккуратно укладывают их непосредственно у рабочего места — на стеллаже, где производится сборка.

Расшихтовку верхнего ярма трансформаторов большей мощности производят с двух сторон, начиная с крайних пакетов. По

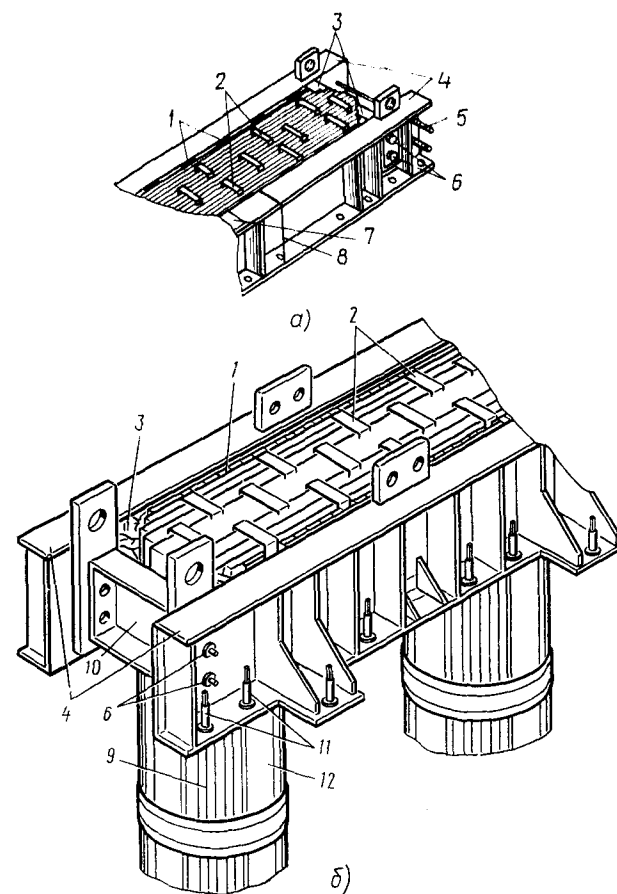


Рис. 70. Верхние ярма трансформаторов в процессе распрессовки:

а — мощностью 10 000 кВ·А, б — мощностью 25 000 кВ·А; 1 — изоляционная прокладка («мост»), 2 — П-образные скобы, 3 — деревянный брус, 4 — ярмовые балки, 5 — технологические шпильки, 6 — прессующие болты, 7 — шинка заземления, 8 — киперная лента, 9 — стержень, 10 — ярмовый брус, 11 — нажимные винты, 12 — вертикальная стяжная пластина

мере расшихтовки вынимают П-образные скобы, временно стягивающие пластины ярма, и одновременно — по две или три пластины с учетом того, как была собрана магнитная система. Пластины аккуратно складывают в стопы на специальные переносные контейнеры.

Расшихтованные пластины укладывают строго в том порядке, в котором они находились в ярме, т. е. крайние пластины должны быть самыми нижними на контейнере; на них укладывают сле-

дующие пакеты и т. д. Выполнение этого требования обязательно, так как шихтовка ярма после насадки обмоток начинается именно с тех пластин, которые были вынуты последними и находятся на стеллажах сверху. Каждую пластину при укладке следует ставить точно в то место, откуда она была вынута. Если в процессе расшихтовки нарушить последовательность укладки пластин, то это приведет к ошибке при шихтовке и потребует разборки уже собранной части ярма.

Поскольку скорость расшихтовки с каждой стороны ярма не всегда одинакова, она может заканчиваться не обязательно на его середине. Чтобы не ошибиться при начале шихтовки, место, откуда вынимают последний слой пластин, отмечают киперной лентой, прокладываяемой между пластинами стержня.

Подготовка остова к насадке обмоток. После расшихтовки ярма остов готовят к укладке ярмовой изоляции и насадке обмоток. Прежде всего стягивают свободные верхние листы стержней брезентовыми ремнями, лентой или другими приспособлениями, как показано на рис. 67. Это необходимо сделать потому, что «распушенная» верхняя часть стержней не позволит правильно сориентировать при насадке оси обмоток и стержней. Кроме того, возникает опасность повреждения изоляции обмотки острыми краями пластин стержня. Такое повреждение опасно, так как обнаружить его после насадки обмоток на стержень практически невозможно.

Магнитную систему тщательно осматривают, убеждаются, что каналы в ярме и стержнях свободны для циркуляции масла, проверяют торцы пакетов стержней и ярм. Края листов нижнего ярма и стержней не должны иметь вмятин или других повреждений, которые могли бы вызвать опасное замыкание соседних пластин, их нагрев и в конечном счете «пожар» в стали. Незначительные повреждения пластин можно устранить без разборки магнитной системы. Так, например, из-за случайно упавшей сверху (при расшихтовке) пластины могут загнуться края нескольких соседних листов нижнего ярма. В этом случае ярмо следует слегка распрессовать, между поврежденными пластинами вставить нож или стамеску и с их помощью выправить загнутые края. После осмотра и устранения дефектов магнитную систему следует очистить от пыли, тщательно продув струей сжатого воздуха.

§ 37. НАСАДКА ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРА МОЩНОСТЬЮ ДО 160 КВ · А

Насадку обмоток трансформатора любой мощности начинают с установки уравнивающей изоляции (см. рис. 25). У трансформаторов небольшой мощности ее делают чаще всего из деревянных планок, которые укладывают на нижние ярмовые балки. Как

известно, уравнивающая изоляция служит для выравнивания плоскости ярма и ярмовых балок. Собственно концевой изоляцией обмоток является ярмовая из электрокартона, показанная на рис. 25, и, к. Иногда уравнивающую изоляцию совмещают с ярмовой (рис. 71), в этом случае ярмовая изоляция имеет увеличенные нижние прокладки, выполняющие роль уравнивающей.

Чтобы не ошибиться при насадке обмоток, необходимо определить «стороны» трансформатора, т. е. правильно сориентировать выход концов обмоток относительно остова. У большинства трансформаторов отводы ВН и НН размещают по разные стороны от продольной оси остова. Это удобно, так как не надо дополнительно разделять отводы ВН и НН и следить за изоляционными расстояниями между ними. Поэтому концы обмоток ВН и НН всегда стремятся вывести с противоположных сторон остова. Сторону, на которую выводят концы обмоток ВН, называют «стороной ВН», противоположную, на которую выводят концы обмоток НН, — «стороной НН».

Для определения сторон трансформатора сборщику надо воспользоваться чертежами остова и отводов. Сопоставляя расположение пластин, угольников и отверстий в ярмовых балках с чертежами, сборщик может легко определить, как правильно насадить обмотки. Ошибка здесь недопустима: обмотки окажутся развернутыми на 180°, что сделает невозможной дальнейшую сборку трансформатора.

Обмотки НН, первыми насаживаемые на стержень, имеют, как правило, жесткие бумажно-бакелитовые цилиндры. Тем не менее для защиты от повреждений на стержень наматывают дополнительный цилиндр из листа электрокартона толщиной 1 мм (или двух по 0,5 мм). Чтобы цилиндр плотно охватывал стержень, электрокартон предварительно сгибают вручную, придавая ему соответствующую форму. Обычно листы заранее отрезают так, чтобы они загибались только вдоль волокон электро-

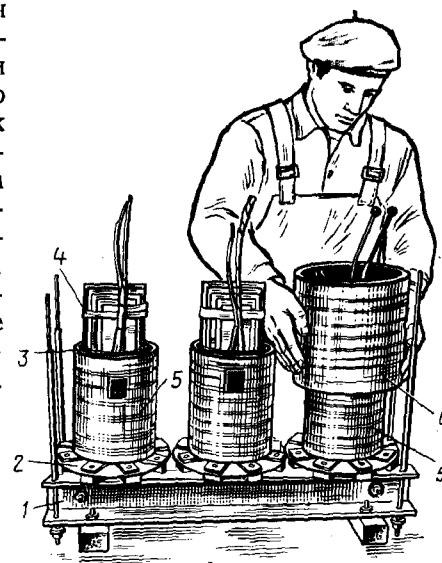


Рис. 71. Укладка изоляции и насадка обмоток трансформатора:

1 — нижняя ярмовая балка, 2 — ярмовая изоляция, 3 — цилиндр из электрокартона, 4 — киперная лента, 5 — обмотка НН, 6 — обмотка ВН

картона. Нельзя сгибать их поперек направления волокон: цилиндр получается с угловатыми изгибами и трещинами.

Для воздушных трансформаторов, т. е. трансформаторов, у которых охлаждающей и изолирующей средой является воздух, в качестве цилиндра используют гибкие листы текстолита или стеклотекстолита толщиной 0,5 мм. Их устанавливают обычно с перехлестом краев листа в 10—20 мм и до насадки обмотки стягивают киперной лентой.

После проверки обмоток на соответствие расчетной записке и заводскому заказу (их номера указывают на сопроводительном ярлыке) с обмотки снимают временные бандажки из хлопчатобумажной ленты и вручную производят насадку. Обмотка должна насаживаться плотно под воздействием собственной массы.

Иногда сборщику приходится прикладывать некоторое усилие, чтобы обмотка опустилась на ярмовую изоляцию. Осаживать обмотку, ударяя по ней молотком или другими тяжелыми предметами, недопустимо: это повредит изоляцию и может привести к аварии в процессе эксплуатации трансформатора. Обмотка не должна слишком свободно садиться на стержень; в этом случае ее надо снять, подмотать еще слой (лист) электрокартона и вновь опустить на ярмовую изоляцию, добиваясь плотной насадки.

Оба конца многослойной цилиндрической обмотки НН (см. рис. 27, а, б), как правило, выходят сверху; их выгибают и размещают так, чтобы они не мешали насадке обмоток ВН.

Обмотки ВН (см. рис. 27, в) насаживают также вручную, поочередно, начиная с крайней фазы (см. рис. 71). При этом концы обмоток должны выходить со стороны ВН, т. е. противоположно концам обмотки НН. Однако это не единственное условие, которое надо выполнять сборщику: концы обмоток должны выходить в точно указанном месте. Сверяясь с чертежом монтажа обмоток, сборщик должен так развернуть их, чтобы концы оказались в указанном «поле» (секторе) между определенными прокладками ярмовой изоляции. Как и при установке обмоток НН, сборщик должен следить, чтобы обмотка ВН насаживалась плотно. Если обнаружится свободная насадка, обмотку надо снять, подмотать под нее еще один цилиндр из электрокартона толщиной 0,5—1 мм, а затем повторить насадку. При большом расхождении внутреннего диаметра у обмотки ВН и наружного у обмотки НН следует снять их обе и тщательно проверить размеры цилиндров и обмоток.

После насадки обмоток ВН отгибают концы обмоток НН, очищают их ножом от изоляции, выравнивают, выгибают, задавая им форму, указанную в чертеже, и тщательно изолируют. Концы изгибают так, чтобы они оказались между ярмовой балкой и торцовой поверхностью обмотки ВН, как показано в чертеже.

Для изолирования применяют полоски кабельной бумаги шириной 20 мм. Перед началом изолирования концы проводов укладывают в пучок по указанному в чертеже эскизу.

Концы проводов изолируют сразу двумя наложенными друг на друга полосками бумаги, которые должны плотно облегать пучок проводов. Обычный способ укладки последующих полосок — вполуперекрышку, т. е. каждый слой изоляции должен перекрывать предыдущий на половину его ширины. Основное требование к изолированию концов помимо толщины изоляции, которую надо строго выдерживать, — это плотность наложения бумаги. Неплотное наложение изоляции приводит к появлению в ней пустот, заполняемых воздухом, имеющим значительно худшую электрическую прочность. Поэтому при изолировании полоски бумаги постоянно подтягивают, уплотняя их после каждого оборота вокруг конца обмотки. Изоляцию закрепляют одним слоем киперной ленты, намотанной вполуперекрышку поверх бумаги.

§ 38. НАСАДКА ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРОВ МОЩНОСТЬЮ ДО 250—6300 КВ · А

В трансформаторах мощностью 250—6300 кВ · А применяют и цилиндрические, и катушечные обмотки НН и ВН. Подготовка к насадке цилиндрических обмоток у таких трансформаторов не отличается от рассмотренных ранее. Однако конструктивные особенности катушечных непрерывных и винтовых обмоток влияют на сборочные операции.

Катушечные обмотки доставляют на сборку затянутыми в осевом направлении так, чтобы их высота соответствовала высоте обмотки в собранном трансформаторе. Стяжку и запрессовку обмоток производят в заготовительном (обмоточном) цехе, где готовую обмотку помещают между двумя стальными плитами и стягивают вертикальными шпильками. При этом усилие стяжки не должно превышать осевой запрессовки обмотки в собранном трансформаторе. Если обмотка стянута до заданного размера большим усилием, значит она недостаточно просушена. После снятия плит такая обмотка может оказаться значительно выше, чем указано в чертеже. В этом случае после насадки обмотки окажется невозможным зашихтовать верхнее ярмо.

Если при проверке обнаружится, что высота обмотки больше необходимой и подтянуть ее не удастся, ее надо еще раз просушить в вакуум-сушильном шкафу.

Верхние стяжные плиты 2 (рис. 72) снимают с обмотки с помощью крана. В заготовительном цехе между плитами и опорными кольцами обмотки ставят одинаковые по высоте деревянные подкладки 6: они защищают от излома изоляцию концов в месте их выхода из обмотки (рис. 73, а) и предохраняют

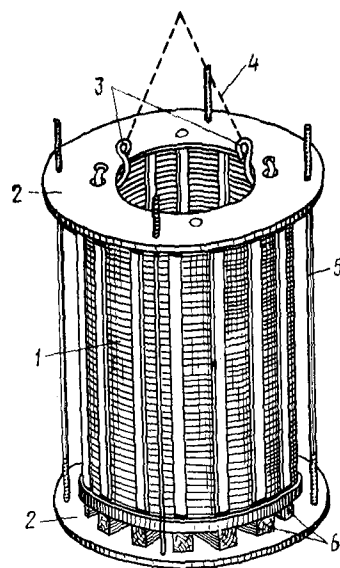


Рис. 72. Обмотка перед снятием верхней плиты:

1 — обмотка, 2 — стяжные плиты, 3 — крюки для подъема, 4 — положение тросов с крюками при снятии плиты, 5 — стяжные шпильки, 6 — деревянные подкладки

клинья от разрушения. Дело в том, что вертикальные клинья, расположенные между цилиндром и катушками, после прессовки выступают сверху и снизу за обмотку. Подкладки не позволяют им при стяжке упереться в плиты, что могло бы привести к повреждению обмотки. Лишнюю длину клиньев сверху удаляют после снятия плит: отрезают ручной пилой или обрубают с помощью стамески; снизу это делают перед насадкой обмотки на стержень. Клинья отрезают на уровне торцов цилиндров 7 и 19 (см. рис. 24). При этом сборщик должен следить, чтобы не повредились цилиндр и заклепки, которыми сверху и снизу фиксируются клинья.

Заключительной операцией перед насадкой является зачистка концов обмоток. В заготовительном цехе концы 6 обмоток 1 (рис. 73, б) изолируют на небольшом расстоянии от места выхода из обмотки. Чтобы придать концам необходимую форму, провода изгибают вручную или с помощью деревянного молотка. При этом в витковой изоляции могут появиться трещины, изломы, изоляция становится ненадежной, поэтому в сборочном цехе ее полностью удаляют. Изоляцию счищают ножом, предварительно раскрутив составляющие ее бумажные полоски. Если

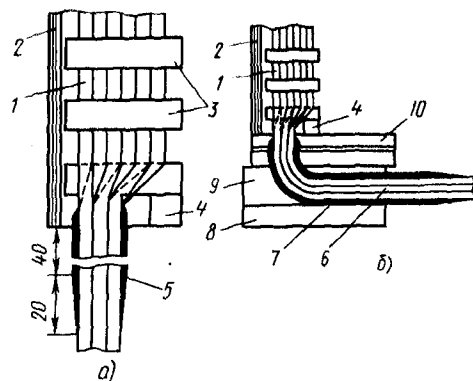


Рис. 73. Расположение концов обмотки НН и их изоляция:

а — выход нижнего конца обмотки, б — после насадки; 1 — обмотка НН, 2 — бумажно-бакелитовый цилиндр, 3 — прокладка между витками (катушками) обмотки, 4 — нижнее опорное кольцо с вырезом для выхода конца, 5 — изоляция, накладываемая при изготовлении обмотки, 6 — нижний конец, 7 — изоляция, накладываемая при сборке, 8 — уравнивающая изоляция с вырезом, 9, 10 — ярмовая изоляция

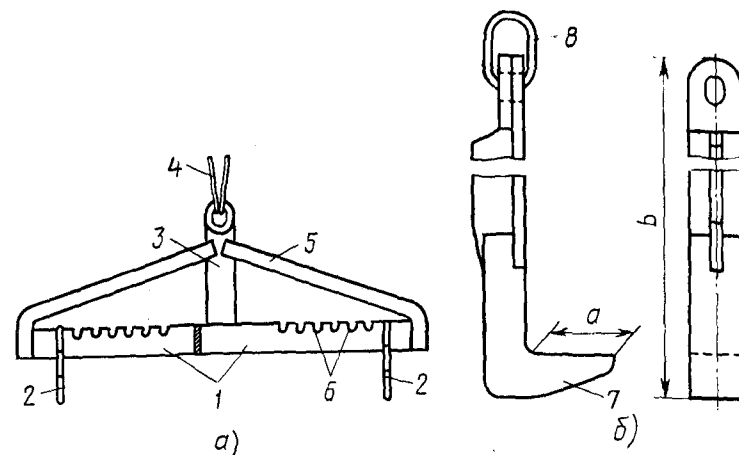


Рис. 74. Подъемные приспособления для насадки обмоток:

а — двухлучевая траверса, б — захват для подъема обмоток; 1 — лучи траверсы, 2 — крюк, 3 — вертикальная перемычка, 4 — ушко, 5 — рама, 6 — гнезда, 7 — лапа, 8 — кольцо

обмотка пропитана лаком или провода имеют собственную лаковую изоляцию, то концы обмотки обжигают с помощью газовой горелки, а образовавшуюся окалину счищают ножом или шлифовальной шкуркой.

Насадку обмоток производят с помощью приспособления, состоящего из двухлучевой траверсы (рис. 74, а) и подъемных захватов 7 (рис. 74, б). Длина b подъемных захватов должна быть такой, чтобы при насадке обмотка могла опуститься на прокладки ярмовой изоляции. Опорная часть a не должна выступать внутрь за опорное кольцо 4 обмотки (см. рис. 71), но в то же время оно должно опираться на захват не менее чем $\frac{3}{4}$ своей ширины.

Чтобы поднять обмотку, лапы захватов устанавливают под ее опорное кольцо. Причем их располагают только под «столбами» прокладок 3 и так, чтобы после насадки захваты не оказались между стержнями магнитной системы: это затруднило бы их снятие. Установленные захваты закрепляют в верхней и нижней частях обмотки ремнями или хлопчатобумажной веревкой, поднимают на высоту, удобную для осмотра ее витков снаружи, а цилиндра изнутри. При осмотре важно проверить отсутствие повреждений (сдиров, проколов) витковой изоляции. Нельзя допускать обрыва даже одной полоски бумаги: это ослабляет электрическую прочность изоляции и может стать причиной ее пробоя при испытаниях. В каналах между катушками (витками) обмотки не должно быть посторонних предметов, пыли, наплывов лака; каналы должны иметь одинаковую высоту; прогибы и



Рис. 75. Насадка обмотки трансформатора мощностью 6300 кВ·А

привисания проводов между «столбами» прокладок недопустимы. Внутренний диаметр бумажно-бакелитового цилиндра должен соответствовать чертежу, не должно быть эллипсности, вздутий или отслаивания бумаги.

После осмотра обмотку тщательно продувают сжатым воздухом. Провода нижнего конца обмотки выгибают, складывают в пучок и изолируют так же, как и конец цилиндрической обмотки.

С помощью крана обмотку подают к остову и по командам сборщика располагают над стержнем так, чтобы оси обмотки и стержня совпадали. Придерживая руками обмотку, сборщик насаживает ее на

стержень и следит, чтобы острые края пластин не повредили ее цилиндра (рис. 75).

При насадке обмотки на стержень, стянутый стеклобандажами, цилиндр должен касаться (скользить) по уже установленным расклинивающим деталям (планкам, клиньям, трубкам). Чтобы направить обмотку по оси стержня, используют полоски электрокартона толщиной 1 мм и шириной 100—150 мм. Эти полоски вставляют между торцами планок (клиньев, трубок) и цилиндром обмотки; опуская обмотку, направляют ее на стержень.

Обмотку следует опускать медленно; сборщик при этом постоянно следит за ее положением и в случае необходимости регулирует по прокладкам ярмовой изоляции. Электрокартонные клинья должны располагаться строго посередине прокладок, а нижний конец обмотки — против выреза в уравнивательной изоляции. Если при насадке обнаружится, что обмотку «увело» и она изменила первоначальное направление, то насадку следует прекратить, обмотку приподнять и, не снимая полностью со стержня, развернуть на необходимый угол, а затем вновь повторить насадку.

Катушечные обмотки должны опускаться под собственной тяжестью. При слишком свободной насадке между цилиндром обмотки и стержнем может оказаться зазор. Если стержень стянут стеклобандажами, то расклинивающие обмотку детали уже стоят на нем и какие-либо дополнительные планки не предусматриваются. В таком случае обмотка окажется без опоры в

радиальном направлении, что недопустимо. Такую обмотку надо снять, намотать на стержень слой электрокартона толщиной 1—2 мм и повторить насадку. После этого обмотка должна опускаться с некоторым затруднением, что обычно обеспечивает ее плотную посадку и надежное радиальное крепление. Если конструкцией не предусмотрены бандажи и прессовка производится специальными расклинивающими деталями после насадки, то между цилиндром обмотки и активной сталью всегда есть зазор и обмотка свободно, без затруднений опускается на ярмовую изоляцию. Сборщик должен следить лишь за совпадением ее клиньев с серединами прокладок изоляции. После опускания обмотки, не снимая подъемных лап захватов, надо проверить, свободно ли устанавливаются расклинивающие детали. Если они вставляются с трудом, плотно, то обмотку можно освободить от захватов и считать насадку законченной. Если же они проходят свободно, надо проверить размеры стержня и этих деталей, найти и устранить ошибку в изготовлении.

Чтобы легко освободить подъемные захваты, на ярмовую изоляцию предварительно ставят две-три деревянные подкладки, на которые и опускают обмотку, захваты освобождают от стягивающих ремней и выводят из-под опорного кольца обмотки.

Траверсу с захватами краном отводят в сторону, из-под опорного кольца выбивают подкладки и окончательно осаживают обмотку на ярмовую изоляцию.

§ 39. РАДИАЛЬНОЕ КРЕПЛЕНИЕ (РАСКЛИНОВКА) ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРОВ МОЩНОСТЬЮ ДО 6300 КВ · А С ВН ДО 35 КВ

Обмотки трансформаторов независимо от мощности или класса напряжения должны иметь надежное радиальное крепление, защищающее их от усилий при коротком замыкании в эксплуатации. Однако способы крепления обмоток различны и зависят от конструкции трансформаторов. Так как опорой внутренней обмотки является стержень магнитной системы, то его конструкция определяет и способ радиального крепления. В стержнях, стянутых стеклобандажами, деревянные детали, фиксирующие положение обмотки относительно стержня, уже установлены и прижаты к нему. Деревянные детали служат как бы дополнением стержня, придают его сечению форму круга и создают опору для обмоток в радиальном направлении.

Обмотки, плотно (без зазоров) насаженные на такие стержни, уже имеют необходимое радиальное крепление и не требуют дополнительной расклиновки.

В стержнях без стеклобандажей обмотку насаживают на незапрессованный стержень, и ее расклиновка одновременно является и прессовкой стержня.

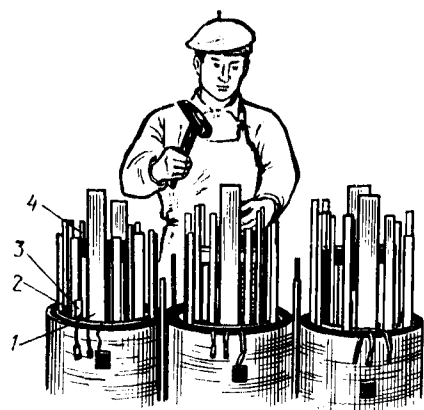


Рис. 76. Расклиновка обмоток трансформаторов:

1, 2 — деревянные планки, 3 — электрокартонная коробка, 4 — круглый деревянный стержень

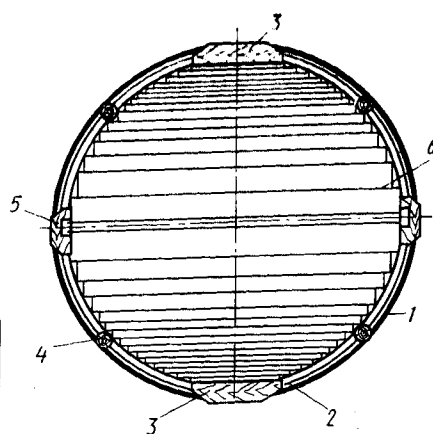


Рис. 77. Сечение стержня магнитной системы, стянутого стеклобандажами:

1 — стеклобандаж, 2 — электрокартонная подкладка, 3, 5 — фасонные планки, 4 — деревянный стержень, 6 — стержень магнитной системы

Радиальное крепление (расклиновка) цилиндрических обмоток НН и ВН. Расклиновку цилиндрических обмоток на жестких бумажно-бакелитовых цилиндрах начинают с раскрепления между собой обмоток ВН и НН. С этой целью между цилиндром обмотки ВН и обмоткой НН против каждого клина, отделяющего слои обмоток, устанавливают по две электрокартонные коробочки. Между ними на глубину 25—30 мм вставляют деревянные (буковые) планки, предварительно натертые парафином. Несильными ударами молотка (рис. 76) забивают планки до упора в прокладки ярмовой изоляции, соблюдая определенную последовательность: одновременно осаживают две диаметрально расположенные планки. Нельзя забивать поочередно рядом стоящие планки: это сместит обмотку ВН в одну сторону и затруднит последующую расклиновку. Если расклинивающие планки забиваются легко («проваливаются»), их надо извлечь, добавить еще одну коробочку или полоску электрокартона и повторить операцию.

Если, наоборот, планки забиваются с трудом, не следует применять больших усилий, так как это может повредить обмотки. Туго забиваемые планки надо заменить на планки меньшей толщины.

Радиальное крепление обмотки НН производится с помощью деревянных фасонных планок и круглых стержней (см. рис. 18, а). Расклиновку начинают с установки фасонных планок, прессующих стержни. Вручную их вставляют в указанное в чер-

теже место и осаживают на глубину не менее 30 мм. Дальнейшую осадку планок производят несильными ударами молотка, но так, чтобы не расколоть верхний конец планки. Если это случится, планку следует извлечь и заменить на новую. Когда планка опустится до уровня стержня, на нее устанавливают фибровую или деревянную пластину и продолжают осадку. Этим предупреждают возможность повреждения стержня и торцевой части обмотки случайным ударом молотка.

Радиальное крепление катушечных непрерывных и винтовых обмоток. Непрерывные и винтовые обмотки трансформаторов обычно имеют бумажно-бакелитовые цилиндры толщиной 4—6 мм и они являются достаточно жесткой опорой для вертикальных клиньев обмоток. Однако усилия, возникающие при коротком замыкании, могут легко разрушить и такие цилиндры, если они сами не будут иметь надежной опоры. Опорой для цилиндра внутренней обмотки является стержень магнитной системы. Если он стянут стеклобандажами (рис. 77), то опорой цилиндра служат фасонные деревянные планки 3 и 5 и стержни 4, в вырезах которых «утоплен» стеклобандаж 1.

Если обмотка насажена плотно, т. е. нет зазоров между цилиндром и опорными планками, значит она имеет надежное радиальное крепление.

Если стержень магнитной системы не имеет стеклобандажей, то расклиновка обмотки обычно совмещается с его запрессовкой. На рис. 18 показаны места установки деревянных деталей радиального крепления внутренней обмотки. Их устанавливают в той же последовательности, что и при расклиновке стержней малых трансформаторов с цилиндрическими обмотками. Однако из-за большой высоты магнитных систем расклиновка затрудняется, так как деревянные планки приходится забивать молотком довольно глубоко, и поэтому всегда существует опасность смятия и разрушения их торцевой части. Важно правильно подобрать расклинивающие планки. Из-за возможных отклонений толщины стержней промежутков между их пластинами и цилиндром может быть больше или меньше номинального. Если промежуток велик и планка проходит в него свободно, без заметных усилий сборщика, то стержень не запрессуется, а обмотка не получит надежной опоры. В этом случае следует или заменить планку на планку большей толщины, или подложить под нее (при небольшой высоте стержня) электрокартонную коробочку толщиной 1—3 мм. Установка новой планки предпочтительнее, так как при использовании коробочки и большой высоте стержня планка может затянуть вниз и смять электрокартон, что заставит прекратить расклиновку и извлечь расклинивающие детали наружу.

Сборщик должен знать (обычно это приходит с опытом), как надо увеличить толщину, чтобы установленные с противополож-

ных сторон планки надежно запрессовали активную сталь. Это же относится и к случаю, когда промежутки между цилиндром обмотки и стержнем оказываются слишком малыми, и в них не помещаются расклинивающие детали. Сборщик должен определить и в этих условиях, как надо уменьшить толщину, чтобы успешно установить планки.

После расклиновки обмотки планками устанавливают круглые деревянные стержни в углы, образованные двумя разными по ширине пакетами стержней. Предварительно сборщик проверяет, насколько свободно проходят стержни в указанное для них место. Руководствоваться размерами, по которым изготовлены стержни, не всегда возможно: трудно учесть все отклонения, например, вызванные волнистостью стали. Сборщику нередко приходится подбирать диаметры стержней по месту, чтобы установить их плотно и хорошо раскрепить обмотку.

Надежное радиальное крепление будет создано лишь в том случае, если расклинивающие планки и стержни проходят вдоль всей высоты обмотки вплоть до прокладок ярмовой изоляции. Недопустимо оставлять в канале только часть стержня или планки, если под ударами молотка, например, разрушилась (смялась, раскололась) их верхняя половина. Это явилось бы грубым нарушением технологической дисциплины и могло бы стать причиной серьезной аварии в эксплуатации. Поврежденные расклинивающие детали должны обязательно извлекаться и заменяться новыми.

Опорой наружных непрерывных и винтовых обмоток с бумажно-бакелитовыми цилиндрами являются прокладки, расположенные между катушками внутренней обмотки. Как правило, между цилиндром наружной и краями прокладок внутренней обмоток не бывает зазоров, и «столбы» прокладок по всей высоте плотно прилегают к цилиндру.

§ 40. ОСОБЕННОСТИ НАСАДКИ ОБМОТОК И УКЛАДКИ ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ МОЩНОСТЬЮ ДО 25 000 КВ · А С ВН 110 КВ

Укладка нижней ярмовой и уравнительной изоляции. В трансформаторах большой мощности уравнительная изоляция представляет собой электрокартонное кольцо, разрезанное на части, к которому с двух сторон приклепаны прокладки из прессованного электрокартона (см. рис. 25, а). Уравнительную изоляцию укладывают на верхние полки нижних ярмовых балок и частично на ярмо, выравнивая в одной полости полки и средний пакет ярма. Прокладки уравнительной изоляции должны плотно прилегать к полкам ярмовых балок. Если из-за неточности изготовления обнаружится перекося полков, то толщину прокладок разрешается подогнать по месту так, чтобы создать опорную

плоскость для обмоток на уровне выступа ярма. На уравнительную изоляцию укладывают ярмовую. Она представляет собой кольцо из электрокартона (см. рис. 25, и) с приклепанными к нему прокладками 2.

Как известно, ярмовая изоляция часто состоит из основного кольца 1 и дополнительного сегмента 6. Кольцо ярмовой изоляции надевают на стержень магнитной системы и осторожно опускают на прокладки уравнительной изоляции так, чтобы вырез в кольце для вывода концов внутренней обмотки располагался на «своей» стороне, а прокладки совпадали по высоте (рис. 78). Смещение прокладок ярмовой 2 и уравнительной 1 изоляции относительно друг друга не должно превышать 5 мм. При большем смещении прокладки окажутся ненадежной опорой для обмоток.

У некоторых трансформаторов ярмовая изоляция выполняется сразу на три фазы (см. рис. 25, к). Ее поднимают с помощью крана и пенькового каната и, придерживая руками, надевают на стержни, осторожно опускают на уравнительную изоляцию, добиваясь полного совпадения прокладок.

Намотка цилиндров. Обмотки мощных трансформаторов изолируют от стержней цилиндрами из электрокартона. В отличие от бумажно-бакелитовых, жесткая конструкция которых получается уже при изготовлении, цилиндры, наматываемые из электрокартона толщиной 1,5—2 мм, называют «мягкими». Это не означает, конечно, что такие цилиндры легко и просто установить на стержень: электрокартон толщиной 1,5 мм и особенно 2 мм имеет достаточную жесткость. Поэтому перед установкой его листы предварительно закатывают на специальных вальцах, придавая им цилиндрическую форму.

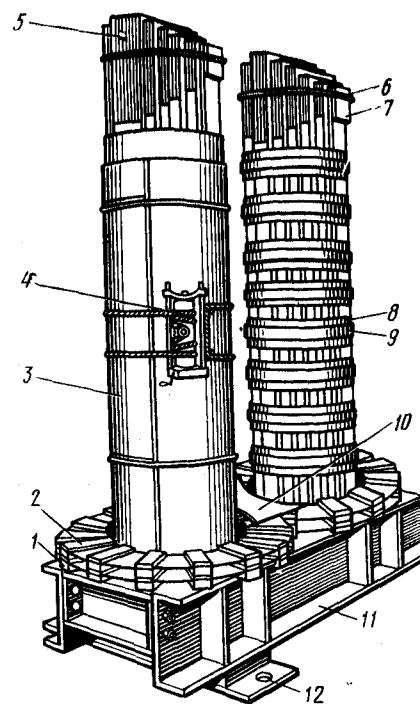


Рис. 78. Укладка изоляции однофазного трансформатора с ВН 110 кВ:

1 — уравнительная изоляция, 2 — ярмовая изоляция, 3 — «мягкий» цилиндр, 4 — приспособление для стяжки цилиндра, 5 — отметка места окончания расшивки, 6 — ремень для стяжки верхней части стержня, 7 — стальная пластина, 8 — полоса электрокартона, 9 — стеклобандаж, 10 — пластина из электрокартона, 11 — ярмовая балка, 12 — опорная пластина

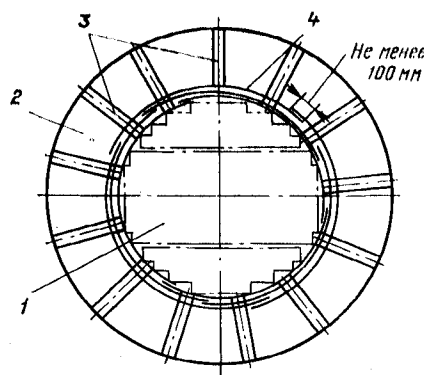


Рис. 79. Схема расположения пластин «мягкого» цилиндра из электрокартона при его сборке:

1 — стержень магнитной системы (вид сверху), 2 — ярмовая изоляция, 3 — прокладки ярмовой изоляции, 4 — лист электрокартона

бы перекрытия соседних пластин оказались бы между прокладками ярмовой изоляции. Исключение составляет последняя пластина, конец которой должен быть прижат вертикальным клином обмотки. Если не выполнить последнего требования, то клинья обмотки будут скользить по утолщенному (в местах перекрытий) цилиндру, обмотку будет постоянно «уводить», и ее прокладки не попадут на прокладки ярмовой изоляции. В этом случае неправильно собранный цилиндр придется разобрать и вновь повторить намотку, точно следуя указанным правилам.

По окончании намотки «мягкий» цилиндр предварительно закрепляют киперной лентой, а затем надежно затягивают с помощью несложного приспособления 4 (см. рис. 78). Оно состоит из барабана с валом, на котором закреплена шестеренка червячного редуктора. К барабану прикреплен пеньковый канат; вращая рукоятку, наматывают канат на барабан, постепенно затягивая цилиндр. По мере затяжки листы электрокартона уплотняют ударами деревянного молотка по высоте цилиндра. Затянутые листы закрепляют бандажом из киперной ленты, накладывая ее с шагом 300—500 мм, а затем снимают приспособление. Диаметр цилиндра измеряют в двух-трех местах. Считается допустимым, если он превышает внутренний диаметр обмотки на 5—7 мм.

Проверка обмоток НН на отсутствие обрыва и замыканий проводов. Обмотки трансформаторов 110 кВ поступают в сборочный цех запрессованными в плиты. После наружного осмотра и

Электрокартон выпускается заводом-изготовителем стандартных размеров. В заготовительном цехе его нарезают на листы необходимой высоты и длины. Обычно цилиндры толщиной 4—8 мм получают из нескольких пластин электрокартона, которые ставят на стержень в определенном порядке. При этом сборщик должен руководствоваться двумя правилами: 1) каждый последующий лист необходимо устанавливать так, чтобы он (его край) перекрывал предыдущий не менее чем на 100 мм; это обеспечит необходимую электрическую прочность слоя электрокартона (рис. 79); 2) первую пластину следует располагать таким образом, что-

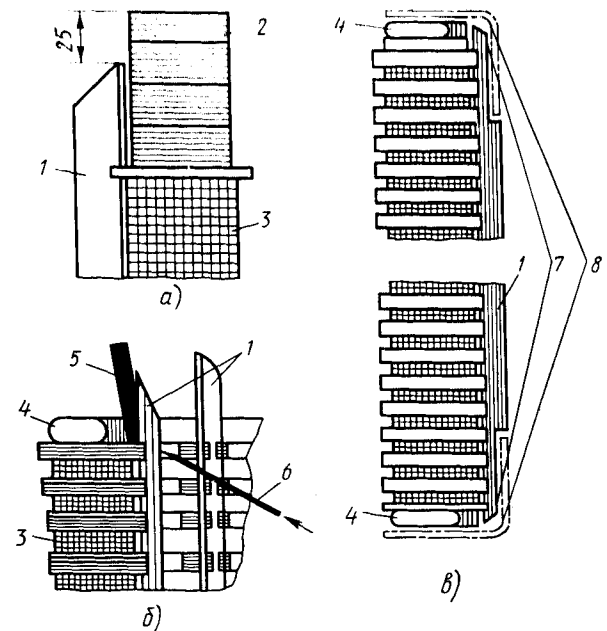


Рис. 80. Подготовка обмоток к насадке:

а — обрубка клиньев обмотки НН, б — обрубка клиньев обмотки ВН, в — эскиз обработки клиньев обмотки ВН для укладки угловой шайбы; 1 — клин, 2 — опорное кольцо, 3 — обмотка НН (а) или ВН (б), 4 — емкостное кольцо, 5 — подкладка из электрокартона, 6 — стамеска, 7 — вырез в клине, 8 — угловая шайба

измерения высоты винтовые обмотки, не распрессовывая, проверяют на отсутствие обрыва и замыкания параллельных проводов. Необходимость такой проверки до снятия плит объясняется тем, что провода и катушки в запрессованном состоянии находятся в рабочем положении относительно друг друга. После распрессовки относительное положение проводов изменится, плотное касание нарушится, и возможное замыкание исчезнет.

Обмотки проверяют мегаомметром сборщик и контролер.

Непрерывные катушечные обмотки в сборочном цехе мегаомметром не проверяют; их качество контролируют на испытательной станции после первой сборки трансформатора.

Подготовка обмоток НН и ВН к насадке на стержень. После проверки на отсутствие обрыва и замыкания обмотки НН и ВН распрессовывают и освобождают от стяжных плит и шпилек. Как и у трансформаторов меньшей мощности, вертикальные клинья обмоток ВН и НН всегда имеют лишнюю длину. Ее уменьшают сверху и снизу обмоток. В верхней части обмоток

лишнюю длину отрезают на 20—25 мм ниже торцов опорных колец обмоток ВН или емкостных колец обмоток ВН (рис. 80, а, б). Это делают потому, что в процессе сушки активной части трансформатора любая обмотка несколько уменьшается в осевом направлении. Если клинья обрубить на уровне опорного кольца, то после сушки оно будет упираться в прокладки верхней ярмовой изоляции, что помешает прессовке обмотки. При обрубке клиньев обмотки ВН сборщик должен быть особенно осторожен: емкостные кольца и катушки с усиленной изоляцией, расположенные у торцов обмоток, могут быть легко повреждены, если не принять специальных защитных мер.

Обычно между клином и емкостным кольцом помещают прокладку из прессованного электрокартона толщиной 5—7 мм, которая при обрубке клиньев защищает обмотку от повреждений.

Кроме уменьшения длины сборщик должен сделать в клиньях обмоток ВН специальные вырезы 7 (рис. 80, в) по размерам, указанным в чертеже. В вырезах размещают вертикальные части изоляционных барьеров — угловых шайб 8. Если вырез сделать меньше необходимого, то обмотка при насадке повредит (сомнет) нижнюю угловую шайбу. Такая же ошибка в верхней части обмотки не позволит правильно установить верхнюю угловую шайбу.

Для удобства обработки клиньев и осмотра обмотки ее устанавливают на подставку и изнутри производят необходимые операции. Обрубку клиньев внизу делают на 5—6 мм выше торца опорного или емкостного кольца обмотки.

При внешнем осмотре важно убедиться в отсутствии механических повреждений витковой изоляции. Витки и катушки тщательно осматривают снаружи и изнутри обмотки, используя подсветку переносной электролампой.

Проверяют правильность выполнения переходов из катушки в катушку, обращая особое внимание на их плотное прилегание к обмотке; убеждаются в отсутствии посторонних предметов между катушками, в параллельности и вертикальном положении ее клиньев.

Насадка обмоток. Процесс насадки обмоток мощных трансформаторов во многом аналогичен с операциями при сборке трансформаторов меньших мощностей. Насадка производится краном с помощью подъемных приспособлений, состоящих из двух- или трехлучевых траверс и захватов (рис. 81). Захваты располагают по оси соответствующих «столбов» прокладок. На опорную часть захвата устанавливают прокладку из электрокартона. Этим уменьшается давление на емкостное кольцо, предохраняется его изоляция от повреждения и облегчается снятие захватов из-под обмотки.

Для успешной насадки надо правильно выбрать места для установки захватов 4, удалив из-под обмотки деревянные под-

кладки 6, расположенные в местах размещения опорных частей. Установленные захваты затягивают хлопчатобумажной веревкой 8, которая должна закрепить их в нижней и верхней частях обмотки. Сборщик должен всегда помнить, что небрежное крепление приведет к аварии: при подъеме захваты разойдутся и не смогут удержать обмотку.

Надежно закрепленную обмотку поднимают с плиты 7, обрезают изнутри клинья 2 и тщательно продувают струей сжатого воздуха; для улучшения скольжения поверхность клиньев натирают парафином.

Перед насадкой обмотки верхнюю часть стержней закрывают электрокартоном толщиной 0,5—1 мм, чтобы избежать случайного повреждения изоляции проводов. Опустив обмотку до края первого электрокартонного цилиндра, между клиньями и цилиндром ставят направляющие полосы из электрокартона толщиной 1 мм и шириной 120—150 мм.

Основные правила насадки обмоток одинаковы для трансформаторов любой мощности: ориентирование по прокладкам ярмовой изоляции; осадка (опускание) под действием собственной массы; надежная опора в радиальном направлении.

Отличие в насадке обмоток мощных трансформаторов заключается в том, что их вертикальные клинья скользят по поверхности электрокартонного цилиндра. В то же время у ранее рассмотренных трансформаторов (см. § 38) «жесткий» изоляционный цилиндр опускается вместе с обмоткой, соприкасаясь с деталями радиального крепления на стержне.

Насадка обмотки не должна быть слишком свободной. Это чаще всего показывает, что часть клиньев неплотно прилегает к цилиндру. Наблюдая за опусканием обмотки, сборщик должен вовремя определить, появился ли зазор между каким-либо клином и цилиндром. Если такой зазор обнаружится, то насадку следует прекратить, обмотку снять и намотать на стержень слой или часть слоя цилиндра в том месте, где клинья не касаются его поверхности. Это исключит возможность смещения обмотки в радиальном направлении.

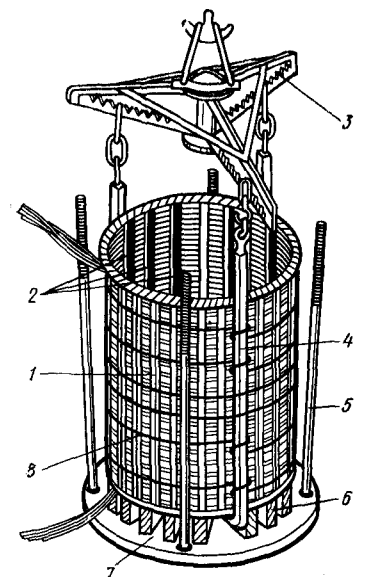


Рис. 81. Подъем обмотки с помощью трехлучевой траверсы:

1 — обмотка, 2 — вертикальные клинья обмотки, 3 — траверса, 4 — подъемный захват, 5 — шпилька, 6 — нижняя деревянная подкладка, 7 — стальная стяжная плита, 8 — хлопчатобумажная веревка

Не всегда насадка обмотки с первого раза оказывается успешной. Передко случается, что, опустившись на 300—400 мм, обмотка либо останавливается, либо изменяет первоначальное направление и ее «уводит» в сторону. В обоих случаях обмотку следует снять, определить и устранить причину, нарушившую нормальный процесс насадки, а затем повторить его сначала. Чтобы правильно найти причину неудачной насадки, следует внимательно осмотреть следы, которые обмотка оставляет на цилиндре. Если обмотка насаживается сравнительно легко и ее клинья одинаково плотно касаются цилиндра, то на нем (после снятия) останутся одинаково слабые, но отчетливо видимые следы — вмятины от клиньев. Если же движение обмотки затормозилось и все попытки сдвинуть ее вниз безуспешны, на цилиндре обнаруживаются резко выраженные вмятины от одного или нескольких клиньев.

Причиной неудачной насадки может быть или увеличенная толщина клина (клиньев), оставившего сильные вмятины на цилиндре, или сам цилиндр, либо неправильно намотанный (утолщенный) в этом месте, либо имеющий неодинаковый по высоте диаметр.

Толщину клиньев уменьшают, отрывая от них полосу электрокартона соответствующего размера; утолщенный цилиндр перематывают так, чтобы перекрытия листов («стыки») были смещены из зоны глубоких вмятин, оставленных при насадке. Чтобы перематывать цилиндр, надо снять обмотку; однако нередко случается, что обмотка очень плотно сжимает цилиндр и при снятии со стержня увлекает за собой листы электрокартона. Это крайне нежелательно, так как цилиндр разматывается и определить причину увеличения его диаметра очень трудно. Во избежание разматки цилиндр возможно сильнее затягивают хлопчатобумажной веревкой.

Обмотки НН, нижние концы которых размещаются между прокладками ярмовой изоляции, при насадке устанавливают на расстоянии 300—400 мм для изгиба и изолирования концов (под обмотки подставляют специальные стойки).

Изолирование концов внутренних обмоток — ответственная операция. Концы проводов размещают вблизи заземленных частей трансформатора (ярма, ярмовых балок, прессующих колец) и обмоток с более высоким напряжением. Для изолирования применяют крепированную бумагу или лакоткань, предварительно нарезанную на полосы шириной 30—40 мм. Как и у трансформаторов меньших мощностей, перед началом изолирования концы обмоточных проводов собирают в пучок и укладывают по чертежу.

Общие требования, предъявляемые к изолированию, одинаковы для всех трансформаторов: укладка полос бумаги (лакоткани) вполуперекрышку, плотно, с непрерывным подтягиванием

(уплотнением) полос изоляции после каждого оборота вокруг конца обмотки.

Проверив размеры изолированного конца провода и убедившись, что толщина изоляции соответствует заданной, закрепляют ее киперной лентой в один слой вполуперекрышку.

Изоляция между обмотками ВН и НН в большинстве случаев выполняется маслобарьерной и состоит из чередующихся масляных промежутков и барьеров — изоляционных цилиндров. Кроме того, в конструкциях изоляции обмоток ВН 110 кВ и выше сделаны специальные угловые барьеры (см. рис. 25, в) — угловые шайбы. Для увеличения электрической прочности между наружными обмотками ВН разных фаз устанавливают междуфазные перегородки. Таким образом, сборка маслобарьерной изоляции состоит из установки пластин, цилиндров, дистанцирующих прокладок и угловых шайб.

Сборку цилиндров производят так же, как и под обмотку НН. Нижнюю угловую шайбу надевают на цилиндр сверху через стержень и осторожно опускают на ярмовую изоляцию. Если диаметры шайбы и цилиндра совпадают, шайба плотно прилегает к поверхности цилиндра. Однако нередко диаметр шайбы заметно больше или меньше диаметра цилиндра. В первом случае шайба слишком свободно пройдет по цилиндру, во втором для ее опускания придется применить значительные усилия, что может повредить угловую шайбу — конструкцию механически непрочную. В обоих случаях наиболее правильным является «перемотка» шайбы. С этой целью шайбу разбирают на отдельные листы, а затем вновь собирают на том месте, где она должна быть установлена по чертежу. При сборке внутренние листы шайбы должны плотно прилегать к цилиндру; вырезы в листах на горизонтальном отвороте должны перекрывать друг друга, как и стыки листов на цилиндрической части шайбы.

Масляные промежутки между цилиндрами создаются дистанцирующими прокладками из прессованного или склеенного электрокартона. В этих прокладках заранее сделаны вырезы для размещения цилиндрической (вертикальной) части угловой шайбы.

Дистанцирующие прокладки устанавливают строго по вертикали, посередине прокладок ярмовой изоляции. После намотки цилиндров и установки второй угловой шайбы насаживают обмотку ВН. Поскольку концы обмотки ВН выходят снаружи, ее опускают сразу на ярмовую изоляцию. Лишь для защиты цилиндрической части угловой шайбы от случайного повреждения (смятия) клиньями обмотки под нее (по всей окружности) подкладывают электрокартонные полосы толщиной 1—1,5 мм. При этом один край полосы (ее ширина 100—150 мм) «заправляется» между цилиндром и обмоткой, а другой перекрывает цилиндрическую часть угловой шайбы.

После насадки обмотки ВН выгибают, выравнивают, укладывают в пучок и изолируют верхние концы внутренних обмоток.

Конструкция изоляции от верхнего и нижнего ярм трансформатора одинакова, сверху на обмотки укладывают такие же изоляционные детали, как и снизу, только в обратной последовательности.

Нередко возникают трудности при установке верхней угловой шайбы. Если при укладке нижней изоляции можно иногда использовать готовую угловую шайбу, то при установке верхней сделать это обычно не удастся, так как мал промежуток, в котором должна разместиться цилиндрическая часть угловой шайбы. Поэтому перед установкой верхнюю угловую шайбу разбирают на отдельные слои по два листа электрокартона в каждом, а затем собирают, располагая их равномерно по окружности (при укладке следят за перекрытием листов и стыков отдельных слоев). Установка последних листов вызывает особые трудности: канал уже закрыт и приходится использовать специальные оправки, отгибая ими края цилиндра. В освободившееся место помещают последние листы шайбы.

После укладки верхней ярмовой изоляции проверяют (по уровню опорных колец) высоту обмоток ВН и НН. Если какая-либо обмотка окажется ниже соседней, ее выравнивают, подложив электрокартонные подкладки или кольца соответствующей толщины.

§ 41. УСТАНОВКА ПРЕССУЮЩИХ КОЛЕЦ

Прессующие кольца (см. § 23) устанавливают на деталях верхней ярмовой изоляции; они передают усилия прессовки на все обмотки (для трансформаторов мощностью до 25 000—40 000 кВ·А) или отдельно на каждую обмотку стержня (при большей мощности трансформаторов). В трансформаторах небольших мощностей прессующие кольца укладывают вручную, а больших мощностей — с помощью подъемного крана.

Для большинства трансформаторов используют стальные прессующие кольца, но применяют и кольца из стеклопластика или иных материалов с равноценной механической прочностью. И те и другие имеют отверстия с резьбой, в которые вворачивают временные подъемные кольца для зачаливания и установки на обмотки.

Перед установкой кольца, выполненные из стали, тщательно осматривают, очищают от коррозии, проверяют резьбу в отверстиях, отсутствие в них металлической стружки, опилок и т. п.; они должны быть равномерно окрашены. После установки колец исправлять указанные дефекты недопустимо, так как возникает опасность попадания посторонних предметов в обмотки и изоляцию.

При установке прессующих колец необходимо следить за положением прорези в кольце относительно обмотки: прорезь должна располагаться всегда между определенными прокладками ярмовой изоляции, указанными в чертеже сборки обмоток.

Прессующие кольца после установки на обмотки не должны быть выше стыка листов ярма и стержня. В противном случае окажется невозможным зашихтовать ярмо: пластины будут упираться в кольца и их не удастся осадить до стыка с соответствующими пластинами стержня. Высота обмоток увеличивается из-за увлажнения в процессе сборки или неполноценной сушки при изготовлении. Для выравнивания высоты обмоток, установленных непосредственно на стержне, необходимо произвести их подпрессовку. Подпрессовку обмоток выполняют разными способами. Обмотки в небольших трансформаторах осаживают ярмовыми балками, которые для этого ставят прямо на кольца; в ряде случаев обмотки подпрессовывают с помощью вертикальных шпилек, связывающих балки (эту операцию обычно выполняют после шихтовки), а затем осаживают пластины ярма; иногда применяют небольшой груз, подставляя под него металлические стойки.

§ 42. ШИХТОВКА ВЕРХНЕГО ЯРМА

Шихтовка верхнего ярма — одна из ответственных операций сборки трансформатора. Правильная установка пластин, отсутствие зазоров между ними, пропусков пластин, перекрытий в местах стыка, повреждений изоляции — все это существенно влияет на технические характеристики и особенно на ток и потери холостого хода трансформатора (см. § 3).

Шихтовка заключается в правильной установке пластин, т. е. один слой пластин ярма ставится между двумя соседними слоями пластин стержня, а следующий — встык с этими слоями.

В соответствии со схемой шихтовки различают пластины ярма, которые ставятся только между пластинами среднего стержня, и пластины, которые устанавливаются между пластинами крайних фаз (А и С). Первые пластины называют «серединами», вторые — «углами». У однофазных трансформаторов есть только «углы», т. е. пластины устанавливаются поочередно между листами каждого стержня.

При шихтовке ярма необходимо следовать нескольким правилам: во-первых, угловые пластины («углы») ярма должны устанавливаться так, чтобы их торцы не выступали за пластины стержня; во-вторых, средние листы («середина») должны плотно, без зазоров прилегать к торцам соответствующих пластин крайних стержней и не выступать выше торцов пластин среднего стержня; в-третьих, недопустимы перекрытия краев пластин в стыках и зазоры между ними.

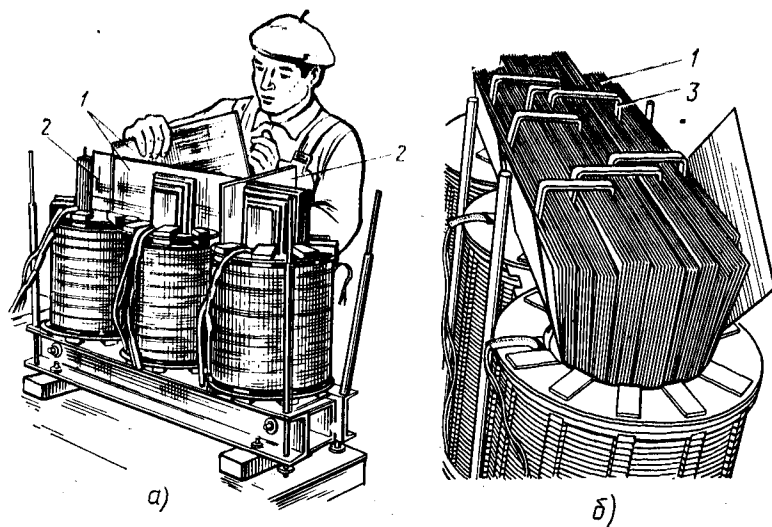


Рис. 82. Шихтовка верхнего ярма:

а — у трансформаторов мощностью до 160 кВ·А. *б* — у трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А; 1 — пластины среднего пакета, 2 — технологические пластины, 3 — П-образные скобы

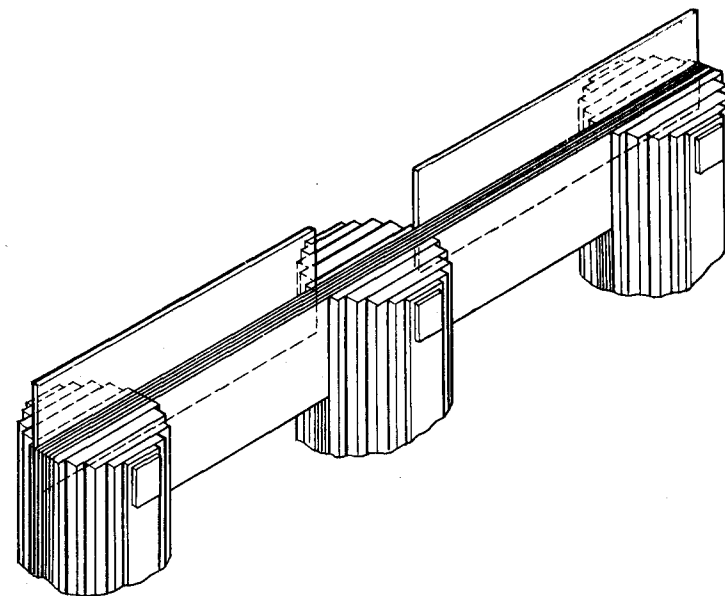


Рис. 83. Установка угловых пластин верхнего ярма

Способы шихтовки различаются в зависимости от размеров магнитной системы и мощности трансформатора. Так, шихтовку ярма у трансформаторов мощностью до 160 кВ·А начинают со среднего пакета слоями по 2—3 пластины в каждом. У трехфазного трансформатора их ставят между пластинами среднего стержня (рис. 82, *а*) так, чтобы торцы касались пластин крайних стержней. Для удобства шихтовки к внутренним граням крайних стержней временно прижимают две технологические пластины 2, в которые упирают пластины ярма. Когда пластины ярма среднего пакета 1 установлены, временные пластины вынимают и, продолжая шихтовку, укладывают угловые пластины. Для установки «углов» сборщик обычно использует стальную оправку с тонким лезвием. Раздвигая ею уже установленные пластины, сборщик вкладывает в освободившееся место «углы» ярма. Установка угловых пластин начинают с наружного края пакета так, чтобы они плотно стыковались с верхними обрезами коротких пластин стержня и одновременно вплотную прилегали к боковому торцу пластин среднего стержня (рис. 83). При этом внимательно следят, чтобы каждая угловая пластина не была выше пластин стержня. Если не соблюдать указанных условий, не удастся правильно закончить шихтовку: в ярме окажутся зазоры («просветы») и придется искать ошибку и производить перешихтовку.

В том же порядке собирают в ярмо пластины других пакетов, т. е. сначала укладывают средние пластины, а затем — угловые. Пластины ярма стараются сразу осадить до стыка с короткими пластинами стержня. Это не всегда удается. Поэтому каждый пакет после шихтовки осаживают несильными ударами молотка через фибровую прокладку. Одновременно подбивают пластины с торцов ярма, устраняя «гребенку» и зазоры между «углами» и пластинами среднего стержня.

Ярмо у трансформаторов больших мощностей шихтуют по тем же правилам. Однако эту операцию выполняет не один, а два или несколько сборщиков сразу с двух сторон ярма. Важно начать шихтовку с того места, откуда был вынут последний лист при расшихтовке (его всегда отмечают на стержне магнитной системы). Если начать шихтовку с другого места, это приведет к нарушению порядка в расположении пластин, т. е. к нехватке их с одной стороны ярма и к излишку с другой, и потребует в конечном итоге разборки уже зашихтованной части ярма.

Пластины верхнего ярма в процессе шихтовки удерживаются только под воздействием трения и пластинами стержня. При больших размерах и массе пластин ярмо развалится, если не принять специальных мер по его защите. Так, чтобы избежать выпадания («провала») пластин, под них ставят подкладки из

дерева или прессованного электрокартона. В тех случаях, когда прессующие кольца находятся на уровне или выше стыка пластин ярма и стержня, средний пакет может опираться непосредственно на прессующие кольца (под другие пакеты надо ставить подкладки соответствующей толщины). По мере шихтовки пластины ярма сверху стягивают П-образными скобами 3, располагая их в шахматном порядке (см. рис. 82, б). Каждый следующий пакет, а иногда и слой в пакете притягивают скобой к предыдущему. Таким образом удастся удержать пластины и создать форму ярма до запрессовки.

После укладки двух-трех слоев пластин сборщик должен подбивать их торцы, ликвидируя нахлесты или зазоры между ними. Однако полностью эти недостатки устранить не всегда удается. Как ни тщательно готовится сборочная площадка, исключить возможность какого-то смещения стержней очень трудно, особенно в магнитопроводах с относительно высокими стержнями. Сборщику приходится ориентироваться в процессе работы и находить правильное решение для каждого конкретного случая. Так, если крайние стержни сместились к средней фазе, угловые листы при шихтовке будут выступать из стержня, образуя торцовую «гребенку». В этом случае приходится оставлять «гребенку» но только если она не мешает установке торцовых прессующих шпилек и брусков (см. рис. 20). Если же она будет помехой для этих деталей, то приходится уменьшать (обрезать) «лишнюю» длину угловых пластин.

Если стержни смещены от средней фазы, между пластинами ярма и стержней образуется зазор, достигающий иногда 8—10 мм. Наиболее целесообразно в этом случае установить угловые пластины встык с пластинами среднего стержня, чтобы ликвидировать зазор между ними. При этом допускают несовпадение наружных торцов пластин ярма и крайних стержней: угловые пластины как бы «уходят» в стержень. Это возможно потому, что у наружных торцов в углах магнитной системы (см. рис. 16, а, б, в) практически нет магнитного потока; основная его часть проходит в средней части ярма, т. е. там, где и получились зазоры между пластинами.

§ 43. ПРЕССОВКА ВЕРХНЕГО ЯРМА. ОСЕВАЯ ПРЕССОВКА ОБМОТОК

Прессовка верхнего ярма и обмоток — последняя и наиболее трудоемкая операция первой сборки. Особенности прессовки ярем и обмоток трансформаторов определяются их мощностью и габаритными размерами.

Трансформаторы мощностью до 400 кВ·А. Ярмовые балки у трансформаторов мощностью до 400 кВ·А (рис. 84, а) устанавливают вручную. Определив, какой стороне (ВН или НН) при-

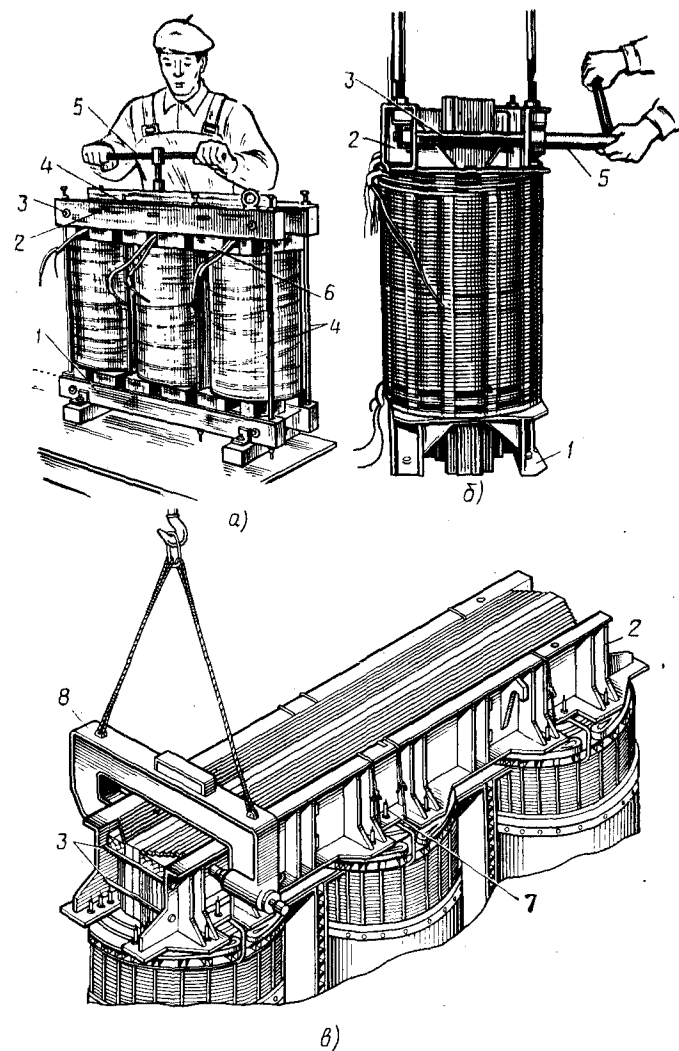


Рис. 84. Прессовка верхнего ярма магнитной системы:

а — осевая прессовка обмоток трансформатора мощностью 400 кВ·А, б — предварительная подпрессовка ярма трансформатора мощностью 1000 кВ·А, в — прессовка ярма трансформатора большой мощности бадкой; 1, 2 — нижняя и верхняя ярмовые балки, 3, 4 — горизонтальная и вертикальная прессующие шпильки, 5 — торцовый ключ, 6 — деревянная подкладка, 7 — нажимной винт, 8 — прессующая балка

надлежат балки 2, их устанавливают на подкладки 6 (причем вертикальные прессующие шпильки 4 пропускают через отверстия в балках). Верхнее ядро предварительно стягивают с помощью горизонтальных прессующих шпилек 3 так, чтобы сохранилась возможность осадки выступающих пластин ядра. Осадку пластин производят легкими ударами молотка через фибровую подкладку. Подкладку ставят узкой стороной сразу на несколько слоев и, перемещая ее с одного края пластин на другой, на середину и т. д., добиваются их равномерной осадки до стыка с пластинами стержня. Одновременно аккуратно подбивают торцы пластин на крайних стержнях до полного отсутствия «гребенки».

Перед окончательной запрессовкой ядра между пластинами ставят заземляющую шинку (см. рис. 24). Для этого тонкой оправкой осторожно раздвигают пластины ядра (на расстоянии 10 мм от края) и в образовавшуюся щель помещают один конец шинки на глубину 75 мм. Другой ее конец закрепляют на яровой балке.

Обмотки у трансформаторов небольшой мощности прессуют с помощью верхних яровых балок, затягивая торцовым ключом 5 (см. рис. 84) гайки на вертикальных шпильках 4. Прессовка производится до окончательной запрессовки ядра. Для равномерной прессовки сборщик последовательно подтягивает гайки, переходя от шпильки к шпильке, и постепенно опускает балки до тех пор, пока они надежно не зажмут обмотки. Только после осевой стяжки обмоток окончательно допрессовывают ядро до размера, указанного в чертеже.

Трансформаторы мощностью 630 кВ·А и выше. Обмотки трансформаторов указанной мощности прессуют, как правило, с помощью стальных колец. Между полкой яровой балки и кольцом почти всегда имеется пространство, используемое для деталей запрессовки обмоток. Перед установкой балок это пространство заполняют деревянными подкладками, которые ставят на прессующие кольца. Яровые балки с помощью крана или других грузоподъемных устройств устанавливают на эти подкладки так, чтобы упорные пластины (замковые выступы) балок (см. рис. 22) поместились бы под аналогичными выступами вертикальных пластин.

Как и у трансформаторов меньшей мощности, предварительную прессовку верхнего ядра выполняют яровыми балками с помощью шпилек, устанавливаемых по их торцам. Шпильки могут быть постоянными или временными. По мере прессовки П-образные скобы, стягивающие ядро, снимают, и балки принимают на себя все усилия по удержанию пластин стали. Скобы легко вынимаются из ядра. Между яром 1 (рис. 85, а) и скобой 2 всегда есть небольшой зазор; в него вставляют еще одну скобу 3 так, чтобы ее загнутой частью, как рычагом, можно было бы легко извлечь скобу 2. Заземляющую шинку устанавливают так

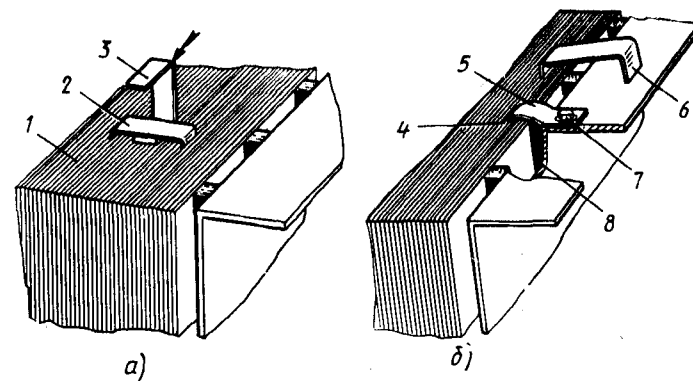


Рис. 85. Снятие скоб перед прессовкой (а) и установка заземляющей шинки (б):

1 — ядро, 2, 3, 6 — скобы, 4 — электрокартонная полоса, 5 — заземляющая шинка, 7 — болт, 8 — прокладка «моста»

же, как и у трансформаторов небольших мощностей. Место установки шинки 5 (рис. 85, б) определяется отверстием для ее крепления на яровой балке. Обычно шинку размещают напротив одной из прокладок «моста» 8 таким образом, чтобы после прессовки прокладка надежно закрепила (зажала) ее в ядре. Скоба 6 в этом случае используется как оправка, раздвигающая пластины для установки заземляющей шинки. Чтобы шинка 5 не замкнула торцы пластин, вместе с ней вставляют полоски электрокартона 4 толщиной 0,5 м одинаковой с шинкой ширины.

До окончательной прессовки верхнего ядра необходимо осадить пластины в тех пакетах, где это не удалось сделать при их подготовке. Осадка пластин производится так же, как и у трансформаторов небольших мощностей. Однако при этом приходится учитывать, что размеры пластин и масса ядра значительно больше. Поэтому для осадки пластин затрачиваются значительные усилия; возрастает опасность забоин и загибов у отдельных пластин ядра. Чтобы избежать этого, пластины следует осаживать только через фибровую подкладку. Надо следить, чтобы усилие, перемещающее пластины, передавалось одновременно всем (а не части) пластинам, подлежащим осадке.

Опустив пакеты ядра до стыка с пластинами стержней, устанавливают детали замкового клинового устройства, изоляционные подкладки, полубандажи или стяжные шпильки (см. рис. 20, 21, 22), а затем производят окончательную прессовку ядра.

Прессовка верхнего ядра требует больших физических усилий. Обычно торцовые ключи (рис. 84, б) с короткой (500 — 700 мм) рукояткой непригодны для трансформаторов мощностью свыше 10 000 кВ·А. Для получения необходимого усилия у

таких трансформаторов приходится применять удлинители — стальные трубы длиной 1—1,5 м, надеваемые на рукоятку ключа. Как правило, прессовку производят 2—3 сборщика, один из которых с площадки механизированных стеллажей отводит и переставляет головку ключа, придерживая ее при прессовке, а другой (другие) с усилием поворачивает рукоятку с удлинителем.

Так как при окончательной прессовке ярмо «сжимается» на 10—30 мм (в зависимости от его размера), а перемещение прессующей гайки при каждом повороте ключа на часть (30—45°) полного оборота составляет доли миллиметра, становится понятным, почему прессовка является наиболее трудоемкой операцией первой сборки.

Применяют также специальные ключи — «трещотки», с помощью которых несколько облегчается прессовка, так как ликвидируются операции снятия ключа и повторной насадки его на гайку после поворота.

Для прессовки ярм мощных трансформаторов широко применяют специальные гидробалки 8 (рис. 84, в). Гидробалку, усилие которой достигает $60 \cdot 10^4$ Н, с помощью крана устанавливают на среднюю часть ярма, прессуют его, затягивают полубандажи и шпильки. Далее гидробалку переставляют и прессуют крайние участки ярма. Запрессовав ярмо над крайним стержнем, снимают временные технологические и устанавливают постоянные прессующие шпильки 4; далее такую же операцию повторяют над другим крайним стержнем. Прессовку считают законченной, когда ярмовые балки затянуты и плотно прилегают к ярму с обеих сторон.

После прессовки ярма начинают осевую запрессовку обмоток. С этой целью под нажимные винты ставят изоляционные и стальные пята; с помощью ключей «трещоток» равномерно затягивают винты, переходя последовательно от одного к другому, до получения заданного осевого размера обмоток. Однако достичь необходимой запрессовки обмоток на первой сборке обычно не удается, так как за время сборки обмотки увлажняются и увеличивается их осевой размер. Нередко только после сушки активной части, когда из обмоток полностью удалена влага, можно допрессовать их до заданной высоты.

Поэтому на первой сборке следует запрессовать обмотки максимально возможно. Запрессовка обмоток считается достаточной, если зазор между нижней плоскостью ярма и прессующим кольцом достигнет 5—10 мм (большой зазор должен быть у трансформаторов большей мощности).

Контрольные вопросы

1. На какие основные этапы разделяется сборка трансформаторов?
2. Каковы основные признаки правильной насадки обмоток?

3. Каковы общие правила, предъявляемые к изолированию концов обмоток?

4. Является ли чередование пластин ярма и стержня основным правилом шихтовки?

5. С какой целью используют фибровые подкладки при осаживании пластин верхнего ярма?

6. В каких случаях применяют ключи-«трещотки» на первой сборке трансформаторов?

ГЛАВА VI

ВТОРАЯ СБОРКА (ИЗГОТОВЛЕНИЕ, МОНТАЖ И СОЕДИНЕНИЕ ОТВОДОВ)

§ 44. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Вторая сборка включает все операции по изготовлению, монтажу и соединению отводов трансформатора (см. § 24). На второй сборке комплектуют и устанавливают переключатели (избиратели); собирают отводы и подводят к ним концы обмоток в соответствии со схемой трансформатора; соединяют отводы между собой и с обмотками; изолируют отводы и места их соединения. Другими словами, на второй сборке окончательно собирают и готовят активную часть к сушке и последующей установке в бак.

Вторая сборка разделяется на две группы работ, выполняемых на разных участках сборочного цеха. К первой относят операции по изготовлению отводов, комплектованию переключателей и избирателей, сборке отводов в деревянную «раму» и другие работы, выполняемые вне сборочной площадки на отдельных заготовительных участках. Ко второй группе относят работы по сборке, соединению и изолированию схемы отводов, установке и закреплению переключателей, реактора и другие работы, выполняемые на активной части трансформатора.

Существует много схем соединения обмоток. Они определяются способом регулирования напряжения, заданными схемой и группой соединения, конструкцией обмоток трансформатора.

Одной из основных операций второй сборки является соединение между собой токопроводящих частей трансформатора.

Как известно, существует два способа соединения отводов и обмоток — разъемное и неразъемное. Большинство соединений делают неразъемными. Только там, где по условиям сборки или монтажа необходимо отсоединять токопроводящие детали, применяют болтовые разъемные соединения.

Различают несколько способов выполнения неразъемных соединений: пайка мягкими (оловянистыми припоями) или твердыми (медно-фосфористыми и серебряным) припоями; сварка (электродуговая, аргоно-дуговая); холодная сварка;

соединение методом прессования. Выбор того или иного способа зависит от материала и площади сечения соединяемых проводников, характера механических нагрузок, которые могут возникать в местах соединения, от производственных условий.

§ 45. ПАЙКА МЯГКИМИ ПРИПОЯМИ

Пайка представляет собой процесс соединения металлических деталей с помощью припоя. Припой составляют из сплавов различных металлов, имеющих более низкую температуру плавления, чем соединяемые детали. Они обладают свойством в расплавленном состоянии «смачивать» металл и хорошо заполнять все зазоры между деталями.

Среди мягких припоев наибольшее распространение получили оловянисто-свинцовые, представляющие собой сплавы олова и свинца в различных соотношениях (см. гл. II).

Пайку с помощью мягких припоев применяют сравнительно редко. Это объясняется невысокой механической прочностью полученного соединения, необходимостью использовать флюс, относительно дорогой и вязкой припой. Поэтому ее применяют только там, где нельзя использовать другие способы (пайку твердыми припоями, сварку и др.).

Так, обмотки из круглого провода диаметром до 0,8 мм в трансформаторах соединяют с помощью припоя ПОС40. С этой целью концы проводов готовят к пайке: очищают от изоляции (ножом или шлифовальной бумагой), накладывают друг на друга и скручивают на длине 10—15 мм. Скрученный провод погружают в пасту (флюс), а затем на несколько секунд опускают в ванну с расплавленным припоем. Спаянные концы очищают от наплывов и изолируют. Существует и другой способ пайки: наложенные друг на друга провода оборачивают медной лентой толщиной 0,3 мм, а затем разогревают электрическим паяльником, добавляя припой ПОС40 и флюс. Нагрев продолжают до тех пор, пока не расплавится припой.

С помощью мягких припоев соединяют также отводы из гибкого провода марки ПБОТ с наконечниками переключателей и вводов 6—110 кВ. Наконечник закрепляют между губками слесарных тисков так, чтобы они зажали его резьбовую часть. В отверстие наконечника закладывают несколько кусочков флюса и плотно вставляют конец кабеля. В места среза цилиндрической поверхности наконечника (для гаечного ключа) устанавливают электроды электропаячных щипцов, включают ток и разогревают наконечник. Припой применяют в виде прутков. Конец прутка прижимают к щели между проводом и наконечником; припой плавится и легко проникает во все пустоты и промежутки между элементарными проводниками кабеля. Во время пайки следят, чтобы капли припоя не стекали

по наружной поверхности наконечника; они могут попасть на резьбу и затруднить его последующую установку.

Пайку считают законченной, когда припой из наконечника начинает вытеснять расплавленные остатки флюса. Обычно их сразу же снимают мокрым асбестом. После завершения пайки наконечник охлаждают. Для этого куски увлажненного асбеста прикладывают к наконечнику, постепенно снижая его температуру. Наконечник и место пайки тщательно зачищают от припоя и асбеста стальной щеткой. Лишние наплывы олова снимают напильником.

§ 46. ПАЙКА ТВЕРДЫМИ ПРИПОЯМИ

Пайку твердыми припоями широко применяют при сборке трансформаторов. Основное ее достоинство — высокая механическая прочность и хорошая электропроводность места соединения. Наиболее высокими качествами обладают серебряные припои ПСр15 и ПСр40. Чаще всего их применяют для соединения встык медных проводов. Для получения прочного соединения с помощью серебряного припоя необходимо тщательно подготовить места пайки: хорошо зачистить и подогнать стыкуемые провода; специальным зажимом свести вместе и закрепить соединяемые провода. Место пайки разогревают газовой горелкой или электропаячными щипцами. В зону нагрева вводят прутки припоя и следят за заполнением зазора между проводами. При качественной пайке прочность соединения превышает прочность медного провода. Однако серебряный припой дорог. Поэтому при пайке отводов чаще применяют медно-фосфористые припои ПМФ. Они значительно дешевле серебряных, а соединения обладают не меньшими прочностью и электропроводностью. Основной недостаток припоя ПМФ — хрупкость соединения. Поэтому медно-фосфористые припои нельзя применять для пайки встык проводов при изготовлении обмоток или узлов, подвергающихся деформациям в эксплуатации (например, для гибких компенсаторов в контакторах переключающих устройств РПН).

Пайку медных проводов припоем ПМФ производят, предварительно уложив их друг на друга внахлест. Длина нахлеста должна быть не менее одной и не более двойной ширины провода. Перед пайкой концы соединяемых проводов готовят: очищают от изоляции, отмотав или срезав ее на конус, укладывают друг на друга, уплотняя легкими ударами молотка, при необходимости связывают тонкой медной проволокой.

При пайке твердыми припоями используют специальные прессы и щипцы, подключенные к электропаячному агрегату (рис. 86). Его основная часть — однофазный понижающий

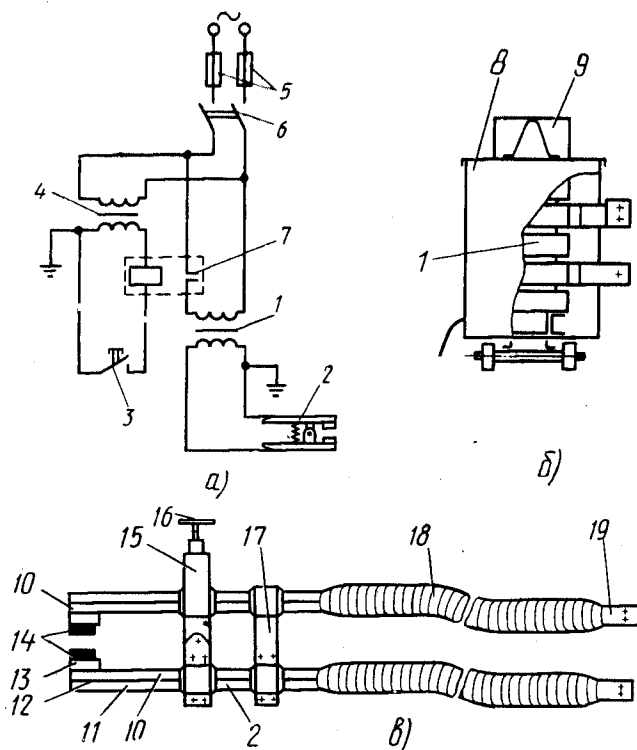


Рис. 86. Передвижной электропаячный агрегат:

a — схема устройства, *б* — общий вид, *в* — электропаячные щипцы; 1 — понижающий трансформатор, 2 — щипцы, 3 — педальный выключатель, 4 — пусковой трансформатор, 5 — предохранители, 6 — рубильник, 7 — контакты контактора, 8 — кожух, 9 — коробка контакторов, 10 — токопроводящий стержень, 11 — стальная пластина, 12 — прокладка, 13 — электрододержатель, 14 — угольный электрод, 15 — ручка, 16 — скобы, 17 — скобы, 18 — кабель, 19 — контактная пластина

трансформатор 1 мощностью 16—80 кВ·А, подключенный со стороны ВН к сети напряжением 220 или 380 В, а с вторичной стороны — к электропаячным щипцам 2. Трансформатор снижает напряжение до 6—12 В, что позволяет получать кратковременно ток 3000 А и более. Контакты контактора 7 включаются с помощью пускового трансформатора 4 и педали 3; педаль замыкает цепь напряжением 36 В вторичной обмотки пускового трансформатора.

Электропаячный агрегат может работать в стационарном помещении, например на механизированных стеллажах сборочной площадки, или быть передвижным. В этом случае его монтируют в кожухе 8, установленном на катки. К шинным отводам НН подключают электропаячные щипцы 2. Электропая-

чные щипцы (рис. 86, *в*) имеют несложную конструкцию. Токопроводящие стержни 10 припаяны к гибкому кабелю 18, покрытому асбестовой изоляцией. К концам провода присоединены пластины 19, подключаемые к зажимам НН трансформатора. Для большей механической прочности каждый токопроводящий стержень 10 усиливается стальной пластиной 11; между ними помещается теплоизоляционная прокладка 12 из асбеста.

Стержни 10 соединены с графитовыми (угольными) электродами 14 посредством съемных электрододержателей 13. Оба стержня 10 вместе с пластинами 11 закреплены в скобах 15 и 17. Скоба 17 определяет расстояние между стержнями; в скобе 15 имеется ручка 16, вращая которую можно перемещать концы щипцов до смыкания электродов. С помощью этой ручки сближают электроды и зажимают между ними детали перед пайкой.

Соединяемые детали плотно зажимают между графитовыми электродами щипцов и нажимают на педаль 3. Первыми нагреваются электроды, а вместе с ними и место пайки. Прерывисто включая и отключая агрегат, постепенно разогревают детали сначала до темно-вишневого, а затем — до ярко-красного и светло-желтого цветов. Только после этого прутками припой касаются стыков деталей; расплавляясь, он проникает между ними, заполняя все поры. Оставшийся лишний припой образует капли и наплывы, которые еще до прекращения пайки удаляют металлической щеткой. Закончив пайку, щипцы не снимают, пока не остынут провода и припой не затвердеет; острые углы и шероховатости на пайке зачищают напильником.

Стационарный электропаячный пресс используют для пайки проводов и шин большого сечения — отводов трансформаторов. Его называют прессом, так как соединяемые детали (провода, шины, компенсаторы) перед пайкой зажимают, как бы прессуют между графитовыми электродами 5 (рис. 87). Верхняя 6 и нижняя 9 бабки пресса могут перемещаться по направляющей трубе 2, закрепленной на стойке 1. Труба имеет червячную резьбу, и нижняя бабка 9 с помощью рукоятки 10 может быть установлена на любой удобной для работы высоте. Обычно сборщик оставляет ее на все время пайки в одном положении.

Соединяемые детали устанавливают на электрод нижней бабки; вращая штурвал 3, опускают до упора верхнюю бабку и зажимают («запрессовывают») детали между электродами. Электроды закреплены в съемных электрододержателях 4, к которым подключены обмотки НН понижающего трансформатора мощностью 80—100 кВ·А. Питание пресса осуществляется по двум проводам сечением по 400 мм². Каждый провод в отдельности и оба вместе покрыты теплоизоляцией — асбестовой лентой.

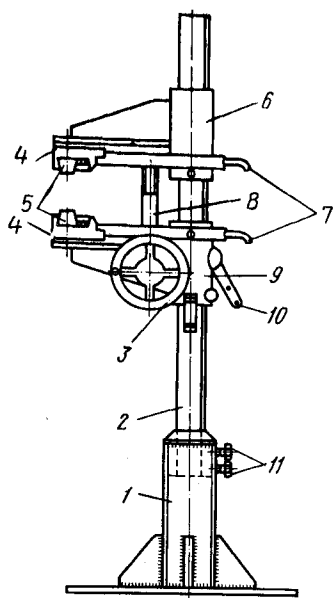


Рис. 87. Стационарный электропаяльный пресс:

1 — стойка, 2 — труба, 3 — штурвал, 4 — электрододержатели, 5 — электроды, 6, 7 — верхняя и нижняя бабки, 8 — провода к трансформатору, 9 — винт, 10 — рукоятка, 11 — болт

Стационарный электропаяльный пресс удобен и прост в эксплуатации. Его легко перевозить; замена электрододержателя несложна и не занимает много времени; достаточно просто обеспечивается параллельность рабочих поверхностей электродов (их легко подправить напильником); во время пайки обе руки сборщика свободны от поддержания соединяемых деталей. Включение и отключение трансформатора — кнопочное, ножное, причем контакт — «кнопка» (педаля включения) может быть перенесена в удобное для сборщика место.

Для пайки самых крупных соединений имеются прессы с пневматическим зажимом деталей.

§ 47. ЭЛЕКТРОДУГОВАЯ СВАРКА

Сварка угольным электродом. Обмотки из круглого медного провода диаметром до 3 мм соединяют электросваркой угольным электродом. Электродуговая сварка проста, не требует флюса и имеет хорошее качество соединений.

Концы соединяемых проводов перед сваркой тщательно зачищают от лака и изоляции и скручивают, как показано на рис 91, а. Провода одного диаметра скручивают вместе; если провода обмотки и отвода имеют разные диаметры, то провод меньшего диаметра накручивают на больший. Концы скрутки обжимают плоскогубцами. Сварку ведут угольным электродом, зажатым в электрододержателе. Электрододержатель подсоединен к одному концу вторичной обмотки сварочного трансформатора; другой конец обмотки присоединен к свариваемому отводу в месте скрутки. Электрод подводят к торцу скрученных проводов и на 2—3 с зажигают электрическую дугу. Дуга расплавляет верхнюю часть скрутки, образуя оплавление правильной формы. Место сварки тщательно зачищают напильником; концы проводов изгибают, придавая им форму, удобную для изолирования.

Обмотки трансформатора (на время сварки) закрывают от попадания капель металла чехлом из брезента или листом электрокартона. Во время сварочных работ глаза сборщика

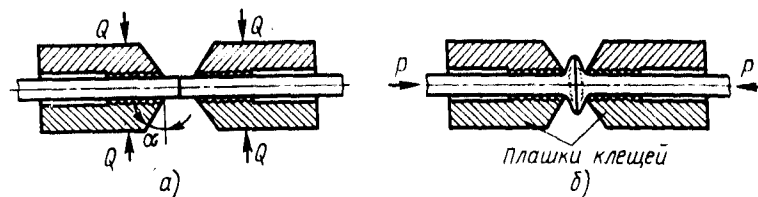


Рис. 88. Принцип холодной сварки проводов:

а — до сварки, б — после сварки; Q — усилие зажима, P — усилие сжатия

должны быть обязательно защищены очками с темно-синими стеклами.

Как правило, медные шины для отводов НН укладывают внахлест друг на друга и соединяют электропайкой. Если же возникает необходимость их соединения встык, используют дуговую сварку.

В связи с широким применением алюминия возникла необходимость найти способ соединения алюминиевых проводов между собой. Трудность состояла в том, что поверхность алюминиевого провода на воздухе мгновенно окисляется, образуется оксидная пленка, которую обычные припои не разрушают, и она препятствует образованию спая. Применяемые припои и флюсы растворяют эту пленку, но они очень агрессивны, даже незначительные остатки этих припоев на соединении вызывают его коррозию. Приходится тщательно промывать и зачищать места сварки, что качественно выполнить в условиях сборки трансформатора практически невозможно.

В настоящее время для соединения алюминиевых проводов между собой применяют аргонно-дуговую сварку, т. е. сварку в среде инертного газа — аргона. Назначение аргона — не допустить воздух в зону сварки и воспрепятствовать образованию оксидной пленки в процессе сварки.

Аргонно-дуговая сварка. Аргонно-дуговая сварка широко применяется в производстве трансформаторов для соединения внахлест концов обмоток из алюминиевого провода с алюминиевыми отводами или проводов и отводов между собой.

Существует два метода аргонно-дуговой сварки: плавящимся и неплавящимся электродами. Сварку плавящимся электродом ведут на постоянном токе, используя специальный сварочный полуавтомат. В качестве электрода применяют алюминиевую проволоку ϕ 1—1,5 мм. В процессе сварки электрическая дуга питается током 150 А при напряжении 20—25 В. Сварку неплавящимся электродом ведут при переменном токе и напряжении 14—20 В. В качестве электрода используют вольфрамовую проволоку ϕ 2—4 мм. Сварочный ток выбирают в пределах 30—300 А в зависимости от толщины свариваемой шины.

Аргонно-дуговая сварка дает хорошие результаты при соединении алюминиевых проводов и шин внахлест. Однако во многих случаях соединение внахлест нежелательно. Например, соединение проводов обмотки можно сделать только встык (при соединении внахлест увеличится радиальный размер обмотки). Но особенно часто возникает необходимость соединять между собой медные и алюминиевые провода, так как алюминиевые отводы нельзя непосредственно присоединять к зажимам под гайку или болт: образующаяся пленка оксида алюминия резко увеличивает переходное сопротивление контакта; во время работы он греется, обгорает, что в конечном итоге приводит к аварии трансформатора. Поэтому контактные соединения с применением алюминия не делают и во всех случаях стараются выполнять их только из медных деталей. В трансформаторах с алюминиевыми обмотками контактные соединения выполняют составными; алюминиевую часть отвода приваривают аргонно-дуговой сваркой к обмотке, а медную — к вводу. Между собой медные и алюминиевые проводники соединяют холодной стыковой сваркой.

Холодная сварка — один из наиболее технологичных спосо-

бов соединения металлов: алюминия с алюминием, алюминия с медью, а также меди с медью. Она заключается в том, что ровные поверхности двух металлов с большим усилием сжимают встык. Усилие сжатия должно быть таким, чтобы на стыке металлов возникли межатомные силы сцепления, образующие в результате цельнометаллическое соединение. Прочность такого соединения превосходит прочность основного металла. Принцип холодной сварки показан на рис. 88, а, б.

Для успешной холодной сварки необходимо, чтобы соприкасались только чистые металлы, без малейших остатков грязи и жировых пленок. Наличие на торце провода даже незначительных следов, например машинного масла, ис-

ключает образование соединения. Поэтому после отрезки провода (плоскость среза должна быть перпендикулярна оси провода) необходимо тщательно обезжирить его концы. Для этого используют ацетон или бензин, причем зачищенные торцы проводов оберегают от попадания грязи и влаги. Если торцы проводов скошены или неровны, их обрабатывают напильником, предварительно промытым ацетоном. Нельзя одной стороной напильника обрабатывать оба соединяемых металла.

Метод холодной сварки позволяет избавиться от проблем, связанных с влиянием оксидной пленки. Усилия P осевого сжатия вызывают такую пластическую деформацию, что оксидная пленка, более хрупкая, чем основной металл, растрескивается, и ее остатки выдавливаются с частью металла. Оборудование для холодной сварки различают по развиваемому усилию и сечению свариваемых проводников. Для проводов небольших сечений (до 10 мм²) применяют ручные сварочные клещи КС-6; нагрузка прилагается вручную через рычаг (рис. 89). Медно-алюминиевые «переходники», т. е. конструкции, составленные из медного и алюминиевого проводов, изготавливаются сразу, за одно усилие сжатия (осадку). Для этого ручки I клещей сводят до упора, и на сваренном «переходнике» остается только отсечь грат.

Алюминиевые и медные провода и шины сечением до 70 мм² соединяют на пневматической сварочной машине МСХС-8.

Для сварки медных и алюминиевых шин сечением до 150 мм² используют машину МСХС-35 с гидравлическим приводом для зажима и осадки металлов.

Холодную сварку шин сечением до 1500 мм² выполняют на мощных сварочных машинах МСХС-80 и МСХС-120.

§ 49. СОЕДИНЕНИЕ МЕТОДОМ ПРЕССОВАНИЯ

Метод механической опрессовки применяют в тех случаях, когда традиционные способы (пайка, сварка) оказываются ненадежными или использование их невозможно. Методом опрессовки соединяют гибкие отводы между собой и с контактными частями. Обязательной деталью для опрессовки («холодной пайки») является промежуточная медная трубка, в которую помещают концы соединяемых проводов (рис. 90, а, б). Внутренний и наружный диаметр трубки должны быть строго определенными для каждого провода. Так, для провода сечением 16 мм² следует применять трубку с внутренним диаметром 6 мм и наружным 9 мм; сечением 50 мм² — 9 и 12 мм; 150 мм² — 16 и 20 мм и т. д. Использование «чужих» трубок для опрессовки недопустимо: соединение получается непрочным, с высоким электрическим сопротивлением.

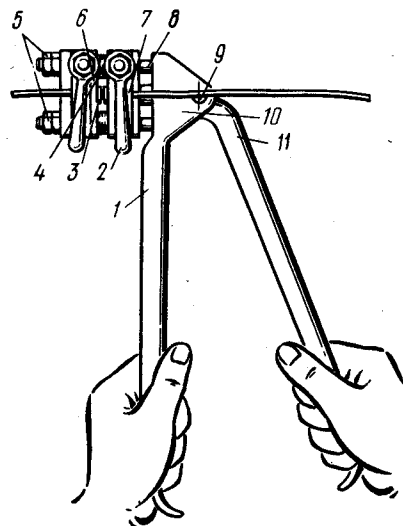


Рис. 89. Ручные сварочные клещи:

1 — ручка клещей, 2 — ручка зажима, 3 — зажимная разъемная пласка, 4 — возвратная пружина, 5 — регулирующие гайки, 6 — неподвижный зажим, 7 — подвижный зажим, 8 — шток, 9 — ось поворотной ручки, 10 — корпус, 11 — рычаг сжатия

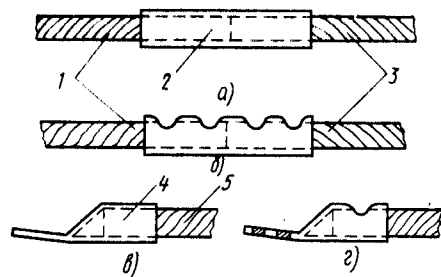


Рис. 90. Соединение гибких проводов опрессовкой:

а — подготовка к опрессовке гибких проводов, б — провода после опрессовки, в — подготовка к соединению проводов с наконечником, г — провод с наконечником после опрессовки; 1, 3, 5 — соединяемые провода, 2 — медная трубка, 4 — наконечник

Опрессовку выполняют с помощью ручного пресса (для сечений до 25 мм²) или малогабаритного гидравлического пресса типа МГП-3. Пресс имеет набор матриц и пуансонов для всех стандартных сечений провода (50—300 мм²). Медную трубку или наконечник предварительно отжигают: это делает медь мягкой и облегчает прессовку. Концы соединяемых проводов отрезают так, чтобы срез был ровным, а его плоскость перпендикулярна оси провода. Провода должны одинаково входить в трубку. Поэтому их концы предварительно размечают: трубку прикладывают к сдвинутым вплотную концам проводов так, чтобы место стыка оказалось против ее середины. На поверхности концов делают отметки, которые определяют, на какую длину надо вложить провод в трубку. Весь участок от отметки до среза провода банджируют слоем тонкой медной проволоки (Ø 0,3 мм). Проволока слегка обжимает провод, а при опрессовке входит в тело трубки и провода, способствуя их прочному соединению. Трубку плотно надевают на концы провода, проверяя по отметкам, состыковались ли они внутри. Зазор между проводами не должен быть более 1—2 мм. Легкими ударами молотка трубке придают слегка овальную форму, чтобы она свободно входила в «ручей» матрицы. Пресс устанавливают в удобное для работы положение и, перемещая рукоятку, создают усилия, опрессовывающие трубку с проводом. Размер пуансона позволяет опрессовать за один переход не более 20 мм провода, поэтому соединение приходится выполнять за 4—5 переходов. Аналогично соединяют провод с контактным наконечником (см. рис. 90, в, г). Соединение опрессовкой не занимает много времени; оно надежно в механическом отношении и практически не увеличивает электрическое сопротивление контакта.

§ 50. ЗАГОТОВКА ОТВОДОВ

Известно, что в конструкции каждого отвода можно выделить главную часть — собственно отвод от обмотки и контактную часть — конструкцию связи отвода с токопроводящей шпилькой ввода, контактным стержнем переключателя (избирателя) или

отвода с отводом. Главную часть отвода делают из круглого провода или шины, контактную — из ленточной меди, медных пластин или наконечников. Основными документами для изготовления отводов являются их чертежи, а также чертежи сборки отводов ВН и НН.

Изготовление главной части отводов из круглого провода. Для отводов диаметром 6—8 мм чаще всего применяют круглый медный провод ПБ с бумажной изоляцией. Указанную в чертеже длину отвода отрезают на рычажных ножницах и с обоих концов снимают изоляцию.

Заготовленные главные части отводов маркируют: на каждую навешивается сопроводительный ярлык с номером заказа трансформатора, наименованием (обозначением) отвода и длины заготовки.

Для удобства выполнения и увеличения площади пайки концы заготовки расплющивают. С этой целью их разогревают в электропечном прессе, а затем на стальной плите ударами молотка расплющивают до размеров, указанных в чертеже.

В трансформаторах большой мощности отводы из круглого провода имеют диаметром 12—30 мм и более; они могут быть сложной формы: есть отводы, которые состоят из нескольких частей, соединяемых пайкой твердым припоем. При изготовлении главной части таких отводов прежде всего размечают места изгиба и расплющивания провода. Для облегчения загибов провод помещают в электропечный пресс и разогревают, размягчая медь в месте изгиба. Далее провод зажимают в тисках и изгибают несильными ударами большого молотка. Полученный угол проверяют по шаблону (шаблоном может служить вычерченное на бумаге изображение отвода натуральных размеров). Нередко приходится повторять эти операции, чтобы получить необходимую форму отвода.

Изготовление главной части отводов из гибкого провода. Многожильный провод марки ПБОТ поставляется изготовителем на барабанах. Для сматывания и нарезки кусков требуемой длины барабаны помещают в стационарные или переставные стойки. Каждую заготовку снабжают ярлыком с указанием номера заказа, типа трансформатора, обозначения отвода и длины заготовки.

Концы провода, соединяемые с контактными частями, специально подготавливают к пайке. Для этого с конца заготовки срезают изоляцию так, чтобы освободить место для пайки и защищать оставшуюся ее часть от обгорания. Для качественного восстановления изоляцию срезают «на конус» (рис. 91), длину образующей которого делают равной десятикратной толщине изоляции провода.

Перед пайкой концы провода расплющивают. Чтобы избежать разматывания («распушения») отдельных ветвей при

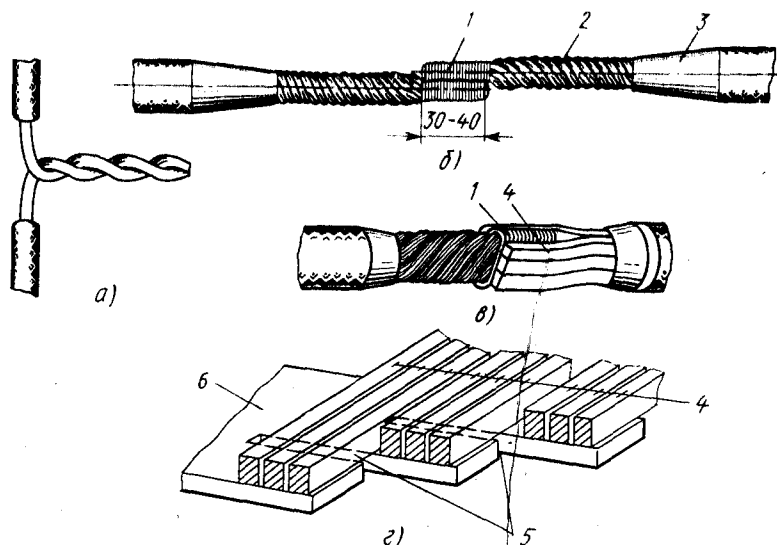


Рис. 91. Подготовка концов отводов и проводов для соединения:

а — тонких круглых проводов, б — гибких, в — гибкого с проводами обмоток, г — шинного с проводами обмоток; 1 — бандаж из тонкой медной проволоки, 2 — конец гибкого провода ПБОТ, 3 — изоляция, срезанная на конус, 4 — конец обмотки из нескольких проводов, 5 — разрезы в шине, 6 — шина

расплющивании, на конец заготовки наматывают бандаж из медной проволоки $\phi 0,3—0,8$ мм. Расплющивают провод на стальной плите несильными ударами молотка. Размеры его после расплющивания должны строго совпадать с указанными в чертеже.

Обработку других концов провода выполняют после установки и закрепления отводов на активной части трансформатора.

Изготовление главной части отводов из шин. Существует большое разнообразие конфигураций шинных отводов. Большинство операций по их изготовлению одинаковы, но трудоемкость различна; она зависит от формы отвода и сечения шины. Развернутая длина заготовки и размеры шины обычно указаны в чертеже отвода. Это позволяет сразу, без дополнительных расчетов разметить необходимые заготовки и отрезать их на круглопильном станке.

Шинные заготовки обязательно маркируют. Для этого на плоской части каждой шины выбивают ее обозначение, указанное в чертеже отвода.

Необходимо проверить параллельность сторон каждой шины в горизонтальной и вертикальной плоскостях. При незначитель-

ных дефектах шину укладывают на разметочную плиту выпуклой стороной вверх и выпрямляют несильными ударами молотка (через медную пластину). При больших искривлениях шину следует предварительно разогреть в электропечном прессе. После нагрева ее зажимают так, чтобы плоскости сторон были параллельны.

Важной операцией является разметка шин. Она выполняется в определенной последовательности. Для отводов, к одному концу которых присоединяют провода обмотки, а к другому — контактную часть (компенсатор, пластину), важно выдержать размеры до крышки бака. Поэтому их размечают сверху вниз, т. е. разметку начинают с верхнего конца каждой шины. В этом случае все неточности по длине заготовки, в углах загиба и т. п. изменяют только длину последнего участка шины, а это легко компенсировать за счет концов обмотки. Обратная последовательность разметки приведет к аналогичному результату, но на верхнем участке шины. Это недопустимо, так как изменится расстояние от компенсатора до крышки и вывода. Для удобства загибки шины различают всегда на «внутренней» стороне, т. е. на той стороне шины, которая после изгиба образует угол, меньший 180° .

Шины отводов на большие токи часто выполняют с разрезами концов (рис. 91, г). Разрезы 5 делают для удобства пайки: невозможно одинаково разогреть сразу и большой пучок проводов 4 и шину 6. Поэтому провода обмотки разделяют на несколько групп. Разрезы позволяют пространственно отделить места соседних паяк и защитить от разогревания предыдущее соединение.

Выполняют разрезы фрезой или циркулярной пилой. Размеченный конец шины (рис. 92, а) подводят к вращающемуся диску пилы так, чтобы разрез получился строго по линии разметки (рис. 92, б). Лишнюю часть каждого «пальца» отрезают после выполнения всех продольных разрезов, и шина приобретает вид, показанный на рис. 92, в. К подготовленным местам паяк подводят отдельные группы проводов обмотки (рис. 92, г).

Размеченные шины изгибают на ручном приспособлении или гибочном станке с пневматическим зажимом и механическим приводом. Для гибки в приспособлении (рис. 93) шину устанавливают точно по разметке в зазор между неподвижной передней и задней губками 4 и 5. Ширину прорези устанавливают в зависимости от толщины шины с помощью винта 2, регулирующего положение задней губки. Соответственно изменяют положение опорной колодки 6. Нажимая на рычаг 3, поворачивают сегмент 8 и изгибают шину на заданный угол.

Для просечки отверстий в шинах применяют универсальные прессы. С помощью сменяемых пуансонов и матриц получают отверстие требуемой по чертежу формы. Для образования лы-

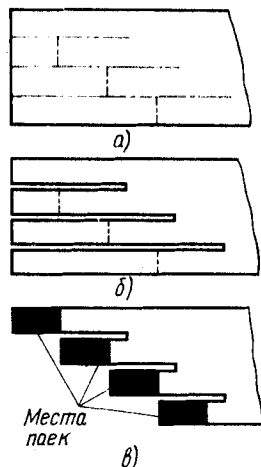


Рис. 92. Последовательность выполнения разрезов на конце шины:

а — шина после разметки, б — шина после продольных разрезов, в — шина после поперечных разрезов

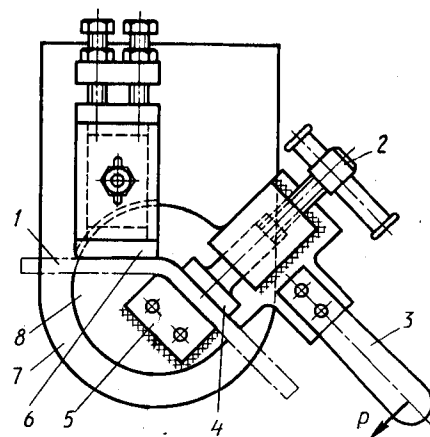


Рис. 93. Приспособление для загибки шин вручную:

1 — шина, 2 — винт, 3 — рычаг, 4, 5 — губки, 6 — колодка, 7 — опорная плита, 8 — поворотный сегмент

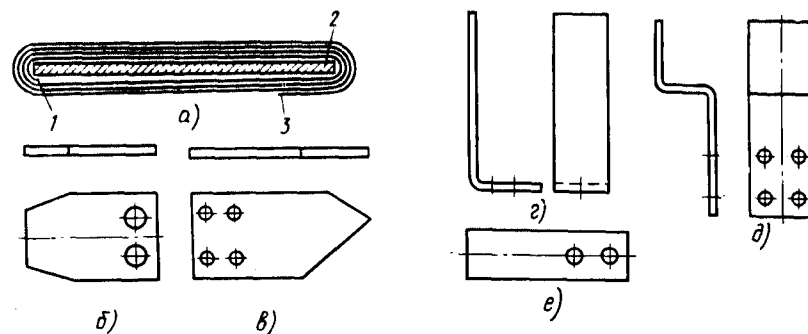


Рис. 94. Контактные части отводов:

а — компенсатор из ленточной меди, б — в — пластины и угольники; 1 — начало намотки ленты, 2 — оправка, 3 — конец ленты компенсатора

сок в отверстиях применяют сверлильные станки, используя сверла большего диаметра, чем диаметры отверстий.

Изготовление контактной части отводов. Наиболее часто контактной частью отводов служат компенсаторы (см. § 24). Их делают из ленточной меди различной ширины толщиной 0,3 мм. Число листов (слоев) меди и ширина компенсатора определяются током, проходящим по отводу, и указываются в чертеже.

Для изготовления компенсатора применяют оправку толщиной 3—4 мм (часто для этого используют медную шину из отходов). Длину оправки выбирают равной длине компенсатора, уменьшенной на его толщину, ширину оправки — равной или большей ширине компенсатора. На рис. 94, а показан компенсатор, намотанный на оправку 2. Число слоев ленты должно быть обязательно целым; конец ленты 3 от изгиба до линии среза (ленту обрезают ручными ножницами) не должен быть больше длины пайки компенсатора с отводом (указывается в чертеже).

Снятый с оправки компенсатор по всей контактной поверхности плотно обжимают ударами молотка через медную пластину толщиной 10—12 мм. Контактную поверхность пропаива-

ют и лудят. Эти операции проделывают по-разному в зависимости от толщины компенсатора. Так, компенсаторы сравнительно меньшей толщины (см. рис. 33, в) сначала погружают в раствор соляной кислоты с хлористым цинком, а затем осторожно опускают в ванну с расплавленным припоем ПОС 30. Во избежание бурного выделения газа компенсатор опускают очень медленно; для защиты лица и рук от брызг олова следует обязательно использовать очки и рукавицы. Контактную поверхность компенсатора, вынутого из ванны, обмахивают волосной щеткой, в горячем состоянии обжимают на прессе и промывают в проточной воде. На контактной части размечают и на универсальном прессе штампуют отверстие для токопроводящей шпильки ввода, а затем снимают драчевой пилой заусенцы, наплывы олова, тщательно закругляют острые углы.

Компенсаторы, имеющие значительную толщину (см. рис. 33, а, б), пропаивают медно-фосфористым припоем на стационарном электропаяльном прессе. После пайки их охлаждают, размечают по чертежу, пробивают отверстия, зачищают заусенцы. Компенсаторы толщиной более 8—10 мм подвергают гальваническому лужению, в процессе которого их контактная поверхность покрывается ровным слоем олова.

У некоторых отводов контактную часть выполняют медными пластинами, угольниками, латунными наконечниками, медными башмаками.

Для изготовления угольников и пластин (рис. 94, б—в) подбирают и отрезают на циркулярной пиле заготовки медных шин; их размечают, срезают углы, на универсальном прессе штампуют отверстия. Пластины и угольники изгибают, как правило, после штамповки отверстий. Все пластины и угольни-

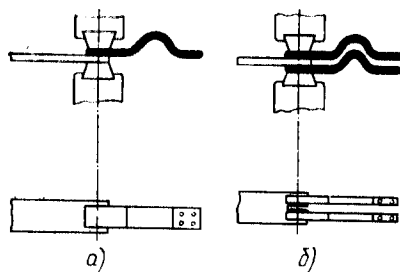


Рис. 95. Пайка отводов с компенсаторами:

а — в один прием, б — в два приема

Поэтому контактную часть лудят уже после припайки пластин (угольников) к отводу.

Соединение главных и контактных частей отводов. Соединение главных и контактных частей в большинстве случаев выполняют неразъемным — пайкой медно-фосфористым припоем. Для пайки компенсатор (пластину, угольник) и шину (провод, отвод) помещают между электродами электропаечных щипцов или прессы. При этом вниз всегда кладут деталь, имеющую большую поверхность (рис. 95, а). Изоляцию на прилегающем к пайке участке провода и луженую часть компенсатора (пластины, угольника) обкладывают кусками мокрого асбеста (это защитит их от повреждения). После прогрева и припайки конец отвода с компенсатором на 30—40 с опускают в ванну с водой: это быстро охлаждает место пайки и позволяет сразу же зачистить его от окалины и наплывов припоя.

В тех случаях, когда с шиной соединяют два и более компенсатора, пайку можно выполнить в один (компенсаторы размещают с двух сторон шины) или в два приема (рис. 95, б). Иногда приходится припаивать к шине четыре компенсатора. Такую пайку производят в два приема — одновременно припаивают по два компенсатора к каждой части разрезанного конца шины.

Отводы из круглого провода соединяют с контактными частями аналогично рассмотренному.

§ 51. КОМПЛЕКТОВКА ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Подготовительной операцией перед сборкой отводов является комплектровка переключателей. Это особенно относится к переключателям барабанного типа, которые перед установкой на активную часть должны быть укомплектованы отводами и бумажно-бакелитовыми цилиндрами. На рис. 96, а показан такой переключатель в рабочем положении.

ки тщательно зачищают. Удобнее это делать, закрепив их в слесарных тисках: напильником зачищают поверхности, скругляют углы и острые края по всему периметру изделия.

Контактные поверхности у пластин и угольников, как и у компенсаторов, должны быть лужеными. Однако их нельзя лудить до соединения с главной частью отвода: при пайке олово расплавится и качество контакта ухудшится.

Комплектовку начинают с присоединения отводов: переключатель 1 закрепляют в слесарных тисках так, чтобы их губки зажали один из контактных стержней 8 (рис. 96, б). Между губками 6 предварительно помещают электрокартонную коробочку 7, защищающую стержень от вмятин и царапин. Поскольку отводы 2 имеют, как правило, разную длину, необходимо заранее промаркировать стержни. Для этого сборщик выбирает произвольно любой из шести стержней и присваивает ему № 2, а остальным — последующие № 3, 4 и т. д., считая против часовой стрелки. В каждый контактный стержень ввинчивают отвод соответствующего номера. Наконечник отвода должен легко вворачиваться в стержень. Если наконечник не вворачивается, используют гаечный ключ, но не применяют больших усилий, так как вместе с наконечником можно повернуть и контактный стержень, впрессованный в изоляционную втулку. Если и при этом отвод ввернуть не удастся, следует метчиком и плашкой «прогнать» резьбу в стержне и на поверхности наконечника.

Установка отводов в переключателе может быть различной. В одних случаях все отводы располагаются, например, только снизу переключателя. В других половина отводов соединяется с четными стержнями (№ 2, 4, 6) и выводится с одной стороны, а половина — с нечетными (№ 3, 5, 7) и выводится с другой стороны переключателя. При больших токах отводы присоединяют с двух сторон к каждому стержню.

На переключатель с отводами устанавливают бумажно-бакелитовые цилиндры. Цилиндры выполняют роль изоляционных барьеров между переключателями и баком, с одной стороны, переключателем и обмоткой — с другой. Кроме того, они служат для крепления переключателя к деревянным планкам (рис. 96, а), связанным с яровыми балками трансформатора.

Переключатель закрепляют с помощью шпилек и гаек из изоляционного материала (текстолит, бук). Отверстия в планках

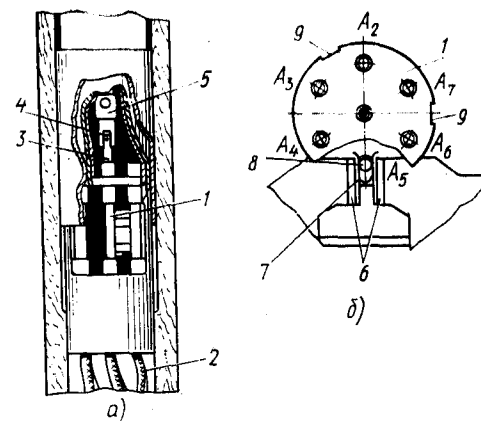


Рис. 96. Переключатель барабанного типа в сборке:

а — в рабочем положении, б — при установке отводов фазы А; 1 — переключатель, 2 — отвод, 3 — переходная втулка, 4, 9 — прорези в муфте и в доске переключателя, 5 — нижняя муфта штанги, 6 — губка тисков, 7 — электрокартонная коробочка, 8 — контактный стержень

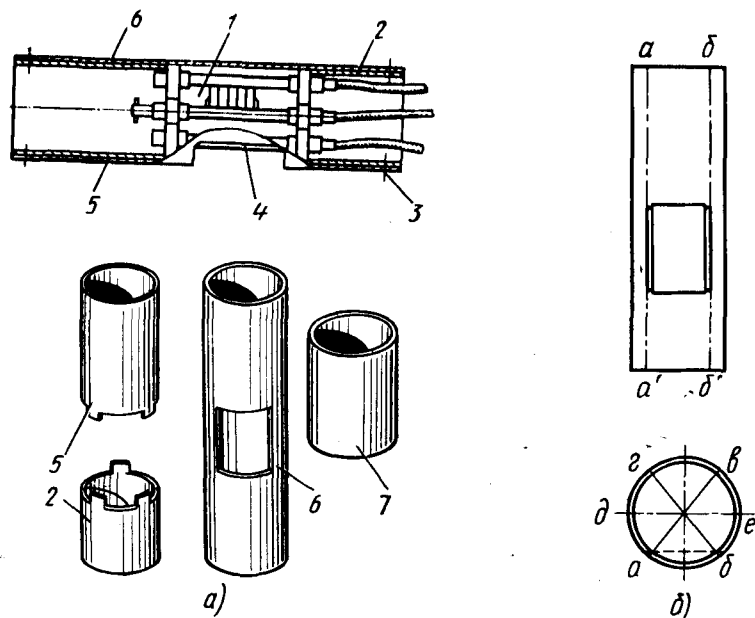


Рис. 97. Комплектовка переключателя бумажно-бакелитовыми цилиндрами (а) и разметка общего цилиндра (б):

1 — переключатель, 2, 5 — внутренние цилиндры, 3 — ось отверстий для крепления переключателя, 4 — контактный стержень № 2, 6, 7 — общий и защитный цилиндры

(для шпилек) выполняют в заготовительном цехе; отверстия в цилиндрах делают сборщики. До установки в переключатель отверстия просверливают только в общем цилиндре 6 (рис. 97, а). Отверстия во внутренних цилиндрах 2 и 5 делают после того, как их установят в цилиндре 6. Очень важно точно разметить отверстия в общем цилиндре. Он поступает в сборочный цех с прямоугольным вырезом («окном»): отверстия надо просверлить в плоскости цилиндра, параллельной вырезу. Любое другое расположение отверстий сместит «окно» относительно стержней переключателя, что недопустимо.

Существует несколько способов разметки, из которых наиболее простой — разметка с помощью полоски электрокартона толщиной 0,5 мм (рис. 97, б). Нельзя применять киперную или другую ленту, которая при натяжении может растянуться: это приведет к ошибке в разметке. На наружной поверхности цилиндра проводят две прямые линии aa' и $бб'$, которые являются продолжением линии разреза цилиндра. Лентой охватывают окружность цилиндра и определяют ее длину; сложив ленту пополам, откладывают половину длины от точек a и $б$ и нахо-

дят положение точек a и $г$. Отмерив лентой дуги ag и $ба$ и разделив их пополам, отмечают точки $д$ и $е$. На образующих, проходящих через точки $д$ и $е$, на расстоянии от торцов, показанном в чертеже, располагаются искомые центры отверстий 3 (см. рис. 97, а). Переключатель 1 вкладывают в общий цилиндр 6 и устанавливают контактный стержень № 2 точно посередине выреза. Внутренние цилиндры 2 и 5 смещают так, чтобы в общем цилиндре их выступы попали в прорезы дисков переключателя. Цилиндры 2 и 5 подбивают несильными ударами молотка до совпадения торцов общего 6 и внутренних цилиндров. Несоответствие торцов указывает на неправильную установку. В этом случае внутренние цилиндры надо извлечь из общего и повторить все операции сначала. По отверстиям в общем цилиндре электродрелью (или на сверлильном станке) делают отверстия во внутренних цилиндрах 2 и 5. При этом нельзя допустить, чтобы сверло опустилось намного ниже внутренней поверхности цилиндра: оно может повредить изоляцию проводов.

По окончании сверления края отверстий зачищают; пропускают в них киперную ленту и временно скрепляют цилиндры. Защитный цилиндр 7 устанавливают перед закреплением переключателя в планках; он свободно перемещается на общем цилиндре и опирается на края вырезов в планках (см. рис. 96, а).

Избиратели переключающих устройств РПН поступают в сборочный цех готовыми: их полностью собирают на участках специализированного производства. Однако нередко в трансформаторах с реакторными переключающими устройствами избиратели приходится предварительно (до установки на активную часть) комплектовать шинными отводами. Для этого избиратель помещают на специальную подставку, удобную для подхода к нему со всех сторон.

§ 52. СБОРКА ОТВОДОВ ВН ТРАНСФОРМАТОРОВ МОЩНОСТЬЮ ДО 6300 КВ · А

Сборка отводов ВН во многом определяется устройством и местом установки переключателей ПБВ или избирателей устройств РПН. Независимо от мощности трансформатора сборку начинают с размещения переключателя или избирателя на активной части и присоединения к нему, регулировочных отводов.

Трансформаторы мощностью до 100 кВ · А. На рис. 98, а показана монтажная схема отводов ВН трехфазного трансформатора мощностью 63 кВ · А. Переключатель 2 или его макет закрепляется на стальных скобах 1. К неподвижным контактам переключателя присоединяют заготовки, сверяясь с маркиров-

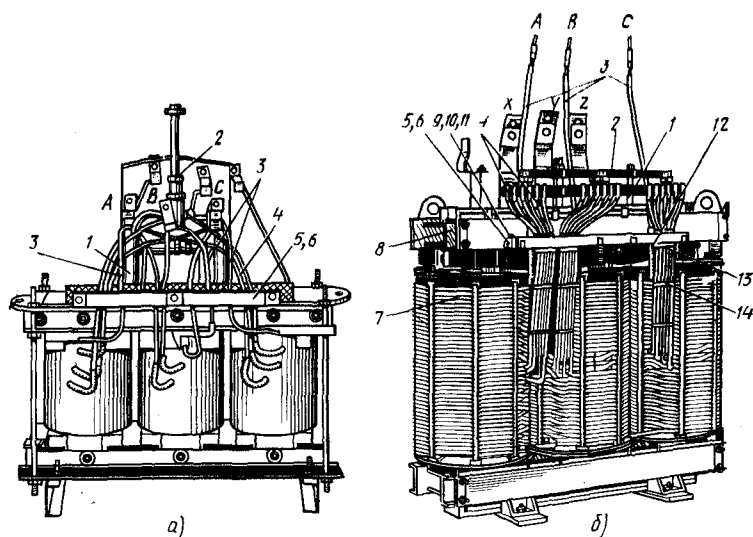


Рис. 98. Монтажные схемы отводов ВН трансформаторов мощностью 63 кВ·А (а) и 630 кВ·А (б):

1 — стальная скоба, 2 — переключатель ПБВ, 3, 4 — линейные и регулировочные отводы, 5, 6 — деревянные планки, 7 — обмотка ВН, 8 — ярмовая балка, 9 — болт, 10 — шайба, 11 — гайка, 12 — трубка, 13 — электрокартонная пластина, 14 — киперная лента

кой каждого отвода. На верхней ярмовой баке закрепляют деревянные планки 5 и 6, между которыми зажимают выгнутые по месту регулировочные 4, а также линейные отводы А, В и С. В местах закрепления отводы дополнительно изолируют полосой электрокартона, которая на 5—7 мм выступает с каждой стороны планки. Концы и регулировочные ответвления обмоток тщательно зачищают (ножом, шкуркой) от изоляции. К каждому концу подводят соответствующие отводы и отрезают лишнюю длину. С концов отводов срезают изоляцию (на длине 40—50 мм); оставшуюся изоляцию закрепляют до разматывания нитками, обматывая ее, или склеивают эмульсией. Перед сваркой еще раз проверяют подводу концов в соответствии с электрической схемой. Сварку отводов производят угольным электродом; места соединения тщательно зачищают и изолируют.

Трансформаторы мощностью 160—1600 кВ·А. На рис. 98, б показана конструктивная схема отводов ВН трансформатора мощностью 630 кВ·А с реечным переключателем. Сборку начинают с установки на верхние ярмовые балки 8 макета переключателя 2 (собственно переключатель ставят после сушки активной части). С помощью болтов и гаек закрепляют планки 5 и

6 и присоединяют регулировочные отводы 4. Отводы по месту выгибают и пофазно укладывают в вырезы планки 5.

Чтобы не повредить изоляцию, изгибы отводов (обычно это круглые провода ПБ) выполняют радиусом, равным 6—10-кратному диаметру провода. Концы отводов подводят к соответствующим ответвлениям обмоток, отмеряют по месту и отрезают лишнюю длину. С концов отводов снимают изоляцию (на 40—50 мм) и закрепляют оставшуюся часть, предохраняя их от разматывания. На концы линейных отводов 3 снизу надевают бумажно-бакелитовые трубки 12 и предварительно зажимают их между планками 5 и 6. Одновременно закрепляются и пучки регулировочных отводов каждой фазы. Изгибают и подводят друг к другу нижние концы X, Y и Z обмоток ВН, собирая схему «звезда».

Обмотки соединяют с отводами электропайкой (обмотки из меди) или аргоно-дуговой сваркой (обмотки из алюминия). В обоих случаях перед пайкой (сваркой) на изоляцию концов накладывают мокрый асбест, который предохраняет ее от повреждения. Готовые соединения зачищают от острых углов и остатков припоя, изолируют по чертежу; регулировочные отводы пофазно бандажируют киперной лентой 14. В местах закрепления в планках отводы изолируют полосками электрокартона шириной на 15—20 мм больше высоты планок. Со стороны обмотки ставят пластину 13 из электрокартона и окончательно закрепляют отводы в планках.

Трансформаторы мощностью 1600—6300 кВ·А. Известно немало конструктивных схем трансформаторов указанной мощности; существуют трансформаторы ПБВ и РПН с различным расположением переключателей и избирателей, с разными схемами регулирования и числом ответвлений обмоток и т. п., и это в большей степени определяет особенности сборки отводов. Для примера на рис. 99, а показана монтажная схема отводов ВН трансформатора ПБВ мощностью 1600 кВ·А. Переключатели ПБВ обычно закрепляют на крышке трансформатора, поэтому при установке отводов приходится использовать макет переключателя или строго следить за указанными в чертеже размерами до его контактов.

Сборку отводов начинают с установки на ярмовых балках связанных между собой вертикальных и горизонтальных планок 7—10. Деревянные планки соединяют с ярмовыми балками и между собой стальными болтами 11 и гайками 13 (рис. 99, в). Различают планки основные и накладные. Основные планки связаны с балками; они создают несущий каркас, к которому накладные планки прижимают отводы и фиксируют их положение на активной части. Для надежного закрепления предусмотрены вырезы в планках — овальные, круглые или прямоугольные (рис. 99, б). Размеры планок выбраны так, чтобы после

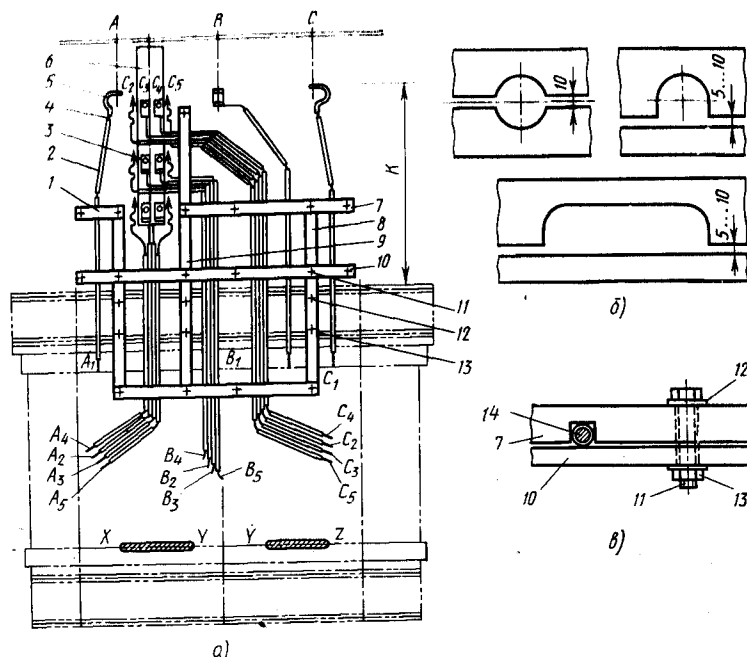


Рис. 99. Монтажная схема отводов ВН трансформатора ПБВ мощностью 1600 кВ·А:

а — схема, б — вырезы в планках, в — крепление отводов; 1 — планка, 2 — бумажно-бакелитовая трубка, 3, 5 — компенсаторы, 4 — отвод из провода ПБ, 6 — переключатель ПБВ, 7—10 — планки, 11 — болт, 12 — шайба, 13 — гайка, 14 — дополнительная изоляция из электрокартона

затяжки болтов между планками оставался небольшой промежуток. Если основная и накладная планки соприкасаются, накладную необходимо снять и дополнительно намотать на отвод изоляцию 14. Отводы из провода ПБ нередко пропускают в изоляционные трубки. Если отвод по чертежу должен иметь несколько изгибов (см. рис. 99, а), вначале надевают трубку на ту его часть, которая занимает горизонтальное положение. Затем отвод изгибают и оставшуюся часть пропускают в другую трубку, вновь изгибают и, наконец, надевают трубку на вертикальную часть, закрепляемую в каркасе из деревянных планок. Отводы устанавливают так, чтобы выдерживались размеры для присоединения к вводам трансформатора или контактам переключателя. Базой для отсчета служит одна из основных планок или полка ярмовой балки. На рис. 99, а показано расстояние (размер К) от балки до линейного ввода (все размеры указываются в сборочном чертеже).

Концы обмоточных проводов и отводов выгибают, подводят друг к другу, отрезают лишнюю длину, снимают изоляцию и

припаивают с помощью электропаяльных щипцов. На время пайки обмотки и изоляцию закрывают листами электрокартона, защищая их от попадания капель и брызг расплавленного припоя.

Концы обмоток ВН X, Y и Z соединяют проводом самих обмоток. К концу Y подводят очищенные от бумажной изоляции и лака провода последнего витка обмоток фаз A и C. Лишнюю длину концов отрезают, затем скрепляют их между собой и производят электропайку. Все места пайки после зачистки тщательно изолируют бумагой или лакотканью.

§ 53. СБОРКА ОТВОДОВ НН ТРАНСФОРМАТОРОВ МОЩНОСТЬЮ ДО 6300 КВ·А

Особенности сборки отводов НН определяются большими вторичными токами и, следовательно, сечениями проводов и отводов обмоток по сравнению с обмотками и отводами ВН. Эта разница сравнительно невелика для трансформаторов с ВН 380 В и НН 220 В. Она растет с увеличением коэффициента трансформации и мощности трансформатора. Особенно велики вторичные токи у специальных электропечных трансформаторов, предназначенных для питания электротермических установок. У некоторых из них токи достигают десятков тысяч ампер, и отводы выполнены из медных шин большого сечения.

Наиболее проста сборка отводов НН у трансформаторов мощностью до 160 кВ·А, когда схему соединения выполняют собственным проводом обмоток. Большинство таких трансформаторов делают с цилиндрическими обмотками из нескольких параллельных проводов. После выхода из обмотки концы проводов выгибают и придают им форму отводов (рис. 100). Концы изгибают с помощью стальной трубки длиной 250—300 мм. У сборщика должно быть несколько таких трубок, размеры которых подбирают так, чтобы в них можно было поместить один или несколько проводов определенного размера. Предварительно провода выпрямляют, подводят друг к другу и пропускают в трубку. После этого трубку продвигают до места выхода концов из обмотки и с помощью разводного ключа фиксируют их положение. Придерживая рукоятку ключа, нажимают на трубку и изгибают находящиеся в ней провода, как указано на рис. 100. Лишнюю длину проводов удаляют кабельными ножницами: провода надрезают, затем сборщик одной рукой придерживает концы, а другой сжимает ножницы и окончательно отрезает провода. Иначе выполнять эту операцию нельзя: отрезанные концы могут попасть в обмотку или остаться незамеченными на ярмовой изоляции.

К концам обмоток, закрепленных в планках 1, необходимо присоединить шины с компенсаторами 5 и шину 6, образующую

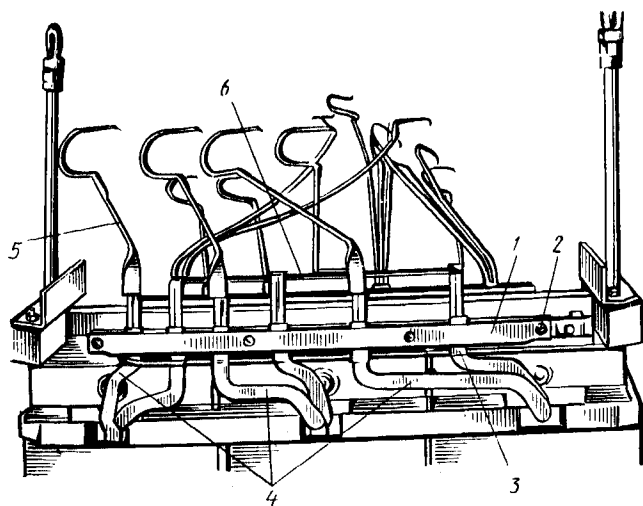


Рис. 100. Отводы НН трансформатора мощностью 160 кВ·А:

1 — планка, 2 — болт, 3 — дополнительная изоляция, 4 — отводы, выполненные концами обмоток, 5 — шины с компенсаторами, 6 — шины, образующие нейтральную точку схемы «звезда»

нейтральную точку обмоток. Провода концов обмоток распрямляют так, чтобы они всей поверхностью касались шинного отвода. Обычно провода поровну располагают с каждой стороны шины: это позволяет равномерно разогреть место пайки.

Отводы НН у большинства трансформаторов мощностью до 630 кВ·А соединяют в звезду, звезду — с выведенной нейтралью или в зигзаг. В тех случаях, когда обмотки НН винтовые или цилиндрические с выводом концов сверху и снизу, отводы выполняют из круглого провода или шин.

У трансформаторов большей мощности отводы НН обычно соединяют в треугольник (рис. 101). Сборку начинают с установки основных деревянных планок — вертикальных 5, 9 и горизонтальных 4, 8. Планки крепят к яровым балкам и между собой стальными болтами 11 и гайками 12. При этом болт всегда следует ставить так, чтобы головка была со стороны балки, а шайба 13 и гайка 12 — снаружи, со стороны накладных планок.

Линейные отводы НН 2 устанавливают и временно закрепляют в верхних горизонтальных планках 4, выдерживая указанный в чертеже размер K от планки до компенсаторов 1. Отводы начинают закреплять с планки 4, от которой отсчитывают выступающую часть отвода. Одновременно устанавливают и другие отводы, образующие схему треугольника. На от-

воды из круглого провода надевают изоляционные бумажно-бакелитовые трубки 14, на шинные отводы накладывают дополнительную изоляцию 3. Концы обмоток выравнивают, затем с помощью трубок и разводного ключа выгибают по чертежу, зачищают, отрезают лишнюю длину и соединяют с отводами электропайкой (медные) или аргоно-дуговой сваркой (алюминиевые). Наплывы припоя запиливают, зачищают и изолируют места соединений.

§ 54. ОСОБЕННОСТИ СБОРКИ ОТВОДОВ МОЩНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Более сложной является сборка отводов мощных трансформаторов (свыше 6300 кВ·А). Сложность определяется увеличенными сечениями отводов, напряжениями трансформаторов, числом их обмоток, способом регулирования, многообразием схем соединения отводов и их конструктивными исполнениями.

Рассмотрим наиболее типичные примеры.

Трансформаторы ПБВ. Как правило, отводы обмоток ВН и НН (или СН) располагают на соответствующих сторонах трансформатора: отводы НН или НН и СН на одной стороне, отводы ВН — на другой.

На рис. 102, а показана конструктивная схема отводов НН трехфазного трансформатора ПБВ мощностью 40 000 кВ·А с ВН 110 кВ. Сборку отводов НН и закрепление их планками 1 и 5 (рис. 102, в) производят или отдельно от активной части, или непосредственно на ней. В первом случае вертикальную планку 1 укладывают на подставки и прикрепляют к ней отводы с помощью накладных планок 5. Консольными или мостовым краном отводы подводят к яровым балкам и закрепляют на

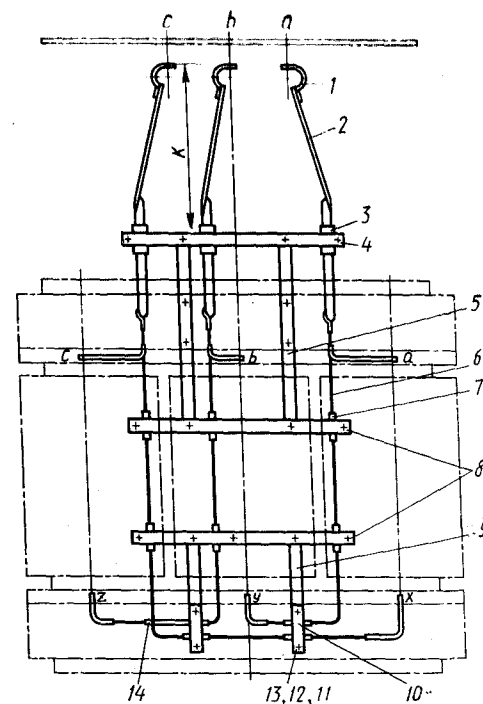


Рис. 101. Монтажная схема отводов НН трансформатора мощностью 2500 кВ·А:

1 — компенсатор, 2 — линейный отвод, 3, 7 — электрокартонные полосы, 4, 5, 8, 9 — деревянные планки, 6 — отвод НН, 10, 14 — бумажно-бакелитовые трубки, 11 — болт, 12 — гайка, 13 — шайба

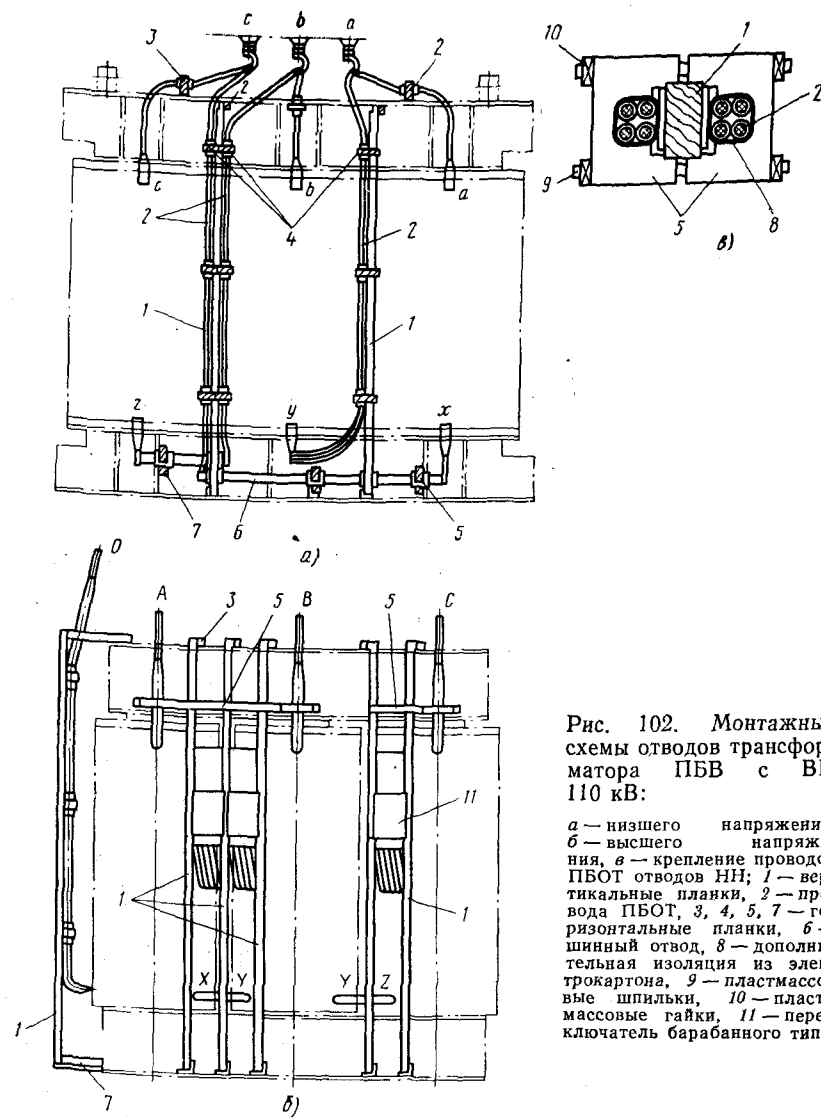


Рис. 102. Монтажные схемы отводов трансформатора ПБВ с ВН 110 кВ:

а — низшего напряжения, б — высшего напряжения, в — крепление проводов ПБОТ отводов НН; 1 — вертикальные планки, 2 — провода ПБОТ, 3, 4, 5, 7 — горизонтальные планки, 6 — шинный отвод, 8 — дополнительная изоляция из электрокартона, 9 — пластмассовые шпильки, 10 — пластмассовые гайки, 11 — переключатель барабанного типа

них. Аналогичные операции производят и с шинными отводами НН: их собирают в раму из деревянных планок, поднимают и закрепляют на ярмовых балках.

Сборку отводов непосредственно на активной части начинают с установки вертикальных планок. Отводы закрепляют в планках, ориентируясь на размеры для подсоединения к вводам. Базой для отсчета являются ближайшие планки 4, закрепляющие отводы на вертикальных стойках. Таким образом, положение отводов зависит от точности отсчета каждого из них над базовыми планками. Отводы в местах закрепления дополнительно изолируют электрокартоном 8. Для изолированных (из провода ПБОТ) отводов НН дополнительный электрокартон служит только защитой от механических повреждений собственной изоляции. Для шинных отводов при определении допустимых расстояний по деревянным планкам крепления учитывают дополнительную изоляцию из электрокартона между ними. Поэтому при изолировании шин необходимо строго следовать указаниям чертежа как в отношении ширины, так и числа слоев электрокартона.

Планки, фиксирующие отводы, связываются текстолитовыми шпильками и гайками 9 и 10. К балкам их крепят стальными болтами и гайками, соблюдая общее правило: головку болта ставят со стороны балки, а шайбу и гайку — со стороны планки. Недопустима произвольная замена текстолитовых шпилек стальными или наоборот: это может стать причиной аварии трансформатора.

Подготовка к пайке и сама пайка производятся аналогично рассмотренной: провода обмотки выгибают по чертежу, зачищают от изоляции, лишнюю длину отрезают; с концов кабеля снимают изоляцию так же, как это делалось при заготовке отводов (см. рис. 91).

Проводники обмотки должны быть равномерно распределены относительно отвода (см. рис. 91, в, г). Чтобы закрепить концы обмотки на отводе (это необходимо для качественной пайки), провода и отводы связывают медной проволокой $\phi 0,3$ мм. Пайку выполняют с помощью переносных электропаячных щипцов, места паек изолируют бумагой или лакотканью и бандажируют хлопчатобумажной лентой.

На рис. 102, б показана монтажная схема отводов ВН рассматриваемого трансформатора.

Сборку отводов ВН начинают с соединения концов фаз X, Y и Z; с них снимают остатки лака и изоляцию; к концам фазы B(Y) подводят концы фаз A и C(X и Z), отрезают лишнюю длину и связывают, как показано на рис. 91, в. В планках закрепляют нейтральный отвод 0 и подводят к нему концы обмотки ВН. Пайку производят переносными электропаячными

щипцами; после тщательной зачистки места соединения изолируют крепированной бумагой или лакотканью.

Далее устанавливают переключатели ВН. Скомпонованный переключатель укладывают в горизонтальное положение и соединяют с вертикальными планками текстолитовыми шпильками и гайками. На рис. 102, б показано крепление двух переключателей 11 к вертикальным стойкам, одна из которых — общая. Закрепленные в планках переключатели поднимают крапом (в верхние отверстия планок пропускают стальную шпильку) и устанавливают на активную часть. Каждый отвод переключателя подводят к соответствующему регулировочному ответвлению обмотки ВН; лишнюю длину отрезают; снимают бумажную изоляцию, концы отвода (см. рис. 91, в) бандажируют медной проволокой на расстоянии 25—30 мм и расплющивают. Обмоточные провода разделяют пополам, равномерно располагают с двух сторон отвода, связывают проволокой и соединяют электропайкой.

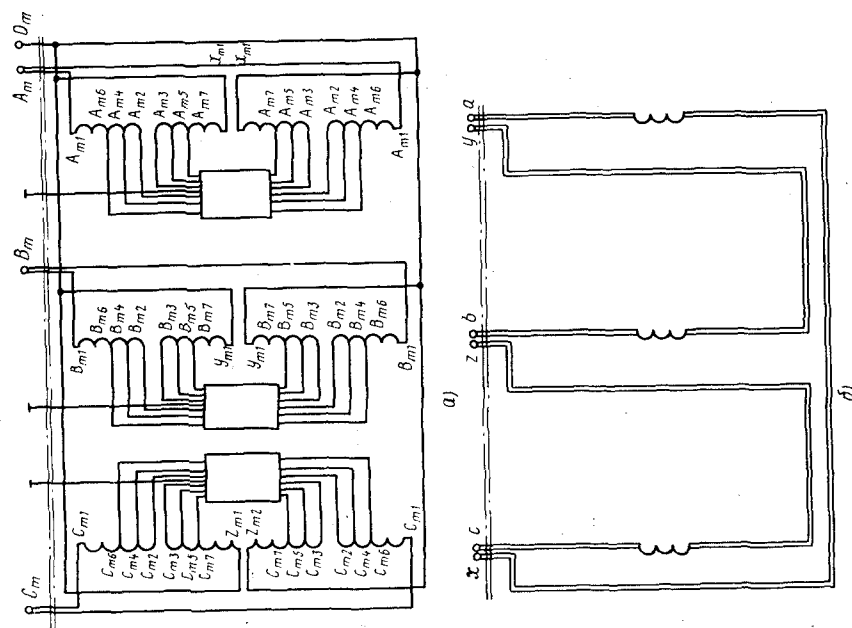
Трудности возникают при изолировании мест пайки: малые промежутки между отводами мешают укладке и плотной намотке изоляции. В то же время отводы между собой нередко соприкасаются, и качество изолирования должно быть очень высоким.

Линейные (основные) отводы ВН часто выполняют из круглого медного провода $\Phi 10$ —30 мм. К верхнему концу провода припаивают гибкий провод ПБОТ (без изоляции) с наконечником ввода 110 кВ, а нижний конец соединяют с обмоткой ВН. Заранее изолированные линейные отводы закрепляют в деревянных планках 3 и 5 и подводят к ним концы обмоток. При двух и более параллельных проводах в витке их располагают равномерно с каждой стороны отвода, связывают вместе тонкой медной проволокой и соединяют электропайкой. Места пайки зачищают и изолируют до толщины изоляции отвода.

Отводы НН и СН трехобмоточного трансформатора размещаются на одной стороне; они часто уложены рядом, нередко перекрещиваются и сразу определить по чертежу их принадлежность затруднительно. Поэтому прежде чем начать сборку, следует точно определить, как и куда пойдет каждый отвод. На рис. 103, а, б показаны принципиальные схемы отводов НН и СН мощного трехобмоточного трансформатора. Из рассмотрения схем понятно расположение концов обмотки и их отводов: обмотки НН соединены в треугольник с отдельно выведенными началами и концами; их отводы выполнены двумя параллельными проводами.

Обмотки СН на каждой фазе разделены на две параллельные половины и соединены в звезду с выведенной нейтральной точкой. Этим объясняется, например, почему на обмотках СН сверху и снизу (на каждой фазе) выходят по два конца с оди-

Рис. 103. Принципиальные (а и б) схемы отводов НН и СН и их монтажная схема (в):
1 — переключатель СН, 2, 12 — дистанцирующие планки, 3 — бумажно-бакелитовая трубка, 4, 7 — базовые планки, 5, 10 — горизонтальные планки, связанные с арматурными балками, 6 — накладка планка, 8, 9, 11 — вертикальные планки («стойки»)



наковыми обозначениями (C_{m1} , C_{m2} , C_{m3} и т. д. для фазы C и др.). Концы и начала фаз (Z_m , Y_m , X_m и C_m , B_m , A_m) соединяются попарно (рис. 103, в) и выводятся наружу. Только разобравшись в принципиальной схеме и проследив на сборочном чертеже положение каждого отвода, можно приступить к установке переключателей и навеске отводов.

Комплектовка переключателей ПБВ и сборка их с вертикальными планками производятся так же, как у двухобмоточных трансформаторов. Переключатели 1 устанавливают на активную часть так, чтобы можно было легко соединить вертикальные стойки 8, 9 и 11 с угольниками или короткими планками 5, 10, укрепленными на ярмовых балках. В соответствии с принципиальной схемой соединяют отводы переключателя со «своими» ответвлениями обмоток.

Отводы удобно навешивать поочередно: вначале, например, навесить отводы СН, а затем НН или наоборот. Их навешивают сверху вниз, выдерживая указанные в чертеже расстояния от контактной части до ближайших планок 4, 7 и 6. Закрепление отводов и их изолировка производятся так же, как у двухобмоточных трансформаторов.

Как известно, отводы НН и СН нередко перекрещиваются и касаются друг друга, поэтому в этих местах их дополнительно изолируют. В качестве изоляции применяют электрокартон, кабельную бумагу или бумажно-бакелитовые трубки 3, которые ставят в месте их соприкосновения. Пайку, зачистку и изолирование мест соединения и сборку отводов ВН производят так же, как у двухобмоточных трансформаторов.

§ 55. ОСОБЕННОСТИ СБОРКИ ОТВОДОВ ВН ТРАНСФОРМАТОРОВ РПН

Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (РПН) выпускаются двухобмоточными и трехобмоточными. Регулирование осуществляется, как правило, в обмотке ВН, и сборка ее отводов существенно отличается от аналогичных работ у трансформаторов ПБВ.

Напряжение обмотки ВН регулируется посредством переключающего устройства РПН с токоограничивающими реактором или резисторами. Эти устройства отличаются конструкцией и местом установки в трансформаторе: резисторные переключающие устройства размещают обычно у торца активной части, избиратели реакторных переключающих устройств — на верхнем ядре трансформатора.

Трансформаторы с реакторными переключающими устройствами. Избиратель поднимают краном за подъемные кольца и ставят на верхние ярмовые балки. Следует убедиться, что между плоскостью рамы избирателя (рис. 104) и балками нет

зазоров. Если зазор обнаружится, под раму надо подложить квадратные или круглые шайбы; это позволит избежать перекоса избирателя и нарушений работы переключающего устройства. Показателем правильной установки является свободное (от руки) вращение вала избирателя.

Регулировочные отводы (их обычно делают из провода ПБОТ) навешивают аналогично рассмотренному: каждый отвод присоединяют к неподвижному контакту избирателя; и это определяет его положение на активной части. Обычно у трансформаторов регулировочные отводы имеют наконечники 2 (рис. 104) с отверстием, в которое входит контактный стержень 1 избирателя.

Подключенные отводы укладывают в пучки, опускают и закрепляют в деревянных планках.

Планки в этих местах изолируют электрокартоном 4 толщиной 3—4 мм. Кроме того, каждый отвод (или группу) изолируют от планок электрокартоном 8 до такой же толщины. Эту последнюю изоляцию плотно наматывают на отвод рядом с планками 6 и 3, а затем несильными ударами молотка (через фибровую или деревянную подкладку) смещают под планку.

После закрепления в планках 6 и 3 отводы можно изгибать в необходимое положение, не опасаясь повреждения контактных частей.

Отводы крепят сверху вниз, переходя от одной горизонтальной планки к другой. Отводы с регулировочными ответвлениями обмоток соединяют электропайкой. Предварительно с каждого провода ПБОТ в зоне пайки снимают изоляцию. К каждому концу подводят соответствующее ответвление обмотки, отмечают и отрезают лишнюю длину проводов.

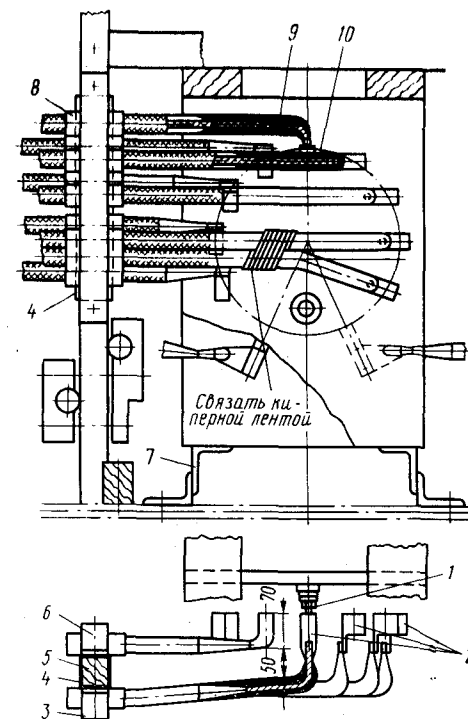


Рис. 104. Присоединение отводов к избирателю реакторного устройства РПН:

1 — контактный стержень избирателя, 2 — наконечник отвода, 3, 5, 6 — деревянные планки, 4, 8 — дополнительная изоляция, 7 — рама избирателя, 9 — отвод с изоляцией 10

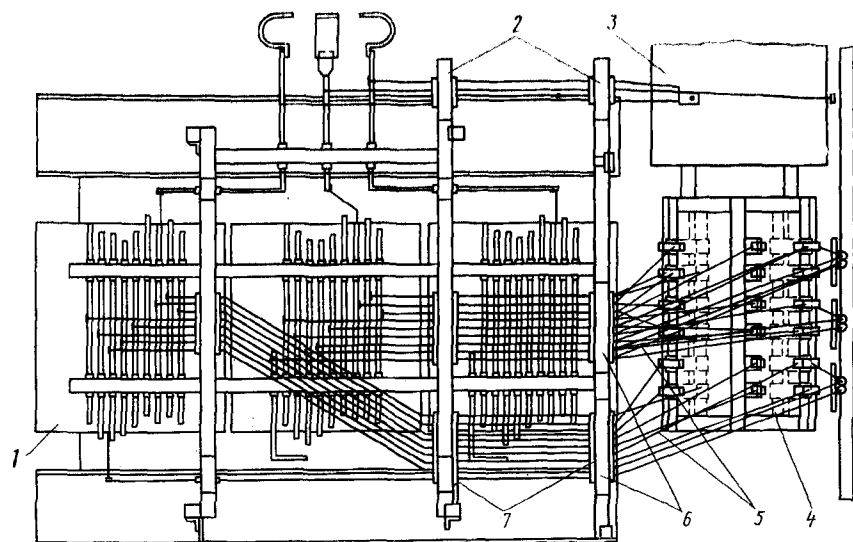


Рис. 105. Монтажная схема регулировочных отводов трансформатора с резисторным устройством РПН:

1 — обмотка, 2 — вертикальные планки, 3 — контактор переключающего устройства, 4 — избиратель, 5 — регулировочные отводы, 6 — накладные планки, 7 — дополнительная изоляция

Провода в месте пайки (см. рис. 91, в) бандажируют медной проволокой $\phi 0,3$ мм, расплющивают несильными ударами молотка и вновь подводят обмоточные провода; выгибают и распрямляют их так, чтобы они всей поверхностью касались отвода, а затем обжимают плоскогубцами сразу провода и отвод. Всегда стремятся расположить провода поровну и одинаково с каждой стороны отвода.

Для удобства работы электропаечные щипцы устанавливают на подставке; место соединения плотно зажимают между электродами, разогревают и производят пайку. Еще до полного охлаждения места соединения тщательно зачищают, зашлифовывают острые углы и изолируют до толщины, указанной в чертеже.

Одновременно с регулировочными отводами производят установку и пайку линейных отводов, как это делается у силовых трансформаторов ПБВ.

Иначе собирают трансформаторы РПН с резисторными переключающими устройствами. Конструкция резисторных переключающих устройств значительно сложнее устройств с токоограничивающим реактором. Их нельзя сушить вместе с активной частью, поэтому сборку (и сушку) отводов трансформатора производят не с переключающим устройством, а с его макетом. В зависимости от типа устройства РПН (погружного

или приставного) различают и макеты. Так, для погружных устройств макет закрепляют на верхних яровых балках, и к его элементу, имитирующему избиратель, подводят регулировочные отводы обмоток.

На рис. 105 показана конструктивная схема отводов трансформатора с резисторным устройством РПН. Сборку начинают с установки макета избирателя 4 и вертикальных планок 2. Регулировочные отводы 5 от каждой фазы обмотки собирают в пучок, как показано в чертеже, и зажимают предварительно накладными планками 6. Контактные пластины отводов соединяют с неподвижными контактами макета, после чего накладывают на отводы дополнительную изоляцию 7 и окончательно зажимают их в планках. Второй конец каждого отвода подводят к регулировочным ответвлениям обмоток 1, отрезают лишнюю длину, снимают изоляцию и соединяют электропайкой. Все работы по установке и соединению отводов производят без натяжения кабелей: натяжение кабеля может вызвать перекос и заклинивание избирателя.

Трансформатор отправляют в сушилку с макетом избирателя; снятие макета, установку избирателя и окончательное присоединение регулировочных отводов производят после сушки и отделки трансформатора.

Контрольные вопросы

1. Каковы способы соединения обмоток и отводов?
2. Каковы преимущества и недостатки пайки мягкими и твердыми припоями?
3. Почему не получается качественная пайка медных проводов с алюминиевыми?
4. Что такое холодная сварка металлов?
5. Как комплектовать переключатель барабанного типа?
6. Как изготовить компенсаторы из ленточной меди?
7. Какие приспособления должен использовать сборщик для подготовки и пайки отводов?
8. Почему закрывают обмотки во время пайки?

ГЛАВА VII

ТЕРМОВАКУУМНАЯ ОБРАБОТКА АКТИВНЫХ ЧАСТЕЙ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

§ 56. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Электрокартон и электроизоляционная бумага, применяемые для изоляции в активной части трансформаторов, обладают пористостью и большой гигроскопичностью, при нахождении на воздухе поглощают из него влагу, в результате чего резко снижается их электрическая прочность.

Для удаления из твердой изоляции влаги активную часть до установки в бак и заливки маслом подвергают термовакuumной обработке. Физическая основа процесса удаления влаги из изоляции термообработкой состоит в том, что при нагретой изоляции влага перемещается (диффундирует) из внутренних ее слоев на поверхность, а с нее испаряется в окружающую среду. Перемещение влаги в изоляции объясняется разностью давлений водяных паров на ее поверхности и внутри: внутри изоляции давление выше, на поверхности — ниже.

В свою очередь, переход влаги с поверхности изоляции в окружающую среду тем интенсивнее, чем ниже давление пара в окружающей среде по сравнению с давлением на поверхности. Учитывая это свойство и то, что при пониженном давлении температура испарения влаги ниже, для более интенсивного процесса перемещения, испарения и удаления влаги из изоляции активную часть нагревают до установленной нормами температуры и создают вакуум в окружающей ее среде, т. е. подвергают ее термовакuumной обработке. Вакуумированием также удаляется воздух из пор изоляции и из промежутков между ее слоями и деталями, которые заполняются маслом при последующей их пропитке.

В последнее время получила применение термовакuumная обработка активной части в парах керосина, которая значительно сокращает продолжительность этого процесса.

§ 57. ОБОРУДОВАНИЕ, ПРИМЕНЯЕМОЕ ДЛЯ ТЕРМОВАКУУМНОЙ ОБРАБОТКИ

Термовакuumную обработку активных частей трансформаторов производят в специальном вакуум-сушильном металлическом шкафу, утепленном снаружи теплоизоляционным материалом. Внутри шкафа по его внутренним поверхностям стенок и дну размещены трубы, по которым проходит пар, или же сооружены электрические нагреватели.

Для активных частей трансформаторов I—III габаритов применяют шкафы с горизонтальной загрузкой: шкаф имеет утепленную дверь, через которую вкатывают тележку с активной частью (или группой активных частей в зависимости от их габарита и массы). Термовакuumную обработку активных частей трансформаторов IV габарита и более проводят в шкафах с вертикальной загрузкой; на дно шкафа активную часть устанавливают мостовым краном. Для этого утепленную крышку предварительно раскрепляют и снимают.

Герметичность дверного проема или крышки обеспечивается надежными уплотнениями. Для создания в сушильном шкафу 1 (рис. 106) вакуума к нему через охлаждающую (конденсаци-

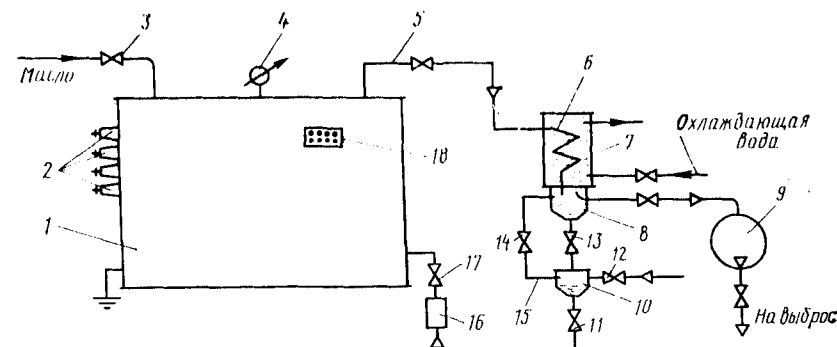


Рис. 106. Схема термовакuumной обработки активной части

онную) колонку 7 и трубы присоединен вакуумный насос 9, выкачивающий из шкафа пары влаги и воздух.

Колонка представляет собой металлический теплообменник, служащий для превращения в конденсат откачиваемых паров, а также для охлаждения отсасываемого горячего воздуха, чтобы избежать перегрева вакуум-насоса. При работе вакуум-насоса в сосуде 8 колонки создается вакуум, а так как полость этого сосуда соединена со змеевиком 6, а змеевик посредством трубы 5 — со шкафом, то при закрытых вентилях 14, 13, 3 и 17 в шкафу создается вакуум.

Отсасываемые пары, проходя через змеевик, охлаждаемый снаружи проточной водой, конденсируются и выпадают в виде осадков в сосуде 8; откачиваемый охлажденный воздух выбрасывается вакуум-насосом наружу. Чтобы не сорвать вакуум в шкафу при сливе конденсата, пользуются промежуточным бачком 10 колонки, соединенным трубой 15 через вентиль 14 с сосудом 8; при закрытых вентилях 13, 12 и 11 открывают вентиль 14, создавая в бачке остаточное давление такое же, как и в сосуде 8; открывают вентиль 13 и сливают конденсат в бачок; затем закрывают вентили 14 и 13. Далее для снятия в бачке вакуума открывают вентиль 12, после этого открывают вентиль 11 и сливают через него конденсат, пользуясь мерным сосудом для учета его количества.

Для измерения температуры к зажимам щитка 18 внутри шкафа подсоединяют проводники термометров сопротивления, установленных в отдельных точках активной части и шкафа, снаружи — проводники логометра. Для измерения сопротивления изоляции к проходным вводам 2, расположенным на стенке шкафа, внутри подсоединяют отводы обмоток и проводник от заземленного остова, снаружи — проводники мегаомметра.

Вакуум в шкафу снимают подачей воздуха через осушитель 16 и вентиль 17; масло для пропитки изоляции заливают в шкаф, открыв вентиль 3 маслопровода бака с трансформаторным маслом. Вакуум в шкафу контролируют по вакуумметру 4.

Контроль за ходом термовакuumной обработки активной части ведется круглосуточно. Рабочее место дежурного оснащено: логометром, дистанционным вакуумметром с пределами измерения 0—100 кПа остаточного давления, мегаомметрами на 1000 и 2500 В, часами, мерным сосудом, журналом для ежечасной записи параметров термообработки и инструкцией обязанностей дежурного.

§ 58. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ТЕРМОВАКУУМНОЙ ОБРАБОТКИ АКТИВНЫХ ЧАСТЕЙ

Технологический процесс термовакuumной обработки изоляции активных частей в вакуум-сушильном шкафу состоит из следующих режимов: повышение температуры в шкафу; прогрев активной части; сушка активной части; снижение температуры в шкафу; заливка активной части трансформаторным маслом; пропитка активной части маслом под вакуумом; пропитка активной части при атмосферном давлении.

В зависимости от класса напряжения и мощности трансформатора режимы изменяются: для класса напряжения до 35 кВ включительно и мощности 6,3 МВ·А и ниже они несколько упрощены, для больших мощностей и напряжений они более сложные.

Загрузив активную часть в сушильный шкаф так, чтобы расстояние от нагревательных устройств до нее было не менее 300 мм, подсоединяют провода от обмоток к проходным вводам шкафа для измерения сопротивления изоляции; устанавливают термометры сопротивления на активной части и в шкафу; в местах, предусмотренных схемой, и выводят от них проводники к логометру. Герметично закрывают шкаф и вентили, сообщаящие шкаф с атмосферой и вакуум-насосом.

Повышение температуры. Включают обогрев и повышают температуру воздуха в шкафу до $(110 \pm 5)^\circ\text{C}$, без ограничения скорости нагрева. За температуру воздуха в сушильном шкафу принимают температуру в средней его зоне по высоте активной части на расстоянии не более 100 мм от наружной изоляции.

Прогрев. При $(110 \pm 5)^\circ\text{C}$ прогревают активную часть до этой температуры в течение необходимого для этого времени. Продолжительность прогрева зависит от класса напряжения и мощности трансформатора; ориентировочно для напряжений до 35 кВ включительно оно равно: мощностью до 100 кВ·А — 3 ч; свыше 100 до 6300 кВ·А — 4 ч; мощностью 10 000—16 000 кВ·А — 6 ч.

Для больших мощностей и напряжений 35 кВ и более активную часть прогревают до достижения температуры магнитной системы не ниже 90°C . Для контроля температуры в канал магнитной системы закладывают датчики термпар.

В процессе прогрева периодически, не реже одного раза через каждые 2 ч на 15—30 мин, в сушильном шкафу создают вакуум с остаточным давлением 25—40 кПа.

Сушка. После прогрева переходят на режим сушки активной части: при той же температуре $(110 \pm 5)^\circ\text{C}$ понижают остаточное давление в сушильном шкафу, не ограничивая скорость его снижения, до минимально возможного, но не более 1,33 кПа для трансформаторов мощностью до 16 МВ·А и 0,667 кПа для трансформаторов мощностью более 16 МВ·А классов напряжения до 35 кВ включительно; 0,667 кПа независимо от мощности для классов напряжения 110—220 кВ.

В процессе сушки периодически сливают выделившийся конденсат и учитывают его количество: через каждый час измеряют характеристики изоляции.

Критериями окончания сушки активных частей в зависимости от мощности и класса напряжения трансформатора являются:

1) для трансформаторов классов напряжения до 35 кВ мощностью до 6,3 МВ·А включительно отсутствие выделения влаги (конденсата) в течение 3 ч, а мощностью свыше 6,3 до 16 МВ·А включительно — в течение 6 ч;

2) для трансформаторов классов напряжения 35 кВ мощностью свыше 16 МВ·А и 110—150 кВ мощностью до 63 МВ·А: а) отсутствие выделения влаги; б) время установившегося сопротивления изоляции обмоток $R_{из}$, расположенных у стержня остова, не менее 12 ч;

3) продолжительность процесса сушки без вакуума для трансформаторов класса напряжения 35 кВ мощностью до 0,1 МВ·А — 8 ч, мощностью более 0,1 до 6,3 МВ·А — 10 ч; под вакуумом для трансформаторов классов напряжения 35—110 кВ мощностью до 125 МВ·А — 15—35 ч соответственно.

При более высоких классах напряжения и больших мощностях трансформаторов увеличиваются продолжительность сушки и время установившихся значений сопротивления изоляции ($R_{из}$) и тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток ($\text{tg } \delta$) и другие показатели качества изоляции.

Снижение температуры в вакуум-сушильном шкафу, заливка активной части трансформаторным маслом, пропитка под вакуумом и при атмосферном давлении. По окончании сушки снижают температуру в вакуум-сушильном шкафу до $(75 \pm 10)^\circ\text{C}$. Затем активные части трансформаторов классов напряжения до 35 кВ включительно мощностью до 16 МВ·А выгружают, отделяют, устанавливают в собственный бак и пропитывают мас-

лом при атмосферном давлении. При больших мощностях и напряжениях трансформаторов в шкаф под вакуумом заливают трансформаторное масло, имеющее температуру $(60 \pm 10)^\circ\text{C}$, пробивное напряжение и физико-химические характеристики, удовлетворяющие нормам, и пропитывают им активную часть под таким же вакуумом, что и при сушке, а затем при атмосферном давлении. Продолжительность пропитки под вакуумом: для классов напряжений 35 кВ — не менее 2 ч; 110—150 кВ — не менее 3 ч; 220—330 кВ — не менее 4 ч; для более высоких классов напряжения время пропитки увеличивается. Длительность пропитки при атмосферном давлении для этих классов напряжений соответственно равна 1, 2 и 4 ч. Закончив пропитку, измеряют сопротивление изоляции обмоток, сливают масло из шкафа и выгружают активную часть для последующей отделки и установки в бак.

Контрольные вопросы

1. Для чего производят термовакуумную обработку активной части?
2. Каковы основные технологические процессы при термовакуумной обработке изоляции активной части?
3. Для чего создают вакуум при сушке изоляции активной части?

ГЛАВА VIII

ТРЕТЬЯ СБОРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ

§ 59. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Третья сборка трансформаторов содержит заключительные технологические процессы изготовления трансформаторов; ее производят после термовакуумной обработки активной части. Объем и последовательность операций при этой сборке зависят от габаритных размеров и конструктивных особенностей трансформаторов, однако многие технологические операции являются общими для большинства из них.

Основные технологические процессы третьей сборки следующие: комплектование бака, крышки и расширителя; отделка активной части после сушки; сборка и установка трансформаторов тока (там, где они предусмотрены конструкцией); установка устройств переключения ответвлений обмоток; установка активной части в бак; установка крышки; монтаж приводов переключающих устройств; установка вводов; заливка активной части маслом и испытание на плотность (герметичность) избыточным давлением масла.

К началу третьей сборки должны быть подготовлены и до-

ставлены на сборочную площадку: бак, крышка, вводы, радиаторы, расширитель, маслоуказатель, термосифонный фильтр, осушитель воздуха, детали крепления (болты, гайки, шайбы) и другие изделия и материалы, указанные в чертежах.

Активную часть подают на третью сборку к моменту окончания основных работ по подготовке к ее установке в бак с таким расчетом, чтобы время, требуемое для ее отделки, установки в бак и заливки маслом, не превышало нормативного времени нахождения ее на воздухе.

Отдельные части и детали до поступления на сборку должны пройти технический контроль и приемку с оформлением документов ОТК.

Бак, крышку, расширитель и другие сварные сборочные единицы до подачи на третью сборку испытывают на плотность и красят изнутри и снаружи. Поверхности, подлежащие окраске, предварительно очищают от ржавчины, загрязнений, окалины, обезжиривают и грунтуют — покрывают с помощью краскораспылителя грунтом марки ФЛ-ОЗК или ГФ-020. Загрунтованные поверхности сушат, а затем красят: поверхности, соприкасающиеся с маслом, — эмалью 624С, наружные — эмалью ПФ-133 с двукратным покрытием и промежуточной сушкой.

Крупные части трансформаторов III габарита и более красят краскораспылителями в специальных камерах, а трансформаторов I—II — габаритов — преимущественно на конвейере. На конвейере детали проходят струйную мойку горячей водой; обезжиривание в ваннах раствором тринатрийфосфата и кальцинированной соды; промывку, фосфатирование погружением в специальный раствор; покрытие поверхности фосфатной пленкой, заменяющей грунт; струйную промывку; сушку инфракрасными лучами; окраску и окончательную сушку.

Механизация лакокрасочных работ с применением конвейера повышает производительность, качество работ, обеспечивает их безвредность.

Внутренние поверхности крышек трансформаторов, у которых конструкцией не предусмотрен расширитель, покрывают антиконденсационной эмалью. Обычно ее готовят на основе эмали 624С с добавлением хорошо высушенных опилок из бука (84% эмали, 16% опилок). Тщательно перемешанную смесь наносят слоем толщиной 2—3 мм кистью на сухую поверхность крышки и сушат. После этого крышку можно устанавливать на бак.

Устройства и детали, устанавливаемые на трансформатор, протирают чистой ветошью без ворса и продувают сухим сжатым воздухом. При необходимости ветошь смачивают трансформаторным маслом. Для протирки устройств трансформаторов, заполненных негорючим диэлектриком, применяют бязь, обычно смоченную растворителем.

При установке сборочных единиц на резиновых прокладках крепежные детали — болты и гайки — заворачивают равномерно в перекрестном порядке с диаметрально противоположных сторон так, чтобы прокладка не выпучивалась и не выдавливалась.

Пробки, штуцера, винты, приспособления для отбора проб масла и другие устройства, имеющие резьбовое соединение с полостью бака, уплотняют подмоткой прядей асбеста, пропитанного бакелитовым или глифталевым лаком.

Отделка активной части, установка ее в бак, закрытие крышки, подсоединение отводов обмоток к переключающим устройствам и вводам, заливка маслом — наиболее ответственные завершающие сборку работы, для их выполнения от сборщика требуется наибольшая внимательность и собранность. Небрежность при выполнении хотя бы одной из этих операций может привести к браку, для устранения которого потребуется разборка и повторная сборка трансформатора. Недопустимо оставлять в баке, на активной части или других внутренних частях трансформатора инструмент, посторонние предметы, обтирочный материал; сборщик должен работать в исправной спецодежде без металлических пуговиц и карманов; при работе на крышке с открытыми люками гаечные ключи необходимо привязывать к руке; вести строгий учет количества инструмента и крепежных деталей (гаек, шайб, болтов и т. д.) — израсходованных и оставшихся неиспользованными; соблюдать чистоту и опрятность.

Рассмотрим более подробно основные технологические процессы и операции третьей сборки масляных силовых трансформаторов I—IV габаритов.

§ 60. КОМПЛЕКТОВАНИЕ БАКА И КРЫШКИ

Доставленный на площадку третьей сборки бак комплектуют радиаторами, термосифонным фильтром, кранами, вентилем, пробками, маслоотборным устройством, уплотняющими прокладками, воздухоосушителем, катками, тележками или каретками и другими устройствами и деталями, указанными в чертеже. Виды и количество комплектующих устройств зависят от типа трансформатора. Укомплектованный сборочными единицами бак готовят к установке в него активной части: в отверстие дна ввертывают пробку с уплотнением; кисточкой, смоченной в растворителе, чистят внутреннюю поверхность маслоотборного устройства и ввертывают в него пробку; зачищают от краски бобышку, приваренную к стенке в нижней части бака, и ввертывают в нее болт для подсоединения заземления, укомплектованный пластиной и шайбой. Протирают салфеткой, смоченной растворителем, верхнюю плоскость борта 2 (рис. 107, а) рамы бака и поверхность резиновой прокладки 1 (полосы); кистью наносят на поверхность рамы и на одну из сторон про-

кладки (обращенной к раме) резиновый клей, выдерживают прокладку на воздухе 15—20 мин, затем укладывают стороной, смазанной клеем, на раму и уплотняют постукиванием по ней киянкой или молотком. Прокладку укладывают так, чтобы ее стык 3 располагался на прямой части рамы, а не на углах (рис. 107, б), чтобы место стыка не имело утолщения, прокладка не выпучивалась, а общее количество стыков не превышало двух. Стык образуют путем косого среза концов прокладки по ее широкой стороне на длину, равную трем-четырем ее толщинам, и склеивают концы резиновым клеем или клеем № 88Н.

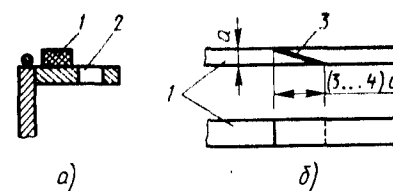


Рис. 107. Укладка уплотняющей прокладки на борт рамы бака (а) и устройство стыка прокладки (б)

Затем аналогично готовят поверхности фланцев патрубков бака и устанавливают на них прокладки. К фланцам крепят болтами радиаторы, термосифонный фильтр и вентиль. Если конструкцией предусмотрены радиаторные краны 5 (рис. 108, а, б), то с помощью специальных шпилек 10, пропущенных через отверстия с выточками кранов и прокладок 4, притягивают их гайками 11 к фланцам 3 и патрубков 2 бака 1; устанавливают на другую плоскость кранов такие же уплотняющие прокладки 6 и, направляя фланцы 7 радиатора 8 отверстиями на шпильки и навинчивая на них гайку 9, крепят радиаторы. Гайки затягивают до усадки прокладок примерно на $\frac{1}{3}$ их толщины.

Аналогично устанавливают термосифонный фильтр. При отгрузке трансформаторов со снятыми радиаторами и термосифонным фильтром на краны устанавливают заглушки. Внутреннюю поверхность бака и навесных устройств протирают и продувают сжатым воздухом, удаляя тем самым посторонние предметы. Далее строят крышку бака и укладывают ее на специальную металлическую подставку, расположенную рядом с баком. Протирают и смазывают клеем места, предназначенные для установки уплотняющих прокладок под вводы, под привод переключающего устройства, вентиль (или кран), выхлопную трубу, патрубок для сообщения бака с расширителем, фланец с карманом и штуцером для установки баллона термосигнализатора. При герметизированных трансформаторах эти же операции производят для реле давления, предохранительного клапана, мановакуумметра и других устройств, указанных в чертеже.

Прокладки представляют собой готовые формованные резиновые изделия в виде круглых и прямоугольных шайб, пластин с отверстиями и другой конфигурации в зависимости от устанавливаемых деталей или частей. Сторону прокладки, уклады-

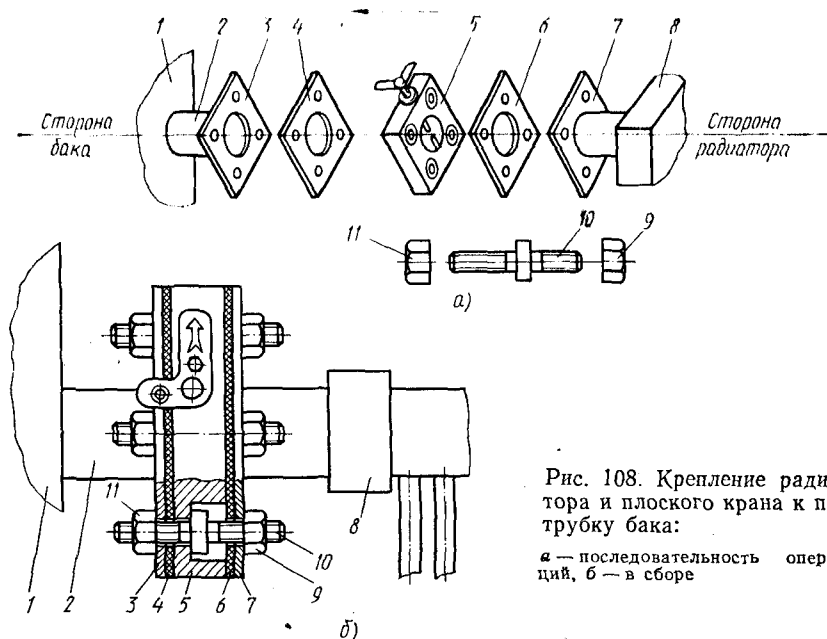


Рис. 108. Крепление радиатора и плоского крана к патрубку бака:

а — последовательность операций, б — в сборе

ваемую на крышку, также смазывают клеем. Прокладки располагают симметрично относительно отверстий в крышке; нарушение симметричности их установки приводит при затяжке креплений к неравномерности уплотнения, выдавливанию прокладки внутрь бака или наружу, течам масла.

Очередность установки на крышке устройств во многом зависит от того, связана крышка конструктивно с активной частью или нет. Размещаемые на крышке устройства комплектуют и монтируют до или после установки ее на бак. Так, например, у трансформаторов с вводами, располагаемыми на боковых стенках бака или на крышках, жестко скрепляемых с активной частью, устройства монтируют до установки крышки на бак, а у трансформаторов с вводами на крышке, не скрепленной с активной частью, — после крепления ее к баку. Иногда в зависимости от размеров и масс устройств часть их крепят на крышке до установки, а остальную часть — после установки ее на бак.

Обычно крышку механически связывают с активной частью у трансформаторов мощностью не более 6300 кВ·А. Крышку крепят к активной части обычно с помощью подъемных двух или четырех шпилек в зависимости от массы активной части. При четырех шпильках их нижние концы пропускают через отверстия ярмовых балок, верхние — через отверстия в крышке, и каждый конец закрепляют гайками.

Применяют и другие способы крепления крышки к активной части, например: верхних концов подъемных шпилек к балкам, приваренным к крышке с внутренней ее стороны; к пластинам, приваренным к крышке и связанным с ярмовыми балками болтами, и некоторые другие.

До установки крышки на подъемные шпильки уточняют по чертежу и ориентируют расположение ее относительно активной части: маркировка и размещение вводов ВН, СН и НН на крышке должны соответствовать местам расположения соответствующих отводов обмоток активной части; оси приводов переключающих устройств должны совпадать с осями переключателей; другие устройства, находящиеся на крышке, должны соответствовать сборочному чертежу трансформатора.

В процессе установки крышки на активную часть большое значение придается выбору места ее крепления на подъемных шпильках, зависящего от высоты бака.

Если крышку закрепить несколько выше плоскости рамы бака, то после установки в него активной части она не прижмет прокладку к ее плоскости, а это приведет к течу масла в месте разреза. В случае, когда крышка будет расположена ниже плоскости рамы бака, при опускании активная часть не дойдет до дна бака и зависнет на крышке, что крайне недопустимо, так как активная часть останется не закрепленной в баке. Кроме того, крышка, не рассчитанная на массу активной части, будет деформирована. Правильность установки крышки контролируют специальной, обычно деревянной мерной рейкой 1 (рис. 109) с перемещающимся по ней фиксатором 2. Вначале рейку устанавливают в бак вертикально так, чтобы ее нижний конец упирался в дно 9 бака, а фиксатор прилегал к плоскости рамы. Затем с учетом толщины резиновой прокладки в сжатом состоянии и допуска на отклонение размеров фиксатор перемещают по рейке на 5—6 мм выше и закрепляют его стопорным устройством. Определив таким образом высоту установки крышки, рейку переносят к активной части. Закрепляют на ярмовых балках 6 активной части подъемные шпильки 3 гайками и контргайками 7, навинчивают произвольно на верхние их концы гайки 5 и надевают шайбы 4. Затем рядом с одной из подъемных шпилек устанавливают вертикально рейку так, чтобы ее нижний конец находился на одном уровне с опорными пластинами 8 активной части. Перемещая по резьбе шпильки гайку 5, устанавливают ее и шайбу на уровне фиксатора и больше не сдвигают с зафиксированного места. Аналогично фиксируют на той же высоте гайки на других подъемных шпильках. Контрольные измерения высоты бака рекомендуется делать и на другой его стороне. Установив на требуемой высоте гайки 5, на подъемные шпильки монтируют крышку так, чтобы она опиралась на шайбы.

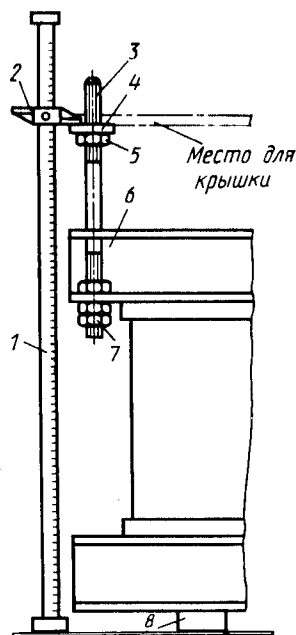


Рис. 109. Определение высоты установки крышки бака на подъемных шпильках рейкой

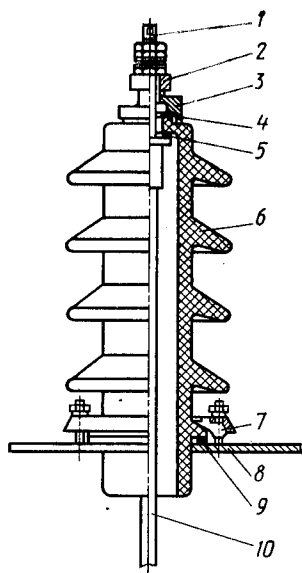


Рис. 110. Установка на крышке ввода напряжением 35 кВ

Для предотвращения течи масла отверстия для шпилек, вставляемых в крышку, уплотняют сальником или асбестовым шнуром, пропитанным глифтальевым или бакелитовым лаком.

Далее на крышке монтируют вводы и приводы переключающих устройств ПБВ. Из фланцев вводов НН и ВН, а при трехобмоточном трансформаторе и вводов СН вывинчивают болты, протирают поверхность фланцев и укладывают уплотняющие прокладки так, чтобы они не закрывали отверстия под болты, которыми вводы и приводы крепят к крышке.

Перед установкой вводы тщательно протирают чистой ветошью, смоченной при необходимости в растворителе; после установки следует вновь протереть их фарфоровую часть сухой ветошью. Необходимость тщательной протирки объясняется тем, что загрязненная пылью, другими механическими частицами и покрытая влагой поверхность фарфора резко снижает сопротивление изоляции вследствие увеличения ее проводимости, и при испытании изоляции трансформатора повышенным напряжением может произойти перекрытие ее поверхности электрической дугой. При этом нужно иметь в виду, что если внешняя часть

ввода, расположенная над крышкой, легко доступна для протирки, то для удаления загрязнения с поверхности фарфора, расположенного под крышкой после сборки трансформатора, потребуется частичный слив масла из бака, разбалчивание и открытие люка на крышке (если он предусмотрен конструкцией), протирка через люк и выполнение повторных сборочных операций. Поэтому вводы следует устанавливать с большой аккуратностью, соблюдать чистоту и опрятность.

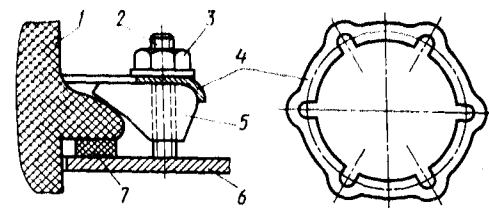


Рис. 111. Крепление ввода к крышке кулачками

Установку съемного ввода, например, на напряжение 35 кВ (рис. 110) проводят в определенной последовательности технологических операций: через отверстие в крышке 8 с прокладкой 9 вынимают отвод 10 обмотки с припаянной к нему шпилькой 1. На бортик шпильки укладывают разрезанную электрокартонную шайбу 5; пропускают через фарфоровый изолятор 6 шпильку с отводом, укладывают на верхний торец изолятора резиновую прокладку 4 и прижимают ее латунным колпаком 3. На шпильку надевают латунную втулку 2 и, навинчивая на шпильку гайку, уплотняют ввод. Закрепив и уплотнив контактную шпильку в верхней части ввода, приступают к его креплению к крышке кулачками 7.

У трансформаторов I—III габаритов изолятор ввода прижимают кулачками 5 с помощью шпилек 2 (рис. 111), приваренных непосредственно к крышке 6: на приклеенную к крышке прокладку 7 устанавливают изолятор 1, надевают на шпильки кулачки, а на них фасонный (стопорный) фланец 4 и навинчиванием на шпильки гаек 3 притягивают изолятор к крышке.

В трансформаторах IV габарита и более мощных кулачки прижимают к изолятору болтами, вворачиваемыми в промежуточный фланец, приваренный к крышке: устанавливают на фланец с прокладкой изолятор, кулачки с фасонным фланцем, затем через кулачки пропускают болты и, вворачивая их в резьбовые отверстия фланца, крепят ввод к крышке.

При креплении вводов кулачками следует особое внимание уделить равномерности затяжки гаек (болтов). Невыполнение этого условия может привести к перекосу, сколам и трещинам изолятора, которые выявятся либо при сборке, либо в процессе эксплуатации трансформатора, в результате чего потребуется отключение его для замены фарфоровой части ввода или произойдет аварийное отключение трансформатора, таким образом нарушится снабжение электроэнергией потребителей.

Приводы трехфазных переключающих устройств крепят к крышке до установки ее на бак: на предварительно приклеенную прокладку монтируют крышку сальника привода так, чтобы она своими отверстиями попала на шпильки; на шпильки надевают шайбы и навинчивают на них гайки. После крепления крышки сальника трехфазные переключающие устройства, жестко связанные с приводом (ПТЛ, ПТС и др.), опробуют проворачиванием колпака привода, переводя его со ступени на ступень; переход должен быть пружинистым, вал должен проворачиваться без особых усилий рук и заеданий.

После установки крышки на активную часть в соответствии со схемой и маркировкой, указанной в чертеже, подсоединяют регулировочные отводы к неподвижным контактам переключателя так, чтобы образовался плотный надежный контакт. Слабый контакт иногда может не выявиться при испытании и приведет к отключению трансформатора в процессе его эксплуатации, а это вызовет перебой в электроснабжении и неоправданные затраты труда для устранения дефекта. Подсоединяя отводы к переключателю, следует строго выдерживать расстояния между гибкими связями, не допуская их уменьшения против указанных в чертеже.

Приводы однофазных переключающих устройств барабанного типа (П6) устанавливают после опускания активной части в бак и крепления к нему крышки. Предварительно удаляют заглушки, закрывающие отверстия в крышке. В эти отверстия опускают приводные штанги с вилкообразными муфтами на их концах до тех пор, пока муфта своими пазами не войдет в зацепление с переходной втулкой переключателя, несущей на себе штифт 8 (см. рис. 38).

При сцеплении штанг с переключателями следует учитывать следующее: указатели положения колпаков приводов должны соответствовать действительному положению контактных (барабанных) колец переключателей; переключатели всех фаз и напряжений трансформатора должны быть одинаково ориентированы относительно продольной оси трансформатора и находиться на номинальных ступенях напряжения. Это достигается установкой крышек сальника приводных механизмов в строгом соответствии с чертежами, регулировкой положения привода с помощью нониусных устройств (см. гл. III), правильностью комплектования и установки приводных штанг.

§ 61. ОТДЕЛКА АКТИВНОЙ ЧАСТИ ПОСЛЕ СУШКИ И УСТАНОВКА ЕЕ В БАК

В процессе сушки активной части происходит усадка изоляции и деталей, изготовленных из электрокартона, бумаги и бука. Это приводит к ослаблению прессовки обмоток и ярм остова,

к смещению изоляционных прокладок и подкладок, к ослаблению креплений и смещению отводов, переключателей и других устройств.

Указанные нарушения устраняют так называемой отделкой активной части после сушки. Эту работу выполняют на площадке третьей сборки с пола, на подставках или с применением механизированных стеллажей в зависимости от мощности трансформатора. Активную часть подают на отделку в нагретом состоянии и устанавливают на рабочей площадке строго по вертикали. Одновременно к площадке доставляют требуемые высушенные детали и материалы. Операции отделки и контроль за качеством их выполнения производят параллельно, чтобы максимально сократить время нахождения активной части на воздухе. Во избежание увлажнения изоляции время нахождения активных частей, не пропитанных маслом, на воздухе после сушки не должно превышать: при относительной влажности воздуха до 55% — 12 ч, до 65% — 10 ч и до 75% — 8 ч; пропитанных маслом после сушки — 20, 16 и 12 ч в соответствии с указанной влажностью воздуха. За начало нахождения активной части на воздухе принимается момент выгрузки ее из вакуум-сушильного шкафа, за окончание — начало заливки ее маслом после установки в бак.

Технологические процессы отделки активных частей масляных трансформаторов I—IV габаритов имеют много общих или сходных операций: разница состоит лишь в том, что у трансформаторов малой мощности при отделке отдельные операции исключаются, упрощаются или производятся в меньшем объеме.

В данном учебном пособии рассматривается в основном технология отделки активной части масляных силовых трансформаторов III—IV габаритов с указанием отдельных отличий при отделке активных частей трансформаторов I—II габаритов.

Поступившую на отделку активную часть вначале тщательно осматривают, при этом убеждаются в отсутствии механических повреждений изоляции, сборочных единиц и деталей: остова, обмоток, переключающих устройств, отводов, деталей крепления, прессовки и др. С помощью переносной лампы проверяют, нет ли посторонних предметов между прессующими кольцами и стержнями остова, в каналах обмоток и остова, чистоту активной части.

При отсутствии недостатков или после устранения их мерной рейкой измеряют расстояние между нижней полкой верхней ярмовой балки и верхней полкой нижней ярмовой балки в четырех местах (в двух крайних с каждой стороны); полученные размеры сверяют с указанными в чертеже. Убедившись в правильности размеров, приступают непосредственно к отделке. Ее начинают с опрессовки ярм, вначале нижнего, затем верхнего, путем завинчивания гаек внешних шпилек и полубандажей. Для пре-

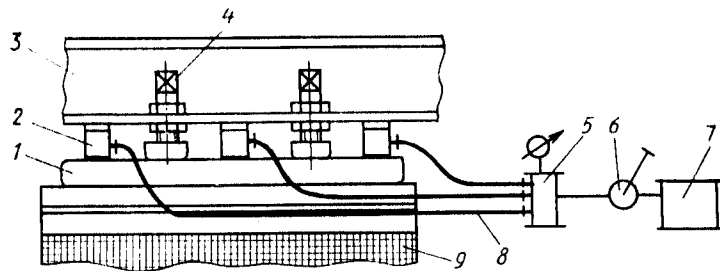


Рис. 112. Прессовка обмоток гидродомкратами

для предупреждения перекосов ярм затяжку ведут равномерно, начиная с середины ярма в обе стороны. Затем нажимными винтами прессующих колец опрессовывают обмотки. Так как после сушки осевые размеры обмоток уменьшаются, длина нажимных винтов может оказаться недостаточной для компенсации усадки. В этом случае на верхнюю концевую изоляцию обмоток под стальные прессующие кольца закладывают электрокартонные сегменты, образующие шайбы. Для этого из ярмовых балок вывертывают нажимные винты, поднимают прессующие кольца специальным приспособлением и закладывают по периметру изоляции сегменты. Опускают на них кольца и равномерным затягиванием нажимных винтов прессуют обмотки до усилия, указанного в сборочном чертеже. Наиболее равномерная прессовка обмоток и с более точным контролем усилия прессования достигается гидродомкратами (рис. 112).

Исходя из требуемого усилия прессовки обмоток, устанавливают то или иное количество гидродомкратов. Гидродомкрат 2 размещают между прессующим кольцом 1 и ярмовой балкой 3 и подают шлангами 8 масло через коллектор 5 из бака 7 ручным насосом 6; обмотку 9 прессуют до получения заданных осевого размера и усилия прессовки, контролируемого манометром. После этого завинчивают нажимные винты 4, их гайки и контргайки; снимают и освобождают гидродомкраты.

Отделку активных частей трансформаторов I—II габаритов, наоборот, начинают с подпрессовки обмоток вертикальными стяжными шпильками путем затягивания гаек и контргаек на их верхних концах, а затем переходят к прессовке ярм магнитной системы. В необходимых случаях для компенсации чрезмерной усадки обмоток в концевую изоляцию закладывают дополнительные электрокартонные подкладки или разрезанные кольца. Для этого ослабляют вертикальные стяжные шпильки и приподнимают верхние ярмовые балки. Для контроля усилия прессовки пользуются динамометром или тарированными ключами с тензометрическими датчиками.

Для предупреждения ослабления резьбовых креплений шпильки их или кернят в трех точках по окружности резьбы, или навинчивают контргайки, или предотвращают от самоотвинчивания стопорными шайбами. После опрессовки обмоток подтягивают крепления отводов, начиная с верхних, которые на время прессовки ослабляют. При необходимости в местах прохода отводов через планки на них дополнительно подматывают кабельную бумагу или электрокартон толщиной 0,5 мм.

Закрепив линейные и регулировочные отводы, измеряют изоляционные расстояния (промежутки) и сравнивают их с расстояниями, указанными в чертеже. После этого убирают бумажные (или матерчатые) жгуты, заложённые в процессе первой и второй сборки в промежутки между прессующими кольцами и между кольцами и стержнями остова для того, чтобы в них не попали случайные предметы, отходы изоляции, остатки других материалов. Их удаляют с большой осторожностью так, чтобы с их поверхности посторонние предметы не попали в каналы обмоток и остова.

Окончательно осматривают всю активную часть, особенно каналы обмоток и остова, контактную систему переключающих устройств; проверяют качество крепления отводов, переключающих и прессующих устройств обмоток и остова, заземления; отсутствие на активной части посторонних предметов; при наличии загрязнений удаляют их чистой технической салфеткой. Затем отсоединяют шинки заземления от ярмовых балок и мегаомметром измеряют сопротивление изоляции: между магнитной системой и ярмовыми балками, между магнитной системой и полубандажами, между магнитной системой и прессующими кольцами. Если проверка дала положительные результаты, то устанавливают заземляющие шинки на место и проверяют целостность цепи заземления сборочных единиц.

В трансформаторах с переключающими устройствами на резисторах в процессе второй сборки часто для подгонки регулировочных отводов и их креплений по месту вместо переключающего устройства на активную часть временно устанавливают специальный макет. В этом случае при отделке активной части снимают макет, привязывают киперной лентой регулировочные отводы к крепежным планкам и мостовым краном устанавливают переключающее устройство на активную часть. Далее в соответствии с маркировкой подсоединяют к зажимам переключателя отводы. Подключение отводов относится к одной из наиболее ответственных операций; сборка схемы отводов и их подключение производятся под непосредственным контролем мастера.

Далее приступают к установке активной части в бак и заливке ее маслом. После подготовки бака, комплектовки крышки и отделки активной части ее, а если она связана механически

с крышкой, то и крышку тщательно обтирают, осматривают на отсутствие на ней посторонних предметов и проверяют мегаомметром сопротивление изоляции обмоток, стяжных устройств остова и целостность цепи заземления. Убедившись в отсутствии дефектов, активную часть стропят, поднимают мостовым краном на 100—200 мм от основания площадки и убеждаются в правильности строповки и работы подъемного механизма, особенно его тормоза. Затем ее еще приподнимают и проверяют надежность крепления опорных пластин к ярмовым балкам, при необходимости вторично подтягивают болты, гайки, кернят их или стопорят; протирают низ активной части. После этого активную часть переносят и устанавливают на сливную решетку маслосборной ямы и промывают сильной струей нагретого масла.

Перед установкой активной части в бак определяют стороны бака, на которых должны располагаться отводы ВН и НН. Это обязательное требование вызвано тем, что продольные оси бака и активной части хотя и параллельны, но обычно не совпадают; ось активной части, как правило, смещена в баке к стороне отводов НН. Это делается для сокращения размеров бака, учитывая, что изоляционные расстояния от отводов ВН и НН до стенок бака различны, а следовательно, и в целях экономии материалов и уменьшения габаритов. Далее осторожно, без толчков и качения, поднимают активную часть и удерживают ее над баком; если она занимает правильное положение по отношению к баку, ее медленно опускают в него, придерживая и направляя так, чтобы поперечные опорные пластины не задевали за стенки бака.

При опускании активной части в бак с помощью переносной электрической лампы проверяют, чтобы все четыре шипа, приваренные к дну бака, вошли в отверстия полок нижних ярмовых балок или поперечных опорных пластин. Несовпадение шипов с отверстиями сразу обнаружится расслаблением отдельных ветвей стропов и перекосом активной части. Во избежание этого опускать на дно активную часть нужно медленно и особенно осторожно. Активную часть, связанную с крышкой подъемными шпильками, опускают до тех пор, пока крышка не окажется на расстоянии 50—100 мм от рамы бака, затем в отверстия для болтов вставляют несколько стальных конусообразных направляющих оправок 7 (рис. 113, а).

Далее, направляя оправками, опускают активную часть до посадки ее на дно бака и полного прилегания крышки к уплотняющей прокладке. При этом следят, чтобы уплотняющая прокладка не сдвинулась с места. Затем в отверстия крышки вставляют болты головками вверх (рис. 113, б), навинчивают гайки и, обходя несколько раз крышку по всему периметру, равномерно завинчивают гайки до отказа.

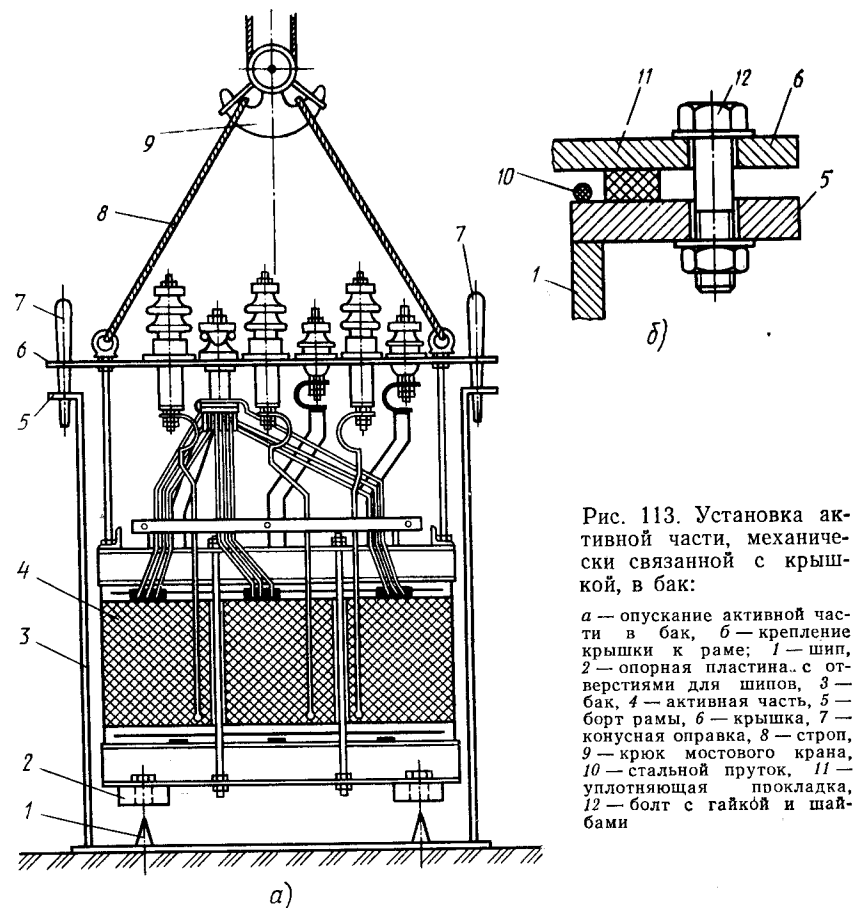


Рис. 113. Установка активной части, механически связанной с крышкой, в бак:

а — опускание активной части в бак, б — крепление крышки к раме; 1 — шип, 2 — опорная пластина с отверстиями для шипов, 3 — бак, 4 — активная часть, 5 — борт рамы, 6 — крышка, 7 — конусная оправка, 8 — строп, 9 — крюк мостового крана, 10 — стальной пруток, 11 — уплотняющая прокладка, 12 — болт с гайкой и шайбами

В местах стыка уплотняющей прокладки болты крепят в направлении стыка с обеих сторон для более плотного прилегания ее концов друг к другу.

После установки активной части в бак и заболчивания крышки трансформатор заполняют сухим чистым маслом до уровня несколько выше верхнего ярма. Температура заливаемого масла должна быть не ниже 10 °С. Чтобы воздух мог выйти из бака при заполнении его маслом, одно из отверстий в крышке оставляют открытым, но защищают от случайного попадания в него посторонних предметов. Для трансформаторов без расширителя масло заливают до уровня, отмеченного чертой на баке у маслоуказателя.

До заливки маслом активную часть после установки в бак раскрепляют в зависимости от конструкции и габарита транс-

форматора одним из способов, рассмотренных ранее (см. рис. 56).

У трансформаторов IV габарита и более после установки активной части в бак проверяют основные изоляционные расстояния между отдельными ее частями и стенками бака, указанные в чертежах отводов. Укомплектованную крышку протирают, строят за приваренные к ней кольца, поднимают и опускают ее на раму бака. Предварительно проверяют правильность ее расположения по отношению сторон ВН и НН активной части и вскрывают заглушки на люках для установки съемных вводов 6—35 кВ.

До того как крышку опустить на раму бака, через люки извлекают из него стержни (шпильки) вводов с присоединенными к ним отводами обмоток. Затем в отверстия для болтов на раме и крышке на противоположных сторонах вставляют по две конусные стальные оправки, ими направляют крышку до ее прилегания к прокладке рамы, одновременно следят, чтобы прокладка не сдвинулась с места и не разошелся ее стык. Затем удаляют оправки, устанавливают в отверстия болты, навинчивают на них гайки и равномерно затягивают их гайковертом по всему периметру рамы, обходя ее несколько раз.

Заболтив крышку, заливают активную часть сухим чистым трансформаторным маслом в таком количестве, чтобы оно закрыло активную часть (100—200 мм ниже крышки), и переходят к установке съемных вводов, приводов переключающих устройств, расширителя и других сборочных единиц трансформатора.

§ 62. КОМПЛЕКТОВКА И УСТАНОВКА НА ТРАНСФОРМАТОРЕ РАСШИРИТЕЛЯ, ГАЗОВОГО РЕЛЕ, ВЫХЛОПНОЙ ТРУБЫ

Расширитель комплектуют маслоуказателем, осушителем воздуха, пробками, патрубками и вентилем для заполнения его маслом. Предварительно вскрывают люк торцевой стенки расширителя, проверяют состояние его внутренней поверхности, протирают и промывают ее чистым маслом.

Приступают к сборке и установке на расширителе трубчатого маслоуказателя. Прочищают и протирают затворное устройство нижнего колена 2 (см. рис. 49) и крепят на прокладке к нижнему патрубку торцевой стенки расширителя. Затем укладывают в это колено шайбообразную резиновую прокладку, устанавливают на нее стеклянную трубку и уплотняют ее резиновой прокладкой с помощью прижимного фланца и болтов. Затем комплектуют верхнее колено 10 резиновой шайбой, кольцевой прокладкой, прижимным фланцем и болтами и крепят его к фланцу верхнего патрубка расширителя. Если маслоуказатель плоский, то симметрично щели на торцевой стенке расширителя

приклеивают фасонную резиновую прокладку, укладывают на нее плоское стекло и прижимают его стальным фланцем с помощью гаек и шпилек, приваренных к этой стенке. Далее в расширитель вворачивают пробки для слива масла из отстойника, для заливки масла и другие, указанные в чертеже.

Если осушитель воздуха встроен в расширитель, то направляют и крепят на нижней части отстойника органическое стекло на резиновой прокладке и засыпают его через верхнее отверстие индикаторным, а затем техническим силикагелем в количестве, указанном в документах на сборку.

При навесной конструкции осушителя его крепят на прокладке к фланцу патрубка, установленного на расширителе.

Укомплектованный расширитель 3 (рис. 114) крепят к крышке 1 трансформатора двумя кронштейнами 2 и болтами 7. К фланцу 4 патрубка расширителя на прокладке 6 крепят плоский кран 5 радиаторного типа, а к крышке — патрубок 9.

Между краном и патрубком устанавливают корпус газового реле 8. Для этого предварительно разбалчивают крышку реле, вынимают внутреннее устройство и крепят корпус реле к фланцу патрубка 9. При этом стрелка, нанесенная на корпус реле, должна показывать в сторону расширителя. Далее при ослабленных болтах 7 кронштейны вместе с расширителем смещают в сторону реле (по стрелке А) так, чтобы шпильки плоского крана вошли в отверстия корпуса и прокладка 10 прижалась к его фланцу. Возможность перемещения кронштейнов относительно крышки достигается имеющимися в них продольными отверстиями 11. Навинчивая на шпильки гайки, притягивают корпус реле к крану, затем подтягивают болты крепления кронштейнов.

Закрепив корпус реле, угломером проверяют его наклон по отношению к крышке трансформатора; угол наклона с подъемом в сторону расширителя должен быть 1,5—2°. Это достигается установкой под углом фланцев, привариваемых к патрубкам, между которыми располагают реле. Далее в корпус помещают внутреннее устройство реле, устанавливают прокладку и крепят его крышку болтами.

Затем окончательно крепят болтами кронштейны расширителя. Укомплектовав выхлопную трубу диафрагмой, крепят ее

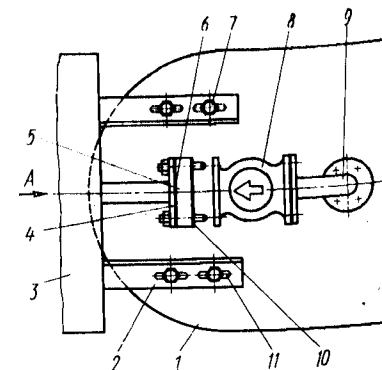


Рис. 114. Установка расширителя и газового реле

болтами к крышке бака, соединяют расширитель и трубу газотводной трубкой. Проверяют работу плоского крана расширителя: не должно быть механических препятствий при открывании и закрывании его; перед установкой ось затворного устройства крана уплотняют сальниковой набивкой.

Приборы контроля температуры и пробивной предохранитель устанавливают после предварительной проверки их в лаборатории. В целях предупреждения повреждения при транспортировке газовое реле, термометры и термосигнализаторы транспортируют в отдельной упаковке и устанавливают их на трансформаторе на месте его монтажа. При сборке на заводе на место газового реле устанавливают имитирующий его патрубок.

Если расширитель комплектуется стрелочным маслоуказателем, он транспортируется на место монтажа трансформатора отдельно от расширителя. В этом случае на время транспортировки расширителя отверстие для установки маслоуказателя закрывают заглушкой, и стрелочный маслоуказатель монтируют на расширителе в процессе монтажа трансформатора. Перед установкой стрелочного маслоуказателя ветошью, смоченной в растворителе, удаляют с него смазку консервации, проверяют исправность и работу механизма легким усилием руки; к валу магнитной муфты прикрепляют рычаг с поплавком и проверяют соответствие положения стрелки и рычага; коробка зажимов выводов при установке стрелочного маслоуказателя должна быть обращена вниз.

Прикрепив маслоуказатель к фланцу расширителя, проверяют, чтобы стрелка не касалась защитного стекла корпуса, а рычаг не задевал за выступающие части расширителя; работу геркона на замыкание и размыкание контактов проверяют путем заполнения и слива масла из расширителя.

§ 63. СБОРКА ОХЛАЖДЕНИЯ СИСТЕМЫ Д

Сборка охлаждения системы Д производится на месте монтажа трансформатора. Радиаторы перед установкой промывают чистым сухим трансформаторным маслом, испытывают при избыточном давлении и навешивают на бак в той же последовательности, как и при системе М, обычно с помощью автомобильного крана. Для этого снимают с радиаторных кранов заглушки и подводят радиаторы к выступающим из крана шпилькам так, чтобы они вошли в отверстия фланцев радиатора вверху и внизу (см. рис. 108). Затем затягивают гайки на шпильках кранов; поочередно навешивают на бак остальные радиаторы и аналогично термосифонный фильтр. Далее приступают к сборке системы обдува радиаторов: крепят к стенкам бака кронштейны для установки дутьевых вентиляторов, прокладывают кабели и

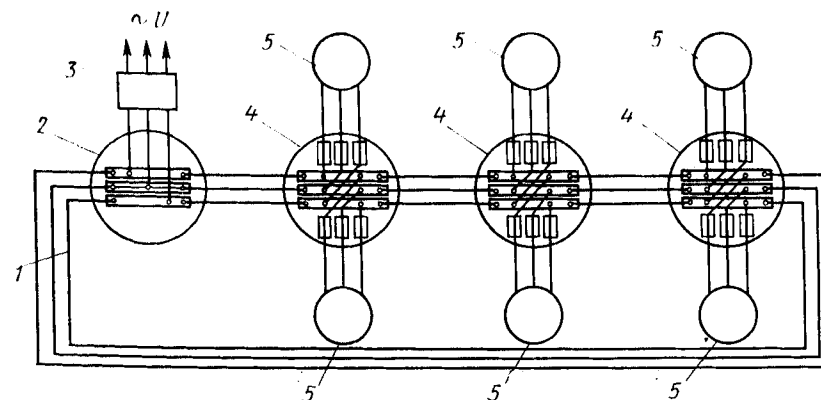


Рис. 115. Типовая электрическая схема системы охлаждения Д

монтируют аппаратуру для подключения к сети электрического тока.

На рис. 115 показана типовая электрическая схема системы охлаждения Д трансформатора. Она трехфазная, выполнена в виде кольцевой магистрали 1, образуемой соединением в одну последовательную цепь магистральной коробки 2 и всех распределительных коробок 4, к которым подключены электродвигатели 5 вентиляторов. На каждые два электродвигателя устанавливают одну распределительную коробку. К магистральной коробке подается напряжение от электросети трехфазного тока через шкаф 3 автоматического управления дутьем. В шкафу установлены: автоматические выключатели, отключающие электропитание в случае короткого замыкания в схеме дутья; автомат включения и отключения электродвигателей вентиляторов в зависимости от температуры масла в баке и нагрузки трансформатора; реле времени для предотвращения включения вентиляторов при кратковременной перегрузке трансформатора и другая электроаппаратура управления дутьем. К шкафу подведены силовой кабель от источника тока и контрольные кабели.

Электрическую схему монтируют трехжильным гибким кабелем марки КРПТ или КРВТ сечением жил 2,5—6 мм² в зависимости от напряжения питающей электросети (220 или 380 В), мощности и количества устанавливаемых вентиляторов. Заготовки кабеля длиной, указанной на чертеже, пропускают через гибкие металлические рукава, служащие для защиты кабеля от механического повреждения, и прокладывают их в соответствии с монтажной схемой по стенкам бака и кронштейнам. Кабель крепят скобами и винтами, вворачиваемыми в бобышки, приваренные к баку и несущей конструкции вентиляторов. Одно-

временно устанавливают и крепят болтами магистральную коробку на стенке бака, распределительные коробки — на кронштейнах в непосредственной близости к электродвигателям вентиляторов для удобства их обслуживания.

Магистральная коробка (см. рис. 115) предназначена для соединения электросети, питающей электродвигатели, в единую магистраль и подключения к ней кабеля от источника тока.

Распределительная коробка служит для подключения к магистрали электродвигателей вентиляторов радиатора через предохранитель и подсоединения к ее зажимам других коробок.

Корпуса 1 магистральной и распределительной коробок (рис. 116) имеют цилиндрическую форму, изготовлены из листовой стали. На стенке магистральной коробки (рис. 116, а) и на стенке и дне распределительной коробки (рис. 116, б) имеются отверстия, в которые вмонтированы сальники 2, предназначенные для герметизации коробок в местах прохода через них кабеля. Сверху коробки с помощью резиновых прокладок герметично закрываются крышками 3. В коробках установлены гетинаксовые панели 6 с прикрепленными к ним медными пластинами 4 (по три в коробке). Для присоединения жил кабеля на обоих концах каждой пластины имеются зажимы 5 в виде винтов с гайками. В магистральной коробке, кроме того, на пластинах имеются три зажима А, В, С для присоединения кабеля 7 к источнику тока. На панели распределительной коробки установлены шесть плавких пробковых предохранителей 9 (по три на двигатель) с зажимами 8 для присоединения кабелей электродвигателей обдува. Каждый зажим 8 соединен с цокольной частью предохранителя, а его центральный контакт при ввернутой пробке — с пластиной, поэтому в цепь тока, питающую электродвигатель, входит плавкая часть предохранителя, защищающая его от короткого замыкания.

Разводку кабеля электросети обдува производят после закрепления коробок и электродвигателей вентиляторов соответственно маркировке, указанной в чертеже и на табличке, прикрепленной к внутренней стороне крышек коробок. Пропущенные через защитные рукава заготовки кабеля разделяют на отдельные жилы и напайвают на их концы наконечники.

При вводе кабеля 1 в коробку через сальник (рис. 117) следует предварительно вывернуть гайку 4 сальника и удалить из его гнезда 11 заглушку 7, препятствующую попаданию в коробку влаги и пыли из окружающей среды при хранении. Одновременно подтягивают гайку 10, уплотняющую двумя резиновыми прокладками 9 гнездо сальника в месте его крепления к стенке 8 коробки. Пропустив кабель 1 в коробку на заданную длину, стопорным полиэтиленовым кольцом 3, расположенным в выточке гайки 4, закрепляют рукав 2; резиновым кольцом 5, сжимаемым с двух сторон шайбами 6 при вворачивании гайки 4, уплот-

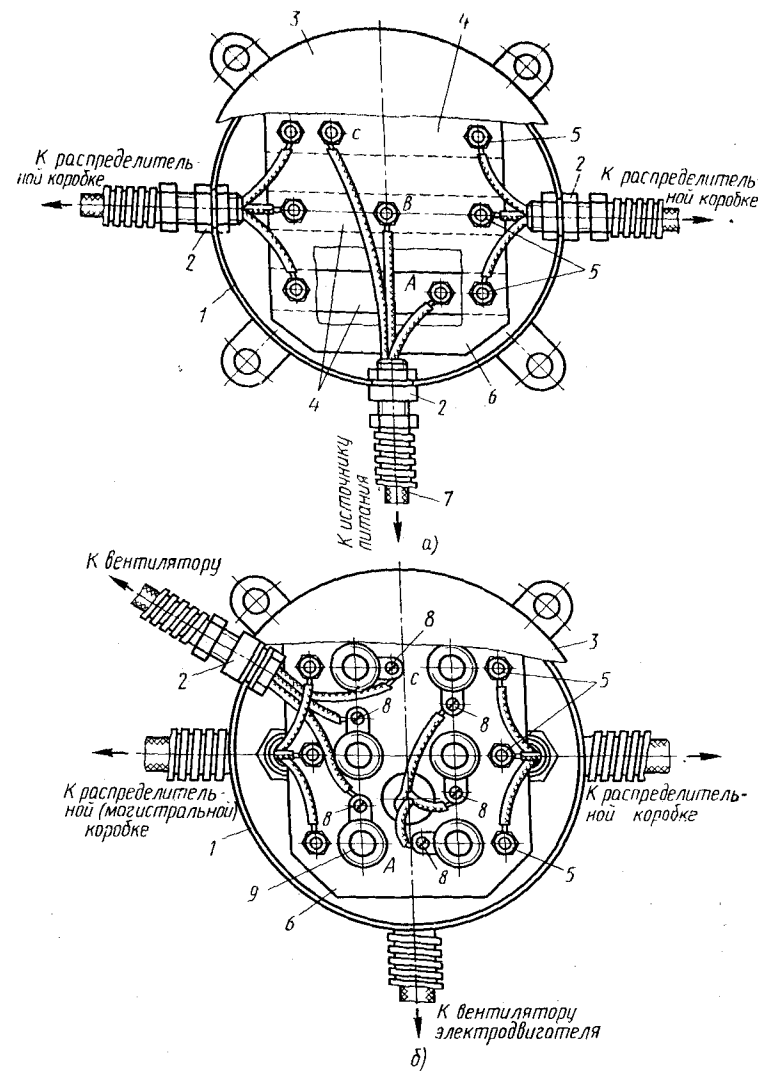


Рис. 116. Устройство магистральной (а) и распределительной (б) коробок и подключение к ним кабеля

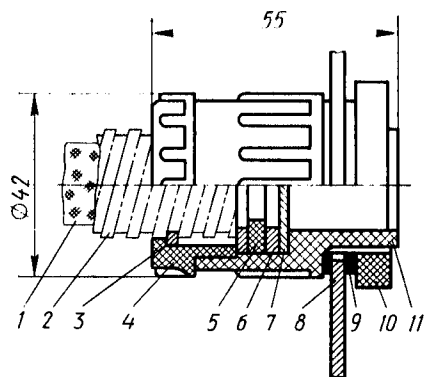


Рис. 117. Устройство сальника

няют кабель. Уплотняя сальник, следует учитывать, что гнездо и гайка изготовлены прессовкой из специальной пластмассы и при чрезмерном усилии при завинчивании гаек может повредиться резьба.

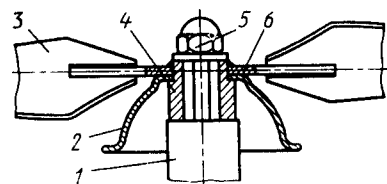


Рис. 118. Крепление крыльчатки к валу электродвигателя

Для дутьевых вентиляторов применяют асинхронные трехфазные электродвигатели типа 4АА63А4ТР (4 — порядковый номер серии; А — асинхронный; А — станина из алюминиевого сплава; 63 — высота оси вращения в мм; А — первая длина сердечника; 4 — число полюсов, ТР — трансформаторный). Мощность двигателя 0,25 кВт; напряжение 127, 220 и 380 В.

Двигатель устанавливают на кронштейне вертикально, его фланец со стороны конца вала крепят болтами М10 с применением пружинных шайб. На верхний конец вала 1 на его шпоночную часть (рис. 118) надевают четырехлопастную крыльчатку 3 серии МЦ-4 ступицей 4. Предварительно под диск 6 крыльчатки на вал надевают водоотражающий колпак 2. Чтобы крыльчатка не сорвалась с вала от воздействия осевых усилий при вращении, ее крепят глухой гайкой 5. Перед установкой двигателя со свободного конца вала удаляют антикоррозийную смазку, производят статическую балансировку крыльчаток; мегаомметром на 500 В измеряют сопротивление изоляции обмотки; оно должно быть не менее 1 МОм, при меньшем сопротивлении двигатель сушат.

После монтажа систему охлаждения проверяют и опробовывают: проворачивают крыльчатку рукой, они должны свободно вращаться и останавливаться в любом положении; измеряют сопротивление изоляции всей смонтированной электрической схемы, включая электродвигатели и шкаф ШД, оно должно быть не менее 0,5 МОм; проверяют направление вращения крыльчаток включением напряжения, они должны вращаться по часовой стрелке, если смотреть на них сверху. В случае вращения двигателя в обратную сторону снимают крышку с его коробки и меняют местами два конца кабеля на ее зажимах. Затем про-

веряют мегаомметром целостность цепей заземления электродвигателей, коробок и шкафа и производят пробное включение всей электрической схемы системы охлаждения с опробованием автоматического и автономного управления дутьем.

Закончив установку сборочных единиц на крышке трансформатора, навесных устройств и системы охлаждения, открывают пробки для спуска воздуха на всех устройствах, где они предусмотрены (бак, вводы, радиаторы и др.), и доливают масло до нормального уровня в расширителе. По мере появления в воздухопускных отверстиях масла ввертывают и уплотняют пробки.

После доливки масла и спуска воздуха трансформатор испытывают на плотность. Испытание заключается в проверке отсутствия течей и свищей в уплотнениях, арматуре и местах сварки повышенным давлением масла.

Трансформаторы мощностью до 1000 кВт, напряжением до 35 кВ включительно испытывают на плотность в течение 5 мин повышенным давлением 30 кПа под крышкой или давлением масляного столба высотой 3 м над расширителем при температуре масла + (10—35) °С. Более мощные трансформаторы испытывают на плотность подкачкой в бак масла или давлением масляного столба в течение времени, указанного в стандартах или технических условиях на трансформаторы конкретных типов и габаритов. Обычно их испытывают на плотность следующим образом: уплотняют расширитель и выхлопную трубу; на крышке устанавливают трубу $\varnothing 40-50$ мм, высотой 1,5 м, с фланцем на нижнем конце (для крепления ее на уплотнении к крышке) и с воронкой на верхнем конце; воронка снабжена указателем уровня масла. Через воронку трубу заполняют подогретым трансформаторным маслом и поддерживают давление в течение 3 ч. Если в местах уплотнений и сварных швах масло не просачивается — трансформатор герметичен. В случае течи ее устраняют подтягиванием болтовых соединений или заменой прокладок.

После проверки плотности трансформатора масло сливают через нижний кран до нормального уровня, одновременно проверяя правильность работы маслоуказателя. При его нормальной работе уровень масла в стеклянной трубке должен понижаться плавно, без срывов и всплесков. Если есть срывы и всплески, необходимо разобрать маслоуказатель, проверить правильность установки резиновых прокладок и прочистить отверстия в коленах.

После отстаивания масла до прекращения выделения из него воздуха берут пробу масла для химического анализа и испытания на электрическую прочность; при положительных результатах проверки масла трансформатор предъявляют для испытания.

ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ И СБОРКИ СИЛОВЫХ СУХИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ, ТРАНСФОРМАТОРОВ КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ 110 КВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

§ 64. СУХИЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ С ВОЗДУШНЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ

Сухие силовые трансформаторы изготавливают мощностью не более нескольких тысяч киловольтампер и напряжением до 15 кВ. Чаще изготавливают трехфазные трансформаторы типа ТСЗ мощностью 160—630 кВ·А с напряжением обмоток ВН 3, 6 и 10 кВ и обмоток НН 230, 400 и 660 В.

Сухие трансформаторы, имеющие естественное воздушное или дутьевое охлаждение (обдувка активной части вентилятором), менее огнеопасны, чем масляные, поэтому их устанавливают в закрытых помещениях. Их механической защитой служат кожухи с вентиляционными жалюзи.

Однако воздух по сравнению с маслом значительно хуже отводит теплоту от обмоток и магнитной системы и снижает влагостойкость изоляции, поэтому для магнитных систем используют холоднокатаную сталь с меньшими удельными потерями, увеличивают сечение проводов обмоток (примерно в два раза) и ширину вентиляционных каналов в магнитной системе и обмотках. В связи с относительно низкой электрической прочностью воздуха в сухих трансформаторах увеличены изоляционные расстояния между обмотками, отводами и другими токопроводящими частями.

Поэтому размеры и масса остова и обмоток, а следовательно, активных частей сухих трансформаторов по сравнению с масляными той же мощности значительно больше, но не требуются бак, расширитель и другие устройства (как в масляных трансформаторах), в связи с этим их сборка значительно упрощается.

Устройство остова и обмоток сухого трансформатора аналогично устройству масляного. Отличие состоит в том, что в сухих трансформаторах для вывода концов от обмоток НН ярмовые балки смещают относительно плоскости ярма; вместо уравнильной изоляции используют фарфоровые подкладки, что облегчает доступ охлаждающего воздуха к магнитной системе и обмоткам.

Обмотки сухих трансформаторов наматывают из медных проводов ПСД. Изоляционные детали выполняют из более нагревостойких материалов: стеклотекстолита, стеклолакоткани, фарфора. Для большей нагревостойкости многослойных цилиндрических обмоток межслойную изоляцию изготавливают из стеклолакоткани. Для улучшения влагостойкости и механиче-

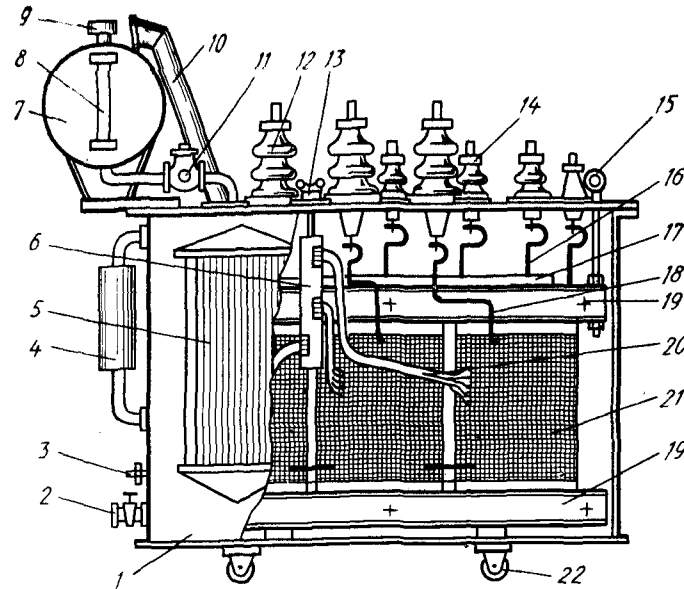


Рис. 119. Общий вид силового масляного трансформатора ТМ-6300/35:

1 — бак, 2 — вентиль, 3 — болт заземления, 4 — термосифонный фильтр, 5 — радиатор, 6 — переключатель, 7 — расширитель, 8 — маслоуказатель, 9 — воздухоосушитель, 10 — выпускная труба, 11 — газовое реле, 12 — ввод ВН; 13 — привод переключающего устройства, 14 — ввод НН, 15 — подъемный рым, 16 — отвод НН, 17 — остова, 18 — отвод ВН, 19 — ярмовая балка остова (верхняя и нижняя), 20 — регулировочные ответвления обмоток ВН, 21 — обмотка ВН (внутри НН), 22 — каток тележки

На рис. 119 показан общий вид силового масляного трехфазного трансформатора мощностью 6300 кВ·А, напряжением 35 кВ полностью в собранном состоянии.

Контрольные вопросы

1. Какие работы относятся к третьей сборке трансформатора?
2. Какими устройствами комплектуют крышку и бак трансформатора?
3. Какие работы выполняют при отделке активной части после сушки перед установкой ее в бак?
4. Каковы правила, которые необходимо соблюдать при опускании активной части в бак?
5. Опишите схему разводки кабеля системы охлаждения «Д», назначение отдельных ее устройств.

сутствуют внешние дефекты (сколы и трещины на фарфоровых крышках, просачивание масла в уплотнениях, механические повреждения нижнего экрана, его изоляционного покрытия и других деталей), то после получения от службы технического контроля документов, подтверждающих исправность ввода, приступают к его установке на трансформатор.

Вводы могут быть установлены вертикально или под углом, непосредственно на крышке или на пристройке к обечайке бака, на переходном фланце с трансформаторами тока или фланце, приваренном к крышке. В зависимости от способа установки применяют различную такелажную оснастку и приспособления. Перед тем как зачалить ввод стропами и поднять для переноса на трансформатор, с него демонтируют контактную шпильку 1 (рис. 121), расположенную в верхней части, и припаивают к ней линейный отвод обмотки 110 кВ. Для этого частично отвинчивают гайки 2 и снимают со шпильки наконечник 3; отвинчивают гайку 6, крепящую защитный кожух 7 компенсатора давления, и снимают его. Далее отвинчивают гайку 8, снимают прижимный латунный фланец 9, вывертывают болты 10 и снимают фланец 12 вместе с резиновой прокладкой 11. После этого контактную шпильку вынимают из центральной трубы 13 и оловянистым припоем впаивают в ее отверстие 14 гибкий отвод обмотки 110 кВ. Шпильки припаивают к отводам до установки активной части в бак. Отверстие 4 в шпильке предназначено для ввинчивания в него рым-болта 5 с тонким стальным канатом, служащим для протягивания отвода со шпилькой через трубу 13.

Подготовку ввода для установки на крышке 1 (рис. 122) заканчивают приклеиванием резиновой прокладки к фланцу 9, к которому в дальнейшем будут крепить ввод. Предварительно поверхность фланца под прокладку тщательно протирают и обезжиривают; смазывают клеем № 88Н сопрягаемые поверхности фланца и прокладки и после нескольких минут выдержки на воздухе прокладку плотно прижимают к фланцу.

Далее стропы 3, предназначенные для установки ввода, зачаливают за крюк грузоподъемного механизма и за кольцевые рымы 7, расположенные на фланце соединительной втулки ввода 6. Длина стропов должна быть такой, чтобы при натяжении их ветви располагались параллельно крышке ввода. Одновременно к крюку подвешивают блок 4, через который в дальнейшем пропускают канат 2 рым-болта при протягивании через ввод отвода с контактной шпилькой 8. Вначале легким натяжением стропов проверяют правильность строповки: равенство длин и натяжения ветвей, надежность зацепки за крюк и рымы, совпадение оси крюка грузоподъемного механизма с вертикальной осью ввода.

После этого при натянутых стропях специальным поясом 5,

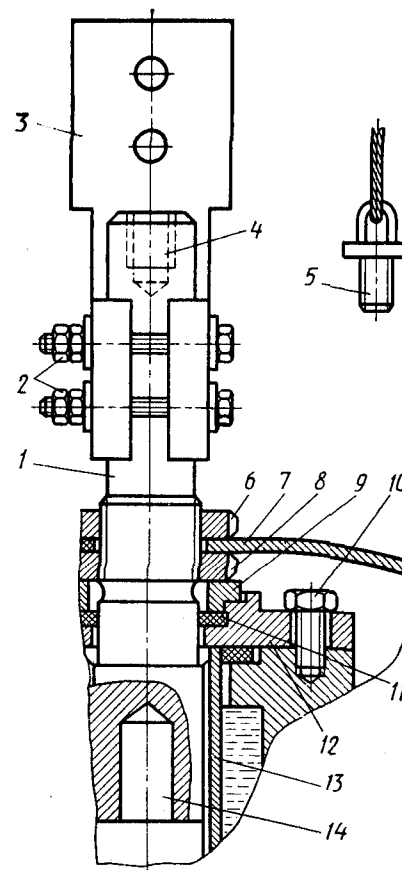


Рис. 121. Демонтаж контактной шпильки герметичного ввода напряжением 110 кВ

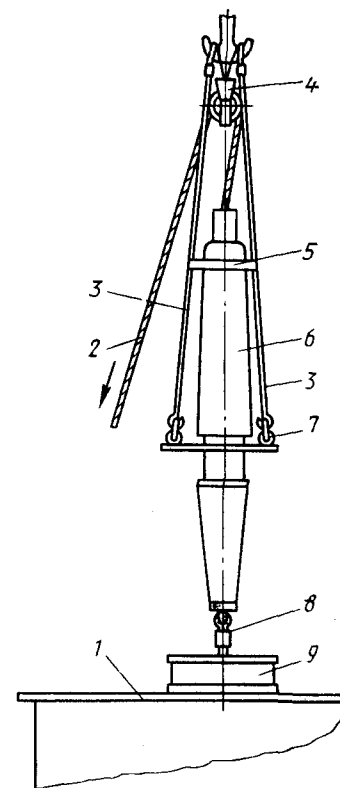


Рис. 122. Установка ввода 110 кВ на крышке трансформатора

иногда пеньковым канатом верхнюю часть ввода на уровне ниже второго ребра крышки крепят к стропам так, чтобы при подъеме ввод занимал устойчивое вертикальное положение.

Осмотрев и убедившись в правильной и надежной строповке, ввод поднимают с подставки, перемещают и располагают над отверстием бака для опускания в него нижней части ввода. Пропускают через блок 4 и трубу ввода канат с рым-болтом, ввертывают рым в контактную шпильку, припаянную к отводу, и, медленно придерживая и направляя ввод руками, опускают его в бак, в данном случае через переходной фланец 9 с трансформаторами тока. Одновременно через блок вытяги-

вают канат, тем самым протаскивая через трубу отвод со шпилькой.

Отводы на большие токи соответственно с большим сечением и в несколько параллельных проводов для облегчения протягивают с помощью небольшой ручной лебедки, закрепляемой на крышке бака. Процесс опускания и установки ввода требует большой внимательности и осторожности, особенно когда на вводе или на переходном фланце внутри бака установлен бумажно-бакелитовый цилиндр. Ввод опускают медленно без рывков; небрежность при выполнении этой ответственной операции может привести к поломке цилиндра, повреждению фарфоровых покрышек, нижнего экрана ввода, а также установленных в переходном фланце трансформаторов тока. При этом сборщик должен учитывать, что несогласованное опускание ввода и протягивание через него отвода может привести к образованию в отводе узлов («баранок»), а при чрезмерном усилии натяжения каната — к деформации и повреждению изоляции отвода в месте его присоединения к обмотке. Поэтому одновременно с опусканием ввода один сборщик должен подтягивать отвод канатом через блок, а второй, находящийся на крышке, постепенно вытаскивать отвод из бака и направлять его в трубу ввода.

Когда фланец соединительной втулки ввода приблизится к переходному фланцу на расстояние 50—100 мм, в отверстия фланцев вставляют 2—3 конусные стальные оправки и направляют ими посадку ввода так, чтобы отверстия фланцев совместились. Когда фланец ввода ляжет на резиновую прокладку, оправки вынимают, в отверстия совмещенных фланцев вставляют болты головками кверху и равномерно по всему периметру затягивают их гайками до сжатия резиновой прокладки на $\frac{1}{3}$ ее толщины; обычно при этом гайки затягивают ключом до отказа.

Одновременно собирают верхнюю часть ввода в последовательности, обратной разборке: освобождают шпильку, выступающую из трубы, от рым-болта, надевают на нее фланец 12 (см. рис. 121) с прокладкой, крепят его болтами, устанавливая фланец 9 и навинчиванием гайки 8 уплотняют шпильку; устанавливают защитный кожух 7 и крепят его гайкой 6. Далее на шпильку устанавливают и крепят болтами наконечник 3, служащий для подсоединения к внешней электросети. Аналогично устанавливают вводы других фаз.

Нижнюю часть ввода ВН закрывают бумажно-бакелитовыми цилиндрами, их металлическую часть — экранами, выравнивающими электрическое поле.

Нами был рассмотрен способ установки ввода на крышке вертикально. При установке под углом применяют специальное

приспособление, которым ввод направляют в отверстие переходного фланца под требуемым углом.

Все остальные части, устанавливаемые на этих трансформаторах, были рассмотрены ранее и отличаются в основном размерами и массой.

§ 66. АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ

В отличие от трансформаторов, у которых первичная и вторичная обмотка гальванически не связаны между собой и между ними имеется только электромагнитная связь, обмотки автотрансформаторов кроме электромагнитной связи соединены проводниками гальванически так, что они имеют общую обмотку.

Принципиальная схема соединения обмоток однофазного понижающего автотрансформатора, включенного на нагрузку R , показана на рис. 123. Его режим работы на холостом ходу не отличается от режима работы трансформатора. Подведенное к первичной обмотке напряжение U_1 равномерно распределяется между витками обмотки A_x , по которой проходит ток холостого хода; вторичное напряжение U_2 пропорционально числу витков обмотки ax и равно разности потенциалов между этими точками.

Ток во вторичной цепи при нагрузке состоит из двух слагаемых: тока I_1 первичной стороны, проходящего по обмотке A_a , минуя обмотку ax , и тока I_{ax} , проходящего по общей части обмотки ax , равного разности токов $I_2 - I_1$.

Мощность S_2 вторичной цепи на стороне нагрузки также состоит из двух слагаемых: электрической мощности S_3 , передаваемой непосредственно из первичной сети во вторичную через обмотку A_a , и электромагнитной мощности $S_{эм}$, передаваемой во вторичную цепь трансформаторным преобразованием; таким образом, $S_2 = S_3 + S_{эм}$.

Вторичную обмотку автотрансформатора рассчитывают на разность токов $I_1 - I_2$, витки первичной обмотки — на разность напряжений $U_1 - U_2$. Этим и обуславливается экономическая целесообразность применения автотрансформаторов. Единичей мощности силовых автотрансформаторов, как и трансформаторов, служит киловольт-ампер (кВ·А) или более крупной единицей — мегавольт-ампер (МВ·А).

В автотрансформаторе различают проходную мощность $S =$

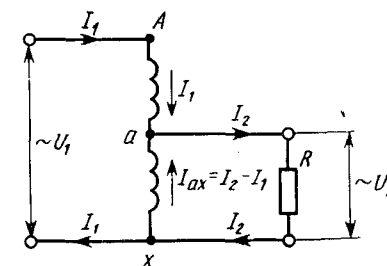


Рис. 123. Схема соединения обмоток и работа однофазного автотрансформатора

$= U_1 I_1$ и типовую (расчетную) $S_T \approx U_2 (I_2 - I_1)$. Применение автотрансформаторных схем определяется коэффициентом выгодности α : $\alpha = (1 - 1/k)$, где k — коэффициент трансформации автотрансформатора.

Выражая типовую мощность через α и S , имеем $S_T = \alpha S = (1 - 1/k) S$.

Отсюда следует, что типовая мощность автотрансформатора в α раз меньше проходной и наиболее выгодные значения α принимает, когда коэффициент трансформации близок к единице. Например, для передачи мощности 120 МВ·А из сети 220 кВ в сеть 110 кВ достаточно, чтобы типовая мощность автотрансформатора была 60 МВ·А. Если для этой цели применить трансформатор, его необходимо рассчитать на мощность 120 МВ·А.

Соответственно автотрансформатор в отличие от трансформатора имеет меньшие массу, размеры и расход активных материалов (электротехнической стали, обмоточных проводов), потери электрической энергии в обмотках и магнитной системе, а следовательно, больший кпд. Однако применение автотрансформаторов ограничено и экономически целесообразно только при коэффициенте трансформации, равном 2—3, при большем — их мощность приближается к типовой мощности трансформаторов; индуктивное сопротивление обмоток, соединенных по автотрансформаторной схеме (особенно при большом коэффициенте трансформации), значительно меньше сопротивления обмоток трансформатора той же мощности, поэтому при коротком замыкании в сети напряжение на стороне НН возрастает до напряжения стороны ВН и через обмотки автотрансформатора будет проходить недопустимо большой ток короткого замыкания. Для защиты автотрансформатора от разрушения приходится применять специальные устройства, ограничивающие этот ток до допустимых пределов. Кроме того, связь через автотрансформатор электросетей НН и ВН вызывает опасность для обслуживающего персонала и оборудования электроустановок, так как между проводниками сети НН и землей постоянно действует напряжение стороны ВН. При отключении сети со стороны обмоток ВН на стороне обмоток НН будет действовать высокое напряжение, соответствующее обмоткам ВН.

Автотрансформаторы так же, как и трансформаторы, могут быть одно- и трехфазными, двух- и трехобмоточными. На рис. 124 показана стандартная схема соединения обмоток ВН и НН трехфазных двухобмоточных силовых автотрансформаторов и ее условное обозначение (схемы и группы соединения обмоток), а на рис. 125 — трехфазных трехобмоточных автотрансформаторов. Как видно из рис. 124 и 125, у двухобмоточных и трехобмоточных автотрансформаторов гальванически связанные обмотки ВН и СН соединены в звезду. У трехфазного трехобмоточного

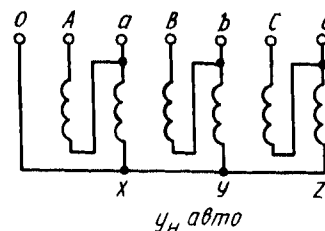


Рис. 124. Стандартная схема соединения обмоток ВН и НН трехфазных двухобмоточных силовых автотрансформаторов и ее условное обозначение

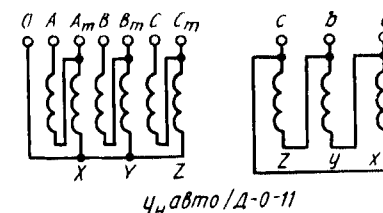


Рис. 125. Стандартная схема соединения обмоток трехфазных трехобмоточных автотрансформаторов и ее условное обозначение

точного автотрансформатора обмотки НН соединяют в треугольник.

Конструкция сборочных единиц в целом, а также технологические процессы сборки автотрансформаторов практически такие же, как и у трансформаторов. Силовые автотрансформаторы строят на большие мощности и высокие напряжения с максимально большим коэффициентом трансформации, с тем чтобы коэффициент выгодности был возможно большим, но не менее 0,5.

Обозначение типа автотрансформатора отличается от обозначения трансформатора буквой А, стоящей в начале или конце. Если автотрансформатор понижающий, то буква А стоит в начале обозначения, если повышающий — в конце. Например, обозначение ОЦТА-135000/500 читается так: однофазный, охлаждение масляно-водяное с принудительной циркуляцией масла и воды, трехобмоточный, автотрансформатор повышающий, мощность 135 000 кВ·А, класс напряжения 500 кВ. Обозначение АТДЦТН-125000/220 расшифровывается так: автотрансформатор понижающий, трехфазный, масляное дутьевое охлаждение с принудительной циркуляцией масла (перекачка через охладители насосами), трехобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой, мощность 125 000 кВ·А, класс напряжения 220 кВ.

Контрольные вопросы

1. В чем состоит отличие конструкции и сборки сухих силовых трансформаторов от масляных?
2. Какова особенность конструкции обмоток, изоляции и вводов трансформаторов класса 110 кВ от более низких классов напряжения?
3. Какое преимущество имеют автотрансформаторы перед трансформаторами и в чем состоит их конструктивное отличие?

ГЛАВА X

ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ И СБОРКИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ СПЕЦИАЛЬНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

Из числа силовых трансформаторов специального назначения наибольшее применение получили электропечные и преобразовательные трансформаторы.

§ 67. ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ И СБОРКИ ЭЛЕКТРОПЕЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ИХ ПАРАМЕТРЫ

Назначение и виды. Электропечные трансформаторы (ЭПТ) служат для питания различных промышленных электротермических установок, применяемых главным образом в черной и цветной металлургии. К таким установкам относятся: электродуговые сталеплавильные печи, расплавляющие сталь электрической дугой переменного тока; индукционные плавильные печи, плавящие металл способом индукционного нагрева; печи электрошлакового переплава, рудно-термические печи и некоторые другие. Параметры и режимы работы таких электропечей имеют характерные особенности по сравнению с другими токоприемниками. Соответственно и электропечные трансформаторы по своим параметрам и конструкции значительно отличаются от силовых трансформаторов общего назначения.

Вместо номинальной мощности (мощности, на которую он рассчитан) электропечного трансформатора указывают типовую мощность, равную полусумме мощностей всех частей его обмоток.

Первичное напряжение этих трансформаторов при относительно небольших мощностях электропечей по сравнению с силовыми трансформаторами общего назначения той же мощности обычно выбирают более высоким — до 35 кВ включительно, а для больших мощностей — 110 кВ и выше. Такие высокие напряжения необходимы для ограничения колебаний напряжения в питающей электросети при коротких замыканиях, связанных с режимом работы печи при плавке металла. Поэтому мощность электрической сети, к которой подсоединяют печной трансформатор, должна во много раз превышать мощность электропечи, соответственно должны быть выше напряжение сети и первичное напряжение трансформатора.

Вторичное напряжение электропечных трансформаторов мощностью до 100 МВ·А не превышает 900—1000 В, при этом вторичные токи достигают 100 кА и более. Малые вторичные напряжения и большие токи характеризуют особенность электропечных трансформаторов. Небольшие вторичные напряжения при больших вторичных токах существенно сказываются

на конструкции отдельных частей этих трансформаторов.

Напряжение короткого замыкания ($U_{кз}$) является одной из главных характеристик электропечного трансформатора. От его значения зависит кратность сквозного тока короткого замыкания, проходящего через трансформатор при коротком замыкании в термической установке, а следовательно, его электродинамическая стойкость, потери напряжения в режиме нагрузки, колебания напряжения в питающей сети.

При расчете и конструировании электропечных трансформаторов выбирают оптимальное напряжение короткого замыкания, оно обычно несколько меньше, чем в одинаковых по мощности и напряжению силовых трансформаторах общего назначения.

Регулирование напряжения электропечных трансформаторов представляет собой один из главных вопросов расчета, конструирования и выбора схемы регулирования. Это связано с тем, что из-за быстро меняющегося режима плавки у электропечных трансформаторов в отличие от силовых приходится регулировать вторичное напряжение в широких пределах, в отдельных случаях до $\pm 50\%$ номинального.

В зависимости от мощности и вида электропечных трансформаторов применяют различные схемы и способы регулирования напряжения: прямое регулирование на стороне НН и ВН, косвенное регулирование с применением отдельного регулировочного автотрансформатора или трансформатора и некоторые другие. На рис. 126, а показана схема прямого регулирования напряжения, подаваемого на электропечь 1, а на рис. 126, б — схема косвенного регулирования напряжения автотрансформатором 3.

Переключающие устройства без возбуждения и с регулированием под нагрузкой, применяемые в электропечных трансформаторах, в основном такие же, как и в трансформаторах общего назначения.

Режимы работы электропечных трансформаторов зависят от назначения электропечи и протекающего в ней технологического процесса. Однако по сравнению с трансформатором общего назначения нагрузочный режим работы печных трансформаторов более тяжелый. В большей мере это относится к трансформаторам, питающим электродугосталеплавильные печи. Их работа в нагрузочном режиме сопровождается частыми отклю-

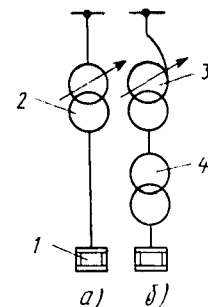


Рис. 126. Схемы регулирования напряжения электропечных трансформаторов:

а — переключающим устройством электропечного трансформатора, б — автотрансформатором; 1 — электропечь, 2 — электропечной трансформатор с РПН, 3 — автотрансформатор с РПН, 4 — электропечной трансформатор

ниями дугосталеплавильной печи, обусловленными технологией плавки металла. Кроме того, нагрузка электропечных трансформаторов имеет резкопеременный характер, вызванный изменением токов электрических дуг, замыканиями электродов печи с шихтой, изменением частот в результате горения дуг и различными видами коротких замыканий.

Электропечные трансформаторы должны нормально работать в заданных пределах при перегрузке и аварийных сквозных токах короткого замыкания, протекающих через них в результате коротких замыканий на их вторичной стороне (на электродах, вблизи их, в короткой сети, на вводах НН). Аварийные токи короткого замыкания наиболее опасны для трансформатора, однако они ограничиваются реактивным сопротивлением самого трансформатора и сопротивлением короткой сети (участок между печью и вводами НН). Электродинамическая стойкость ЭПТ при коротких замыканиях достигается усиленной прессовкой обмоток, креплений отводов и других его частей.

Условные обозначения. В зависимости от назначения и параметров электропечей применяют однофазные и трехфазные электропечные трансформаторы. Их условно обозначают буквами и цифрами так же, как и силовые трансформаторы общего назначения с добавлением поясняющих букв: Э — электропечной; Н — предназначен для питания индукционной печи; Ш — для электрошлаковой печи, С — для стекловарочной печи; К — трансформатор выполнен в виде агрегата, состоящего из нескольких трансформаторов («комплект»), собранных в одной единице (одном баке); П — переключающее устройство ПБВ с дистанционным управлением и некоторые другие буквы.

Трехфазные электропечные трансформаторы мощностью 1000—45 000 кВ·А классов напряжения 6—35 кВ с переключающими устройствами ПБВ и РПН, применяемые для питания дугосталеплавильных печей, обозначают так: ЭТПК, ЭТЦК, ЭТЦН, ЭТЦН, АТЦН, ЭТЦ; однофазные и трехфазные электропечные трансформаторы мощностью 2700—4200 кВ·А, напряжением первичной стороны 6—10 кВ, с ПБВ и РПН для индукционных печей — ЭОМП, ЭТП, ЭОМН, ЭТМН и ЭТДЦН; однофазные трансформаторы мощностью 4000—12 500 кВ·А, класса напряжения 6—10 кВ с РПН для электрошлаковых печей — ЭОДЦН, ЭОЦНШ; однофазные трансформаторы с РПН мощностью 8200—83 300 кВ·А, напряжением первичной стороны 10—220 кВ для рудно-термических печей — ЭОЦН, ЭОЦНК, ЭОДЦНК.

Для примера приведем полные обозначения буквами и цифрами некоторых типов электропечных трансформаторов:

ЭТПК-3200/10-УЗ — трехфазный ЭПТ с охлаждением вида М, с устройством ПБВ с дистанционным управлением, ти-

повая мощность 3200 кВ·А, класс напряжения 10 кВ, исполнение У, категория размещения 3;

ЭОЦНШ-6300/10-УЗ — однофазный ЭПТ с охлаждением вида Ц, с устройством РПН, для электрошлаковой печи, типовая мощность 6300 кВ·А, класс напряжения 10 кВ, исполнение У, категория размещения 3;

ЭТЦНКИ-40000/35-УЗ — трехфазный ЭПТ с охлаждением вида Ц, с устройством РПН, для индукционной электропечи, типовая мощность 40 000 кВ·А, класс напряжения 35 кВ, исполнение У, категория размещения 3.

Конструкция. Электропечные трансформаторы имеют те же конструктивные элементы, что и трансформаторы общего назначения, и требования, предъявляемые к приборам контроля уровня и температуры масла, защитным устройствам, устройствам заземления, приспособлениям для подъема и перемещения, арматуре, системе охлаждения, наружной окраске, устойчивости при транспортировании этих трансформаторов и агрегатов, такие же или аналогичные. Однако исходя из жестких режимов работы электропечных трансформаторов, механической прочности их основных частей придается особое значение. Усилены детали, скрепляющие магнитную систему, — ярмовые балки, стяжные и прессующие устройства; обмотки прессуют массивными стальными кольцами и нажимными винтами; отводы крепят гетинаксовыми и текстолитовыми планками и болтами (шпильками) из нержавеющей стали.

Существенное отличие в конструкции относится к размещению обмоток на стержнях магнитной системы, компоновке в одном баке нескольких трансформаторов и реактора; в этом случае электропечной трансформатор является трансформаторным агрегатом.

Например, для питания рудно-термических печей применяют агрегаты, состоящие обычно из основного понижающего электропечного и регулировочного (вольтодобавочного) трансформаторов.

Остовы нескольких трансформаторов агрегата соединяют между собой опорными пластинами и общими балками, на которых установлены подъемные пластины, служащие для опускания в бак (и выемки) сразу всего агрегата.

Если масса активных частей агрегата превышает 25 т, то остовы не скрепляют между собой, а каждую активную часть устанавливают и закрепляют на дне бака отдельно.

В остовах электропечных трансформаторов, как и в трансформаторах общего назначения, применяют стержневые магнитные системы, в однофазных ЭПТ кроме стержневых применяют бронестержневые системы с боковыми ярмами, соединяющими концы стержня, со стержнями разного диаметра и боковым ярмом прямоугольного сечения.

В электронагревающих трансформаторах, как и в трансформаторах общего назначения, магнитные системы собирают из отдельных пластин электротехнической стали в две или три пластины с прямым, косым или комбинированным стыком. Стержни стягивают стеклобандажами, ярма — полубандажами и внешними шпильками.

Обмотки ВН печных трансформаторов и автотрансформаторов (далее трансформаторов) подключают к сетям переменного тока классов напряжения 0,5—220 кВ, частотой 50 Гц для питания дуговых печей, а 60 Гц — для питания индукционных печей.

Обмотки электропечных трансформаторов вследствие тяжелого режима работы, связанного с резкопеременными нагрузками и большими токами короткого замыкания, должны обладать высокой механической прочностью и интенсивно охлаждаться.

Обмотки ВН сухих электропечных трансформаторов мощностью до 630 кВ·А, класса напряжения 0,5 кВ, предназначенные для работы на спокойную нагрузку, изготавливают многослойными цилиндрическими, их наматывают проводом прямоугольного сечения на бумажно-бакелитовых или стеклотекстолитовых цилиндрах. В более мощных масляных электропечных трансформаторах классов напряжения 6—35 кВ применяют непрерывные и винтовые обмотки (одно- и многозаходные, дисковые, переплетенные).

Одной из главных особенностей конструкции обмоток НН печных трансформаторов является малое количество витков (один, два, несколько) и большое их сечение. Винтовые обмотки в электропечных трансформаторах чаще применяют в качестве регулировочных, одна из них (пятиходовая) показана на рис. 127. В ней каждый ход является ступенью регулируемого напряжения. В ЭПТ ранних выпусков широко применялись чередующиеся обмотки.

Если в электропечных трансформаторах низшего напряжения применяют непрерывные обмотки, их комплектуют из отдельных парных катушек. Для этого при намотке непрерывной обмотки в местах наружных переходов выводят петли (рис. 128, а), а после насадки обмоток на стержни петли разрезают и образовавшиеся концы катушек припаивают к сборным шинам $a-x$ (рис. 128, б).

В зависимости от схемы отводов к каждой паре шин параллельно подсоединяют определенное число катушек, при этом каждая пара шин содержит полное число электрических витков первичной обмотки. При последовательном соединении сборных шин напряжение увеличивается пропорционально числу пар шин, при этом ток равен току одной пары шин; наоборот, при параллельном соединении сборных шин напряжение на

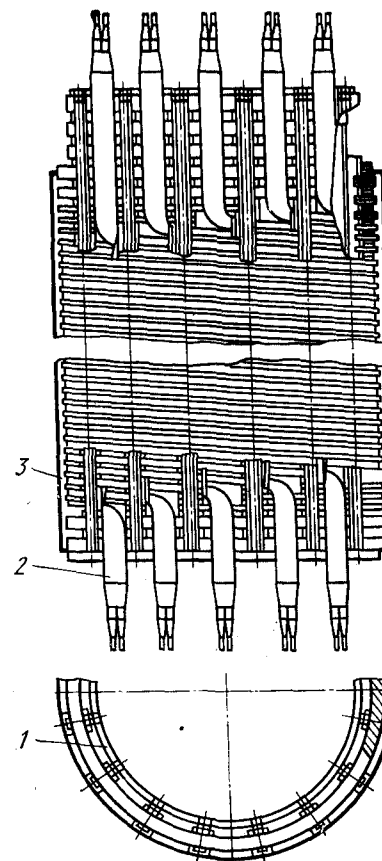
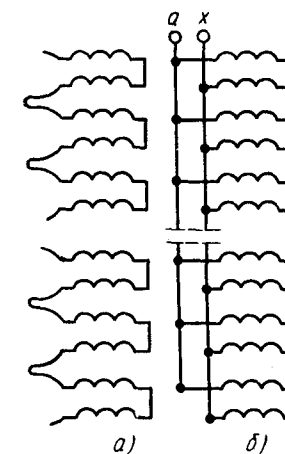


Рис. 127. Пятиходовая винтовая регулировочная обмотка:

1 — бумажно-бакелитовый цилиндр, 2 — «ход», 3 — прошивная рейка

Рис. 128. Непрерывная обмотка НН, скомплексованная из парных катушек:

а — вывод петель при намотке обмотки, б — параллельное присоединение парных катушек к сборным шинам



стороне НН трансформатора равно напряжению одной пары шин, а ток увеличивается пропорционально числу пар шин. При токах, значение которых не позволяет применить схему с параллельным соединением парных катушек с одной парой сборных шин на фазу (см. рис. 136, а), катушки делят на две группы (см. рис. 136, б), из которых одну присоединяют к отводам (сборным шинам) a_1-x_1 , другую — к a_4-x_4 . Каждую группу отводов рассчитывают на половину фазного тока. Параллельное соединение групп каждой фазы обмоток НН в этом случае производят вне трансформатора — на вводах трансформатора или установки, которую он питает.

Катушечные парные обмотки применяют, когда число витков в паре три и более, при одном-двух витках применяют листовые (рис. 129, а) или шинные (рис. 129, б) обмотки. Шинные обмотки устанавливают в сухих печных трансформаторах

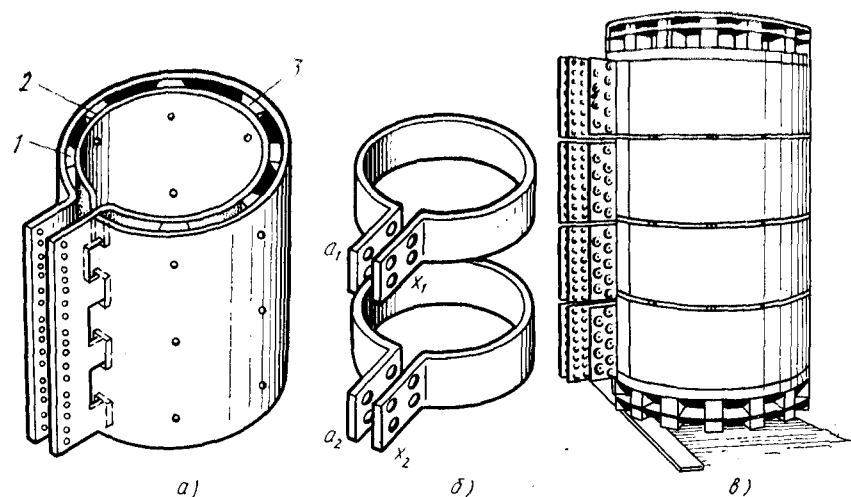


Рис. 129. Конструкция листовых и шинных обмоток:

а — двухвитковая листовая обмотка, *б* — отдельные витки шинной обмотки, *в* — четырехвитковая шинная обмотка

мощностью до 250 кВ·А и в масляных мощностью 800—2500 кВ·А на стержень, листовые — в электропечных трансформаторах мощностью 4000 кВ·А и более на стержень остова.

Листовыми принято называть обмотки, изготавливаемые по форме цилиндра из листовой меди (алюминия), обычно способом вальцовки, шинными — из шин. Соединив шинные витки параллельно a_1 с a_2 и x_1 с x_2 , получим один электрический виток, и результирующее напряжение обмотки будет равно напряжению витка e_b . При последовательном соединении (a_1 с x_2 и a_2 с x_1) витков результирующее напряжение удвоится. Соответственно в первом случае номинальный ток будет в два раза больше, чем во втором.

В однофазных печных трансформаторах, комбинируя последовательное, параллельное и последовательно-параллельное соединения витков, можно изменять ток и напряжение.

Между внутренним 2 и наружным 1 витками листовой обмотки (рис. 129, *а*) имеется канал, образованный вставленными между ними продольными рейками 3, изготовленными из гетинакса или текстолита и прикрепляемыми к ним изолированными латунными болтами и гайками. Концы листовой обмотки имеют отверстия для крепления к ним компенсаторов шинных отводов болтами из нержавеющей стали. Витки обмоток крепят латунными болтами и вставленными между ними гетинаксовыми и текстолитовыми планками, а в собранном трансформаторе — прессующим устройством. Скрепленную листовую об-

мотку погружают в пропиточный бак, покрывают лаком МЛ-92, а затем запекают в печи.

Обмотки ВН ЭИТ наматывают на жестких бумажно-бакелитовых или стеклотекстолитовых цилиндрах толщиной 6—12 мм и более. Прочность обмоток достигается установкой большого количества клиньев на остова и цилиндре — это уменьшает пролет между опорами и соответственно предохраняет обмотки от разрушения при воздействии радиальных сил. Кроме того, изоляционные детали обмоток изготавливают из малоусадочного картона, обмотки подвергают термовакуумной обработке по специальному тренировочному режиму с подпрессовкой в процессе сушки, пропитывают их лаком и запекают, накладывают бандаж из стеклоленты и принимают некоторые другие меры, обеспечивающие высокую прочность обмоток. В электропечных трансформаторах, как и в силовых трансформаторах общего назначения, обмотки ВН и НН на стержнях располагают концентрически, однако с той разницей, что обмотки НН размещают снаружи. Это вызвано тем, что при больших токах, равных десяткам и сотням килоампер в случае расположения их внутри (в обмотках ВН), конструкция отводов оказалась бы слишком сложной и операции присоединения и разводки большого количества массивных отводов были бы весьма трудоемкими. Регулировочная обмотка в электропечном трансформаторе обычно размещена между стержнем остова и первичной обмоткой.

Вводы ВН, а также вводы НН, у которых вторичные токи не превышают 2—2,5 кА, применяемые для электропечных трансформаторов, имеют ту же конструкцию, что и у трансформаторов общего назначения. Вводы НН устанавливают на отдельной плите из немагнитного материала, которую крепят к крышке трансформатора, закрывая ею общее для вводов отверстие. Для уменьшения полей рассеяния вводы НН размещают попарно так, чтобы токи в них имели встречное направление.

В электропечных трансформаторах с токами на вторичной стороне до 35 кА применяют шинные вводы, а с большими токами — трубчатые, охлаждаемые циркулирующей через них водой.

Шинный ввод (рис. 130) представляет собой медную прямоугольную шину 2 толщиной 10 мм, припаянную к латунной обойме 1, которая крепится двумя стальными шпильками 3 к гетинаксовой плите. Плиту 4 (рис. 131), укомплектованную шинными вводами и уплотняющими резиновыми прокладками 7 и 5, крепят к фланцу 6 крышки 1 бака трансформатора. В плите имеется отверстие с винтом 2 для выпуска воздуха при заполнении трансформатора маслом. Количество устанавливаемое

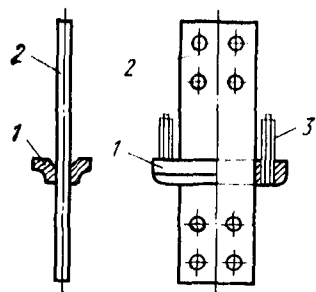


Рис. 130. Шинный ввод:

1 — обойма, 2 — шина, 3 — шпилька

Рис. 131. Установка скомплектованного шинного ввода на крышке электропечного трансформатора:

1 — крышка бака, 2 — винт для выпуска воздуха, 3 — стальные шпильки, 4 — гетинаксовая плита, 5 — резиновая прокладка плиты, 6 — фланец, 7 — резиновая прокладка шинного ввода

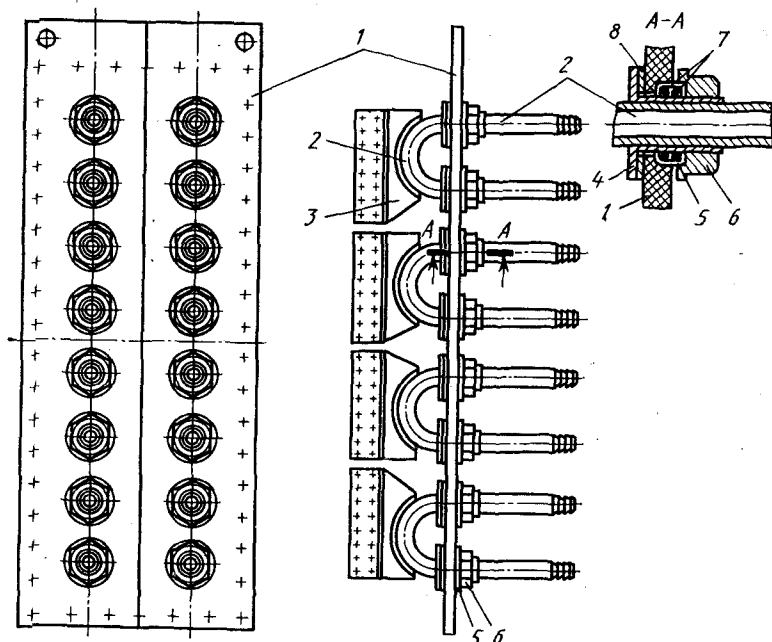
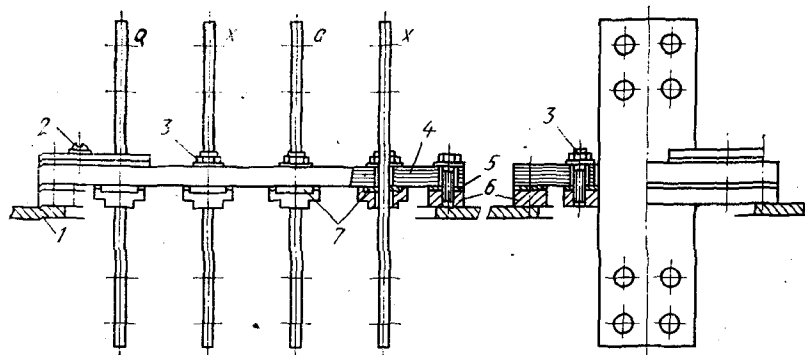


Рис. 132. Трубчатый водоохлаждаемый ввод электропечного трансформатора

мых на плите вводов определяется номинальным вторичным током трансформатора.

Трубчатый ввод (рис. 132) состоит из медной трубы 2, обычно $\varnothing 50$ мм, толщиной стенки 10 мм, изогнутой по указанной на рисунке форме, со штуцерами на концах для присоединения гибких наружных токопроводов (или с резьбой для жесткого крепления к короткой сети), медной пластины 3, приваренной к трубе и служащей для присоединения компенсаторов обмотки НН.

Для крепления ввода к гетинаксовой (или текстолитовой) панели 1 к трубе припаяны латунные втулки 4 с резьбой для навинчивания гаек. После проверки качества пайки и герметичности вводы (трубы) лудят, затем монтируют на панели в количестве, зависящем от вида электропечного трансформатора. Ввод притягивают к панели и уплотняют с помощью латунных гаек 6, специальных медных шайб 5, паронитовых 8 и кольцевых резиновых 7 прокладок.

Панель с трубчатыми вводами крепят болтами к фланцу, приваренному к боковой стенке бака трансформатора.

Трубчатые вводы обычно применяют в электропечных трансформаторах с листовыми обмотками. Изменяя расход воды в трубах (от 0,1 до 0,2 м³/ч), можно довести нагрузку на каждый ввод до 16 кА, изменением количества труб можно обеспечить электропечь током в десятки и сотни тысяч ампер.

В электропечных трансформаторах мощностью до 12 500 кВ·А устанавливают переключающие устройства без возбуждения, при большей мощности, а также меньшей, когда технологический режим электропечи не допускает прерыва работы, — устройства с регулированием под нагрузкой (трехфазные и однофазные).

Переключающие устройства без возбуждения электропечных трансформаторов имеют обозначения: П6-150/10; ПЛ-11-10/320; ПТЛ-11-10/630; НТ-4×3-350-10; НТ-4×3-625/10; НТ-5-625/10; НТ-8-625/10. Буквы в обозначениях указывают: П — переключатель; Т — трехфазный; Л — ламельный (ножевой) контакт, цифры — число ступеней, класс напряжения и допускаемый ток нагрузки.

Эти устройства, за исключением П6-150/100, приводятся в действие с помощью редуктора и рукоятки или электродвигателем.

Переключающее устройство НТ-5-625/10 (рис. 133) состоит из трех гетинаксовых плит 2, закрепленных на стальной раме 1, бумажно-бакелитового вала (трубы) 5 с закрепленными на нем подвижными контактами 3; на гетинаксовых плитах установлены неподвижные контакты 4. С помощью приводного механизма, расположенного на боковой стенке бака трансформатора, мальтийских и зубчатых передач, находящихся в кожухе

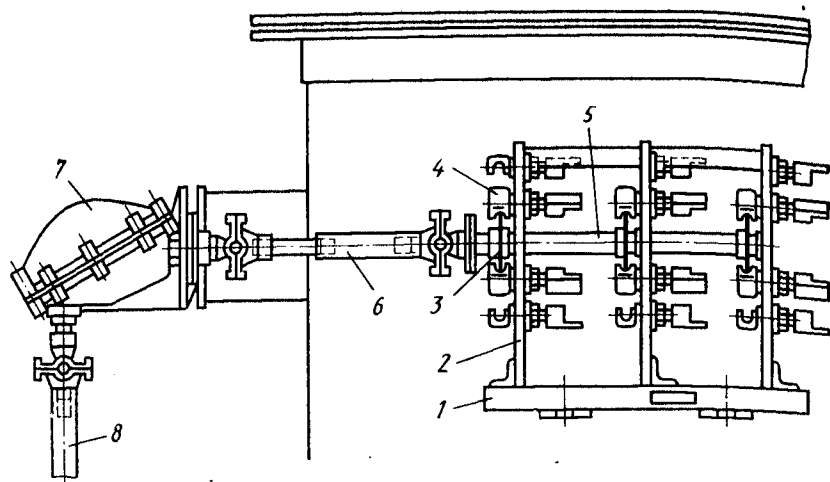


Рис. 133. Переключающее трехфазное устройство ПВВ электропечного трансформатора

7, валов 6 и 8 приводится во вращательное движение бумажно-бакелитовый вал 5 с подвижными контактами. При этом подвижные контакты, соединяясь с неподвижными, включают в работу те или другие регулировочные ответвления обмотки.

Другие переключающие устройства имеют примерно аналогичные конструктивные элементы.

Переключающие устройства РПН, применяемые в электропечных трансформаторах, такие же, как у силовых трансформаторов общего назначения; они могут быть с реакторными или резисторными токоограничивающими сопротивлениями.

Отводы ВН электропечных трансформаторов мало отличаются от отводов трансформаторов общего назначения, разница в основном в электрической и монтажной схемах.

Значительную особенность представляют отводы НН. Из-за больших токов ограничивается выбор длины отводов, которая зависит от их места размещения — на крышке или стенке бака. Если вводы расположены на крышке, то длина отводов увеличивается, а следовательно, возрастает их сопротивление, которое может стать соизмеримым с сопротивлением самих обмоток. В результате этого увеличиваются потери в отводах, они сильно нагреваются, что вызывается дополнительными потерями от полей рассеяния, увеличиваются механические усилия между отводами.

Отводы НН размещают так, чтобы шины (провода), идущие от начала и концов обмоток, чередовались. Шины должны быть расположены ребром к стенке бака на расстоянии, не вызывающем его нагревания; между каждой парой шин, идущих

от начала и конца обмотки, должно быть минимально возможное расстояние.

Отводы соединяют с обмотками и между собой в электропечных трансформаторах в зависимости от их сечения и вида методом электропайки, сварки, прессовки.

Листовые и шинные обмотки соединяют с отводами болтами из нержавеющей (диамагнитной) стали. Для надежности гальванического контакта соединяемые поверхности обмоток и отводов лудят. Под гайки и болты разъемных соединений устанавливают замковые пластины, предотвращающие ослабление креплений от вибрации в процессе работы трансформатора, или навинчивают на болты (шпильки) контргайки.

Как и у трансформаторов общего назначения, отводы снабжены компенсаторами. Листовые обмотки соединяют с вводами, расположенными на стенке бака, через компенсаторы, которые крепят болтами непосредственно к концам обмоток. Для придания отводам жесткости их крепят между собой и к яровым балкам деревянными, гетинаксовыми или текстолитовыми планками и стальными, а в зоне активной части — болтами из нержавеющей стали.

В электропечных трансформаторах, имеющих значительную вибрацию при работе, самоотвинчивание болтов предотвращают специальными замковыми шайбами, подкладываемыми под головки болтов и под гайки, крепящие деревянные планки. После сушки активной части в процессе ее отделки и затяжки болтов заусенцы замковых шайб врезаются в планки, а на гайках их загибают.

Шинные отводы НН крепят попарно или пакетами (рис. 134), состоящими из нескольких пар шин. Каждую пару или пакет шин скрепляют шпильками 4 из нержавеющей стали, расположенными с двух сторон шин на расстоянии 5—10 мм от них; шпильки от шин изолируют бумажно-бакелитовыми трубками 2 и деталями, изготовленными из гетинакса или текстолита.

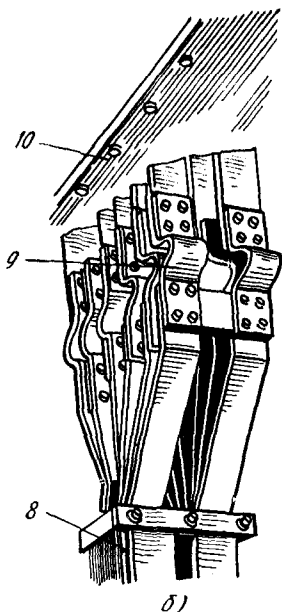
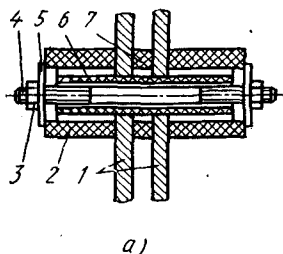
Конструкция и способы крепления отводов ВН электропечных трансформаторов такие же, как и у силовых трансформаторов общего назначения.

Вспомогательные устройства. Бак, система охлаждения, контрольно-защитные устройства, в том числе устройства для защиты масла, у печных трансформаторов аналогичны применяемым в силовых трансформаторах общего назначения идентичной мощности.

Сборка. Отличие элементов конструкции печных трансформаторов от силовых трансформаторов общего назначения существенно сказывается на технологическом процессе — их сборки. Так, изменение конструкции обмоток НН вызывает необходимость размещать на стержне остова сначала обмотку ВН, а

Рис. 134. Крепление и присоединение шинных отводов НН к вводам электропечного трансформатора:

а — крепление парных шин между собой, б — присоединение шинных пакетов к вводам; 1 — шины, 2 — гетинаксовая планка, 3 — гайка; 4 — стальная шпилька, 5 — стальная шайба, 6 — электроизоляционная трубка, 7 — промежуточная гетинаксовая планка, 8 — пакеты шин, 9 — компенсатор, 10 — крышка



затем снаружи — обмотку НН; меняет технологический процесс их монтажа и разводки отводов. Из-за массивности отводов НН с большими нагрузочными токами усложняются их размещение в баке, пайка, сварка и выполнение разъемных соединений с вводами. Размещение шинных вводов на крышке бака, а трубчатых вводов на боковой его стенке с водяным охлаждением вызывает из-за особенности их конструкции значительные трудности.

В связи с этим шинные вводы предварительно собирают в пакеты с усиленным креплением, а трубчатые комплектуют на панели. Особенно отличается технологический процесс сборки и установки в бак электропечного агрегата: до установки его в бак каждую активную часть электропечного трансформатора, автотрансформатора и реактора подвергают сушке, опрессовке, отделке, подтягивают крепления и проводят электрические испытания. Затем активные части скрепляют между собой стальными балками, испытывают агрегат в целом и только после этого устанавливают в бак и заливают в него сухое трансформаторное масло.

Далее продолжают сборку в соответствии с технической документацией (чертежи, технологические карты и др.). Особенность конструкции влияет и на другие технологические процессы сборки ЭПТ, однако приемы сборочных работ ЭПТ такие

же или аналогичные приемам сборки силовых трансформаторов общего назначения.

§ 68. ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ И СБОРКИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Назначение и виды. В ряде отраслей промышленности широко применяется постоянный ток: для получения алюминия, магния, цинка, меди, никеля в электролизных установках; для питания дуговых вакуумных электропечей; для получения хлора, водорода, натрия, азотистых веществ в химической промышленности, для питания гальванических установок; для электротяги железнодорожного и городского транспорта; для электроустановок с электродвигателями постоянного тока и других промышленных целей.

Получение постоянного тока машинным методом (генераторы, мотор-генераторы) экономически не оправдывается: низкий кпд, большие затраты на монтажные и строительные работы.

В настоящее время постоянный ток получают с помощью статических преобразователей переменного тока в постоянный: выпрямительных, кремниевых и германиевых диодов и управляемых тириستоров.

Небольшие по мощности выпрямительные устройства подключают непосредственно к сети переменного тока, мощные промышленного назначения — через специальный силовой преобразовательный трансформатор. Устройство, состоящее из полупроводниковых приборов и питающего их преобразовательного трансформатора, смонтированных в одном баке, заполненном трансформаторным маслом (или совтолом), составляет преобразовательный агрегат.

Ранее в качестве статических преобразователей применялись ионные (ртутные) выпрямители, они сложны и малонадежны в эксплуатации, вредно влияют на организм человека и не экономичны.

В настоящее время они полностью вытеснены полупроводниковыми выпрямителями, лишенными этих недостатков.

Преобразовательные трансформаторы по числу фаз вторичных (вентильных) обмоток подразделяют на однофазные, трехфазные, шестифазные и многофазные, с ПБВ и РПН; по виду исполнения — на сухие, масляные и совтоловые.

Условные обозначения. В обозначении типов преобразовательных трансформаторов входят те же буквы и цифры, что и трансформаторов общего назначения, но с добавлением букв: П — для питания полупроводниковых вентилей (преобразователей). Если в трансформатор встроен уравнивающий реактор, в обозначении присутствует буква У, если трансформатор пред-

назначен для питания вакуумной электродуговой печи постоянного тока — буква В, если для электрифицированного железнодорожного транспорта — Ж; другие буквы характеризуют вид нагрузки. Приведем для примера полное обозначение некоторых преобразовательных трансформаторов:

ТДНП-25000/10-УЗ — трехфазный, с дутьевой системой охлаждения, с устройством РПН, преобразователь на полупроводниках, мощность 25 000 кВ·А, класс напряжения 10 кВ, исполнение У (для умеренного климата), категория размещения 3 (в закрытом помещении); ТМНП-6300/10-УЗ трехфазный, с естественно-масляным охлаждением, с РПН, преобразователь на полупроводниках, мощность 6300 кВ·А, класс напряжения 10 кВ.

Преобразовательные агрегаты, имеющие переключающие устройства РПН с плавно-ступенчатым регулированием напряжения или с плавно-бесконтактным регулированием, в обозначениях имеют буквы НП и ППВ соответственно, например ТМНПВ и ТМППВ.

Параметры. Мощность преобразовательных трансформаторов, как и электропечных, определяется типовой мощностью. Сухие изготавливают на типовую мощность 10—3200 кВ·А, советские — 200—2000 кВ·А; масляные с переключающим устройством ПБВ — 400—20 000 кВ·А, с РПН — 1600—400 000 кВ·А и большей мощности.

Наибольшая типовая мощность преобразовательного трансформатора в настоящее время достигает 100 000 кВ·А, а ток — 300 кА и более.

В отличие от силовых трансформаторов общего назначения, для которых полная номинальная мощность, например трехфазного трансформатора, определяется из выражения $S = \sqrt{3}UI$ (U и I — соответственно линейные значения номинального напряжения и тока). Типовая мощность преобразовательного трансформатора зависит от схемы выпрямления и определяется средним значением мощности сетевой обмотки S_1 и обмотки на стороне выпрямителей S_2 . Например, при шестифазной схеме выпрямления типовая мощность преобразовательного трансформатора

$$S_T = 0,5(S_1 + S_2) = 1,26P_{d0},$$

где $S_1 = 3I_1 U_{1ф} = 1,045P_{d0}$; $S_2 = 6I_2 E_{2ф} = 1,48P_{d0}$; P_{d0} — мощность на стороне выпрямленного напряжения; I_1 и I_2 — токи сетевой обмотки и обмоток на стороне выпрямителей; $U_{1ф}$ и $E_{2ф}$ — фазные напряжения сетевой и вентильной обмоток.

Номинальные напряжения первичных (сетевых) обмоток соответствуют стандартным классам напряжений и находятся в пределах 0,4—110 кВ. Напряжение вторичных обмоток (на

стороне выпрямителей) разное, оно определяется схемой и параметрами преобразовательной установки.

В зависимости от мощности и области применения преобразовательного трансформатора выпрямленное напряжение может быть от 6 до нескольких тысяч вольт, а выпрямленный ток — от 2 А до 200 кА. Напряжение короткого замыкания имеет те же значения, что и в трансформаторах общего назначения, или близкое к ним.

Схемы обмоток. Сетевые обмотки и обмотки выпрямителей преобразовательных трансформаторов имеют различные схемы соединения. Сетевые обмотки трехфазных трансформаторов соединяют в звезду, реже в треугольник в зависимости от мощности и номинального напряжения; обмотки со стороны выпрямителя могут соединяться в звезду, в двойную звезду (прямая и обратная), в треугольник — звезду, в зигзаг, в двойной зигзаг, в дважды двойной зигзаг, в шестиугольник и др. Нейтрали двойных звезд соединяют между собой через уравнильный реактор.

Выбор схемы обмоток трансформатора и параметров преобразовательного агрегата зависит от схемы соединения полупроводниковых выпрямителей, подключаемых к ним. Включение первичных (сетевых) обмоток преобразовательного трансформатора или агрегата в сеть трехфазного переменного тока в зависимости от схемы соединения выпрямителя позволяет получить на их стороне трех-, шести- или двенадцатифазное выпрямление. При шести- и более фазном выпрямлении пульсация выпрямленного напряжения меньше и соответственно улучшена форма кривой первичного тока агрегата.

Наиболее широкое применение на стороне выпрямления получили шестифазные (две обратные звезды) схемы со сглаживающим реактором СР (индуктивное сопротивление), служащим для уменьшения пульсации выпрямленного напряжения и тока в цепи нагрузки R и с уравнильным реактором УР (рис. 135, а). Эту схему чаще применяют для преобразовательных агрегатов с относительно небольшим выпрямленным напряжением и большим током.

Преобразование трехфазной системы первичной стороны в шестифазную на вторичной стороне осуществляется в результате того, что вторичные фазные обмотки трансформатора состоят из двух частей с разным направлением намотки (левая, правая) или из двух обмоток одинакового направления, у одной из которых перемаркированы начала и концы. Полуфазные обмотки соединяют в звезды, нейтрали звезд O_1 и O_2 — в общую нейтраль O через уравнильный реактор УР. Таким образом на вторичной стороне получается шестифазная звезда.

Средняя точка O уравнильного реактора УР является отрицательным полюсом цепи нагрузки. Реактор имеет большое

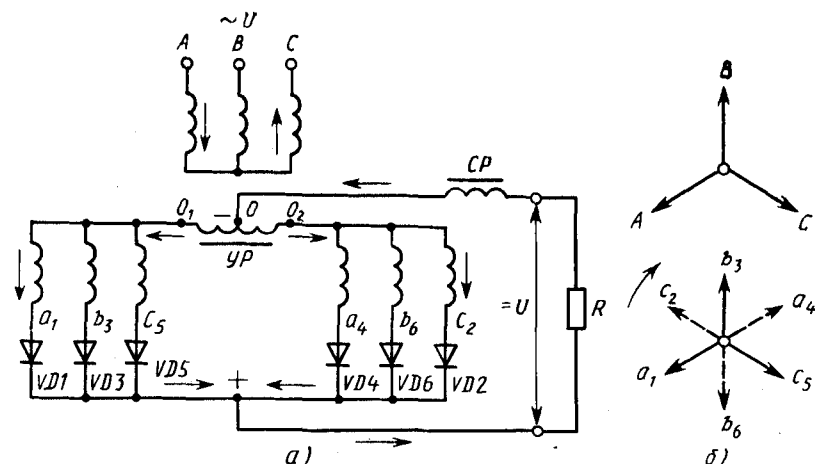


Рис. 135. Шестифазная схема выпрямления с уравнительным реактором:
 а — схема соединения обмоток трансформатора звезда — две обратные звезды ($Y/Y_{нр}-Y_{нр}-0-6$) с уравнительным реактором УР и выпрямительными диодами,
 б — векторные диаграммы фазных эдс трансформатора (сплошными линиями изображены векторы эдс прямой звезды, пунктиром — обратной); VD1—VD6 — диоды, СР — сглаживающий реактор, R — нагрузка цепи постоянного тока

индуктивное сопротивление и ограничивает ток между нейтральными O_1 и O_2 (рис. 135, а). В то же время индуктивное сопротивление каждой ветви реактора $O-O_1$ и $O-O_2$ достаточно мало, так как магнитные потоки имеют встречное направление и почти полностью компенсируются.

Векторные диаграммы фазных эдс трансформатора изображены на рис. 135, б. Из рисунка видно, что в любой момент времени работают два диода VD четной и нечетной групп шестифазной системы. Через каждую треть периода, когда напряжение очередной фазы становится больше, чем предыдущей, в каждом соединении обмоток в звезду происходит смена анодных токов.

Уравнительный реактор УР увеличивает продолжительность работы анодов и тем самым как бы выравнивает значения анодных напряжений, работающих в порядке чередования фазных эдс, указанных на векторной диаграмме. Этим обеспечивается одновременная параллельная работа вторичных обмоток (на стороне выпрямления), соединенных в звезду, расположенных на разных стержнях магнитной системы, чем достигается равновесие намагничивающих сил первичных и вторичных обмоток.

Если условно исключить из этой схемы реактор и гальванически соединить нейтрали звезд, то в стержнях магнитопровода сразу же появится магнитный поток вынужденного намагничи-

вания, изменяющийся во времени с тройной частотой сети. При этом в обмотках трансформатора возникает значительная эдс, которая увеличит индуктивное падение напряжения и резко ухудшит работу преобразовательного агрегата. По этой причине схему обмоток трансформатора звезда — шестифазная звезда (без уравнительного реактора) для выпрямительных установок не применяют.

Шестифазные схемы выпрямления используют в основном в преобразовательных агрегатах мощностью 250—4000 кВт, при больших мощностях используют двенадцатифазные схемы, при этом лучшим решением является соединение вентильных обмоток в двойной зигзаг, а сетевых (первичных) — в звезду.

В выпрямительных устройствах широко применяют кремниевые диоды и тиристоры на ток 200 и 500 А напряжением 220—380 В. Для получения больших токов и требуемых напряжений диоды и тиристоры комплектуют в блоки, соединяя их последовательно, параллельно или последовательно-параллельно. Обычно полупроводниковые блоки размещают непосредственно в баке трансформатора вместе с активной частью.

Конструкция. Остов и магнитная система преобразовательного трансформатора состоят из таких же конструктивных элементов, как и силового общего назначения, отличие заключается в их геометрических размерах. Конструкция остова уравнительного реактора аналогична реактору переключательного устройства РПН на индуктивных сопротивлениях. Поэтому технологические процессы их сборки мало чем отличаются от трансформаторов общего назначения.

Обмотки преобразовательных трансформаторов должны иметь повышенную механическую прочность, так как на стороне вентильных обмоток часто происходят короткие замыкания. Повышенная механическая прочность достигается установкой максимального количества прокладок между катушками обмоток, применением жестких бумажно-бакелитовых и стеклоэпоксидных цилиндров, прошивкой обмоток наружными рейками, пропиткой лаком и запеканием их, надежной осевой прессовкой кольцами. Особо высокие требования предъявляются к обмоткам со стороны выпрямления, несущим большие токовые нагрузки. Поэтому на стороне выпрямителей применяют отличающуюся высокой механической прочностью обмотку непрерывной конструкции, разделенную на двойные катушки и затем соединенные между собой параллельно или параллельно-последовательно в группы так же, как и обмотки короткой сети электропечных трансформаторов.

На рис. 136, а показано параллельное соединение двойных (парных) катушек обмотки со стороны выпрямления (одной фазы), применяемое в мостовых схемах, а на рис. 136, б — параллельное соединение катушек полуфазных обмоток для по-

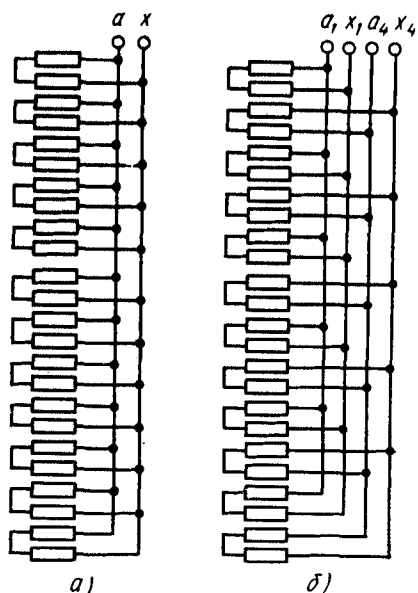


Рис. 136. Схемы соединения парных катушек обмоток со стороны выпрямления трансформатора:
а — фазных, б — полуфазных

лучения шестифазной обмотки со схемой звезда — обратная (перевернутая) звезда. При небольшом числе витков (больших токах) применяют также обмотки, собранные из одинарных дисковых катушек, присоединяемых параллельно к сборным шинам. При малых напряжениях и очень больших токах в преобразовательных трансформаторах, как и в электропечных, на стороне диодов используют также листовые и шинные обмотки. Для обмоток, соединяемых в двойной зигзаг, используют также одно-, двух- и трехходовые винтовые обмотки. В преобразовательных трансформаторах, как и в электропечных и по тем же причинам при напряжениях 35 кВ и ниже, наружными по размещению на стержнях остова являются обмотки НН, внутренними — ВН.

Отводы. Конструкция отводов ВН (сетевых обмоток) преобразовательных трансформаторов, такая же, как и у отводов ВН трансформаторов общего назначения: отводы обычно изготавливают из проводов ПБОТ, соединения выполняют электропайкой медно-фосфористым припоем, крепления — из буковых планок.

Отводы обмоток со стороны выпрямления в отличие от сетевых представляют собой довольно сложную конструкцию, состоящую из большого количества массивных медных шин, компенсаторов и крепежных деталей: буковых, гетинаксовых или стеклотекстолитовых планок, стальных и текстолитовых шпилек, болтов и гаек.

Для взаимной компенсации магнитных полей, снижающей падение напряжения и потери в отводах, шины располагают рядом (параллельно) так, чтобы токи в них имели противоположное направление, и как можно ближе одна к другой, при этом узкая сторона шины (ребром) должна быть обращена к стенке бака для уменьшения ее нагревания.

В шестифазной схеме обмоток звезда — обратная звезда с уравнительным реактором нейтрали звезд соединяют с реактором гальванически (электропайкой медно-фосфористым при-

поем), а концы обмоток реактора, имеющие отрицательную полярность выпрямленного напряжения, выводят из трансформатора наружу. Это необходимо для проверки мегаомметром качества изоляции между обмотками звезд и обмоток реактора. Для соединения отводов с вводами применяют гибкие связи — компенсаторы, рассмотренные ранее.

Переключающие устройства. Для регулирования напряжения в преобразовательных трансформаторах служат переключающие устройства ПБВ и РПН трехфазные в трансформаторах до 2500 кВ·А, однофазные — в больших мощностях и когда сетевая обмотка соединена в треугольник. Кроме того, на стороне сетевой обмотки дополнительно устанавливают диапазонный переключатель, предназначенный для переключения без нагрузки сетевых обмоток со звезды в треугольник и обратно и для включения их параллельно или последовательно. Эти переключения связаны с изменением режимов токовой нагрузки электроустановки потребителя.

Диапазонный переключатель обычно состоит из двух гетинаксовых плит, установленных параллельно и закрепленных на стальной раме; вала, вращающегося в подшипниках, вмонтированных в плиты; подвижных контактов ламельного вида, закрепленных на валу; гетинаксовых реек, прикрепленных к плитам и несущих на себе неподвижные контакты. Вал посредством зубчатых передач, шарнирных соединений и сальниковых уплотнений выведен через стенку бака трансформатора наружу и соединен с установленным на нем ручным приводом; переключатель закрепляют на верхних ярмовых балках активной части.

Электролизные установки, установки электрометаллургии, электрифицированного железнодорожного транспорта и некоторые другие нуждаются в бесперебойном электроснабжении и, по условиям технологического процесса, в частом и плавном регулировании напряжения. Питающие их трансформаторы с РПН должны производить от 25 до 100 переключений в сутки. По требованию стандарта такие преобразовательные трансформаторы должны иметь переключающие устройства РПН, допускающие 500 000 переключений контактов переключателя (не разрывающих ток) и не менее 80 000 переключений контактов, разрывающих ток (контакторов). Такое жесткое требование не может быть удовлетворено применением реакторных и резисторных переключающих устройств, устанавливаемых в силовых трансформаторах общего назначения, так как их контактная система и механизмы передачи подвержены сравнительно быстрому износу, снижающему их надежность и срок службы. Указанным требованиям, хотя и не полностью, удовлетворяют переключающие устройства марки РНТВ, разрывающие цепь тока контакторами не в масле, а в вакуумных дугогасительных

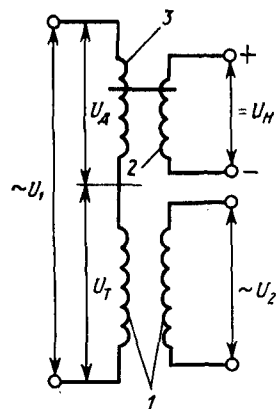


Рис. 137. Принципиальная схема бесконтактного устройства с плавным регулированием напряжения:

1 — обмотки преобразовательного трансформатора, 2 — обмотка подмагничивания постоянным током, 3 — обмотка дросселя

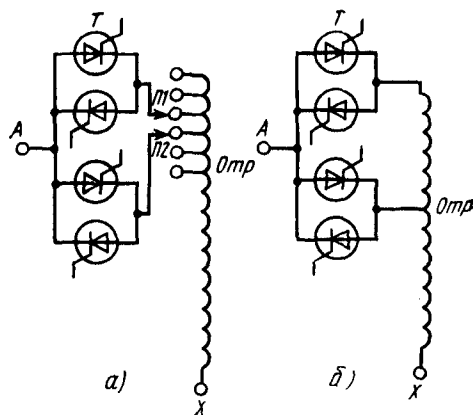


Рис. 138. Принципиальные схемы РПН на тиристорах с плавным регулированием напряжения:

а — плавное бесконтактное регулирование, б — плавно-ступенчатое регулирование с контактными переключателями; Т — тиристор, О_{тр} — обмотка трансформатора, II и II' — переключатели избирателя ступеней

камерах. При их применении отпадает необходимость в частой чистке контактов и замене масла.

Наиболее полно удовлетворяют этим требованиям переключающие устройства с плавным бесконтактным регулированием. Они подразделяются на: бесконтактные с подмагничиванием магнитной системы постоянным током последовательно включенных трансформаторов (основного и вспомогательного); бесконтактные с регулированием дросселем насыщения, включенным последовательно с обмоткой трансформатора; бесконтактные с регулированием дросселями насыщения, включенными в регулировочные ответвления обмотки трансформатора; бесконтактные с плавным регулированием со встречно-параллельным включением тириستоров.

На рис. 137 показана принципиальная схема бесконтактного устройства с плавным регулированием напряжения дросселем насыщения, включенным последовательно с первичной обмоткой трансформатора, и подмагничиванием постоянным током. При подмагничивании или размагничивании дросселя насыщения изменением полярности постоянного тока на концах намагничивающей обмотки изменяется его насыщение — индуктивное сопротивление, следовательно, напряжение дросселя U_d на зажимах его обмотки и соответственно регулируемое напряжение трансформатора.

На рис. 138, а показана принципиальная схема переключающего устройства с плавно-ступенчатым регулированием; она позволяет плавно изменять напряжение в пределах каждой ступени.

В схемах со встречно-параллельным включением тиристоров (рис. 138, б) бесконтактное плавное регулирование напряжения достигается автоматическим управлением работой тиристоров, очередностью и плавным открытием и закрытием их.

Выводы. Для напряжений 35 кВ и ниже в преобразовательных трансформаторах применяют съемные (разборные) вводы с фарфоровым изолятором, при большем напряжении (на стороне ВН) — маслонаполненные.

При токах порядка 5—10 кА устанавливают специальные вводы с фарфоровым изолятором класса напряжения 3 кВ. Для таких же токов и напряжений до 1 кВ на стороне выпрямления применяют шинные и трубчатые вводы.

Вспомогательные устройства. Бак, охладители, выхлопная труба, подъемно-транспортные приспособления, термосифонные фильтры, осушители воздуха, изготавливаемые из стали методом сварки, а также устройства для защиты масла, арматура, контрольные приборы, газовое реле, реле контроля уровня масла, термометрические сигнализаторы и другие вспомогательные средства по конструкции и форме практически ничем не отличаются от применяемых для силовых трансформаторов общего назначения.

Сборка. Большие токовые нагрузки, частые изменения режима нагрузки, короткие замыкания на стороне выпрямления, необходимость плавного регулирования напряжения, характерные при работе преобразовательных трансформаторов, предъявляют особое требование к механической прочности всех сборочных единиц трансформатора, в частности к обмоткам ВН, особенно НН. Поэтому при сборке преобразовательных трансформаторов операциям прессовки обмоток, креплению отводов, переключающих устройств, активной части уравнительного реактора следует уделять особое внимание. Сам технологический процесс сборки преобразовательных трансформаторов во многом сходен с технологией сборки электропечных трансформаторов, это обусловлено тем, что они имеют аналогичные конструкции обмоток вводов ВН и НН, системы охлаждения, вспомогательных устройств.

Основное отличие в технологическом процессе их сборки — установка в баке вместе с активной частью или вынос за его пределы вентилях (диодов, тиристоров); монтаж дополнительно к переключающему устройству РПН диапазонного переключателя и специальных устройств для плавного регулирования напряжения, сборка и монтаж уравнительного реактора.

§ 69. НЕКОТОРЫЕ ДРУГИЕ ВИДЫ СПЕЦИАЛЬНЫХ (НЕ СИЛОВЫХ) ТРАНСФОРМАТОРОВ

Сварочные трансформаторы. Существуют разные по мощности и конструкции виды сварочных трансформаторов. Они предназначены для питания электрической дуги при ручной или машинной сварке, резке или наплавке металлов однофазным переменным током промышленной частоты 50 Гц.

Сварочный трансформатор преобразует электрическую энергию напряжением 220 или 380 В в электрическую энергию напряжением холостого хода 60 В, необходимую для дуговой сварки металла.

Основными конструктивными элементами сварочного трансформатора (рис. 139) являются: магнитная система 2, обмотки ВН 1 и НН 3 и реактор (дрессель), предназначенный для регулирования вторичного тока — тока сварки путем изменения воздушного зазора магнитной цепи. Реактор состоит из неподвижной магнитной системы 4 и ее обмоток 5 и подвижной 6, изменяющей воздушный зазор между ними. При подсоединении, как указано на схеме, проводов от трансформатора и реактора к свариваемой детали 7 и электроду 8 посредством токодержателя 9 между ними возникает дуга, плавящая металл.

В настоящее время сварочные трансформаторы изготавливают в однокорпусном исполнении: обмотки трансформатора и реактора размещены на общей магнитной системе и закрыты кожухом.

Одним из наиболее применяемых трансформаторов для сварки металла является сварочный трансформатор типа

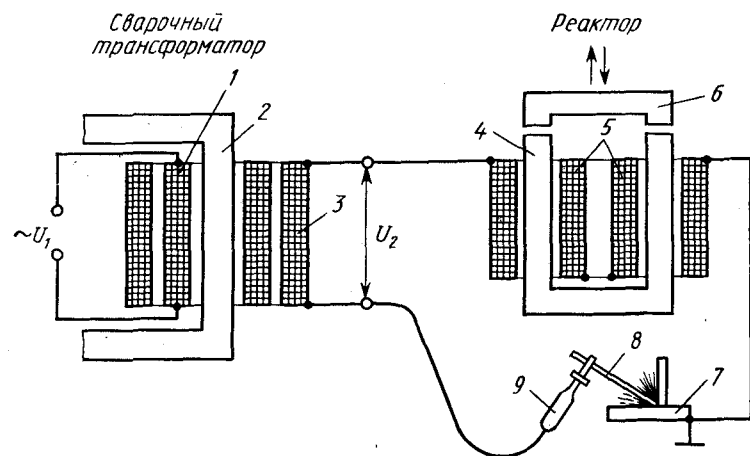


Рис. 139. Принципиальная схема устройства и работы сварочного трансформатора

СТН-500-1. Его технические данные: первичное напряжение 380 и 220 В, вторичное напряжение холостого хода 60 В, номинальный сварочный ток 500 А, с регулированием в пределах 1500—700 А, номинальная мощность на зажимах вторичной цепи 15 кВт, потребляемая из сети 33 кВт·А.

Магнитная система сварочного трансформатора СТН-500-1 собрана из пластин электротехнической стали толщиной 0,5 мм, покрытых лаком, и является общей для обмоток трансформатора и реактора.

Обмотки трансформатора выполнены в виде цилиндрических катушек, каждая из которых состоит из двух слоев первичной обмотки, изготовленной из изолированного алюминиевого провода, и двух наружных слоев вторичной обмотки, изготовленной из неизолированного алюминиевого провода. Катушки насажены на стержни магнитной системы и соединены между собой при напряжении питающей электросети 380 В последовательно, при 220 В — параллельно. Между слоями обмоток и между обмотками проложены деревянные рейки, образующие воздушные каналы. Обмотки трансформатора выполнены с изоляцией класса А и для обеспечения влагостойкости пропитаны лаком и запечены.

Обмотки реактора (индуктивного сопротивления) изготовлены из неизолированного алюминиевого провода с асбестовыми прокладками, пропитанными теплостойким лаком. В верхнем ярме магнитной системы (на участке реакторной обмотки) имеется разъем — воздушный зазор, величина которого регулируется перемещением подвижного пакета, набранного из пластин электротехнической стали.

В подвижный пакет смонтированы гайка и ходовой винт с рукояткой, выведенной наружу кожуха. Ходовой винт перемещается в специальной планке, прикрепленной к рамке, приваренной к остоу трансформатора. Вращением рукоятки зазор в магнитной системе реактора можно увеличивать или уменьшать, тем самым изменять индуктивное сопротивление и, следовательно, сварочный ток.

Для указания значения сварочного тока в конструкции трансформатора предусмотрен механизм, состоящий из токоуказателя, закрепленного на угольниках активной части, и сектора, вращающегося на оси под воздействием рукоятки ходового винта. На секторе закреплена шкала механического токоуказателя, которая отградуирована в амперах и указывает значения сварочного тока при номинальном напряжении подводящей сети и при напряжении 30 В на выводных зажимах вторичной обмотки.

С торцовых сторон трансформатора закреплены пластмассовые доски, одна с зажимами для подвода напряжения к первичной обмотке (220 или 380 В) и другая с зажимами вторичной

обмотки и реактора. Вторые концы вторичной и реакторной обмоток соединены между собой внутри кожуха.

Трансформатор снабжен емкостным фильтром, предназначенным для ослабления помех радиоприему, создаваемых трансформатором при сварке.

Конденсаторы фильтра (два по 0,01 мкФ) смонтированы на задней стороне доски зажимов ВН и подключены к зажимам первичной обмотки трансформатора и к заземленному кожуху. При пробое конденсатора первичная обмотка соединяется с кожухом, что может быть опасным для жизни обслуживающего персонала, поэтому включение трансформатора в сеть без заземления не допускается.

Для перемещения трансформатор имеет четыре колеса и две ручки на кожухе. В боковых стенках кожуха трансформатора находятся отверстия, служащие для естественного охлаждения активной части воздухом. Кожух защищает трансформатор от попадания внутрь атмосферных осадков, благодаря чему трансформатор может работать на открытом воздухе, и от случайных механических повреждений активной части.

Измерительные трансформаторы. В современных электротехнических установках напряжение достигает 750 кВ и выше, а токи измеряются десятками килоампер и более. Для непосредственного их измерения потребовались бы очень громоздкие и дорогостоящие электроизмерительные приборы. В отдельных случаях такие измерения были бы совсем невозможны. Кроме того, при обслуживании приборов, непосредственно подключенных к сети высокого напряжения, обслуживающий персонал подвергался бы большой опасности поражения током. Применение измерительных трансформаторов расширяет пределы измерения обычных электроизмерительных приборов и одновременно изолирует их от цепей высокого напряжения.

Измерительные трансформаторы применяют для подключения к амперметрам, вольтметрам, ваттметрам, приборам релейной защиты и электроавтоматики, счетчикам для учета выработки и расхода электрической энергии. От их работы зависит точность учета электрической энергии и измерения электрических параметров, правильность и надежность действия релейной защиты при повреждениях электрического оборудования и линий электропередачи.

Трансформаторы тока, как и все другие трансформаторы, имеют магнитную систему, первичную и вторичную обмотки. Они преобразуют ток большого значения в ток, который удобно измерять обычным амперметром. Как правило, их изготавливают с таким коэффициентом трансформации, чтобы номинальное значение силы тока вторичной обмотки (сторона прибора) соответствовало стандарту.

Первичная обмотка трансформатора тока включается в сеть последовательно, поэтому для уменьшения потерь энергии и напряжения сечение проводов первичной обмотки выбирают большим, а число витков — один или несколько. Число витков вторичной обмотки всегда больше числа витков первичной. Сечение обмоточных проводов вторичной обмотки сравнительно небольшое. Ее концы непосредственно подключают к амперметру или токовым цепям других приборов. Зная вторичный ток и коэффициент трансформации трансформатора тока, определяют первичный ток. На рис. 140 показана схема включения в сеть трансформатора тока ТТ с подключением к нему амперметра.

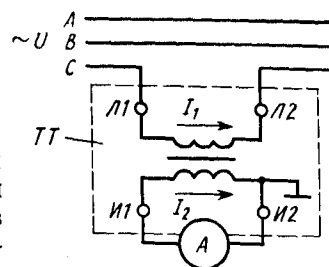


Рис. 140. Схема включения в сеть трансформатора тока ТТ

Трансформаторы тока по конструктивным признакам разделяют на звеньевые (или восьмерочные), в которых первичная обмотка имеет форму кольца, продетого через окно магнитной системы; шинные (или стержневые) — первичной обмоткой служит стержень (или шина); петлевые — первичная обмотка имеет форму вытянутой петли; катушечные — первичная обмотка изготовлена в виде катушки.

Первичные обмотки трансформаторов тока могут быть одно- или многовитковыми. При одновитковой обмотке витком служит провод, стержень или шина, проходящая через окно магнитной системы; таким образом создается контур, замкнутый через цепь нагрузки. Примерами такого устройства могут служить встроенные трансформаторы тока, применяемые в силовых трансформаторах и масляных выключателях.

Вторичные обмотки трансформаторов тока охватывают магнитную систему и образуют контур через цепи вторичной нагрузки (приборы электрических измерений, релейной защиты, сигнализации и т. д.). Вторичные обмотки часто изготавливают с ответвлениями; начала, концы и ответвления обмотки подключены к зажимам щитка. Первичные обмотки имеют зажимы для включения витков параллельно или последовательно. Такое устройство обмоток позволяет использовать трансформатор тока на разные номинальные вторичные токи.

Трансформаторы тока изготавливают на стандартные номинальные токи 1; 5 и 10 А, различные классы напряжения и точности. Они имеют весьма разнообразное конструктивное исполнение в зависимости от назначения, рода установки, вида изоляции, номинальных напряжений, тока.

По виду изоляции трансформаторы тока делятся на сухие и бумажно-масляные. В обозначения типов трансформаторов то-

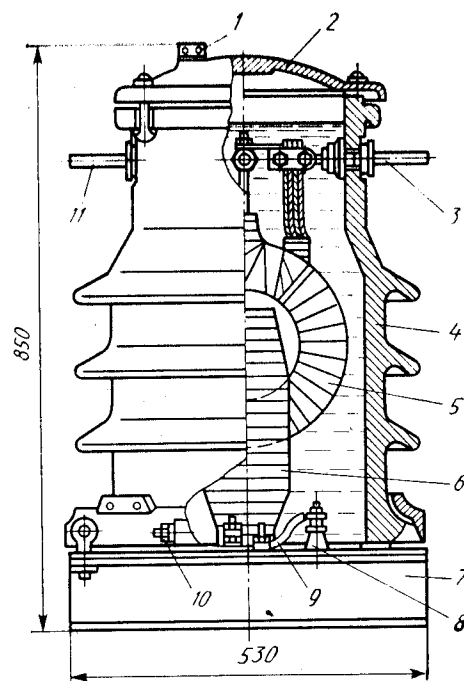


Рис. 141. Трансформатор тока ТФН35М на 15—1000 А (звеньевой)

ка введены буквы и цифры: Т—трансформатор тока; П—проходной; О—одновитковый или опорный; Ш—шинный; К—катушечный; Ф—фарфоровый корпус; Н—наружной установки; В—воздушной изоляции; М—модернизированный; цифры указывают номинальное напряжение. Концы обмоток обозначаются так: Л (линия) — вводы первичной обмотки, И (измерение) — зажимы вторичной обмотки. Начала и концы указывают цифровыми индексами: 1—начало, 2—конец. Начала первичной и вторичной обмоток обозначают соответственно L_1 и I_1 , их концы — L_2 и I_2 . Например, тип ТФН35М на номинальные токи 15—1000 А расшифровывается так: трансформатор тока; в фарфоровом корпусе; наружной установки; номинальное напряжение 35 кВ; модернизированный. В этом обозначении нет буквы В, это указывает на то, что трансформатор тока имеет бумажно-масляную изоляцию. Устройство такого трансформатора тока показано на рис. 141.

Фарфоровый корпус 4, прикрепленный на уплотняющей резиновой прокладке к металлическому цоколю 7, заполнен трансформаторным маслом и закрыт сверху крышкой 2 с клапаном и пробкой 1 для сообщения с атмосферой.

Трансформатор тока полностью не заполняется маслом; верхняя его часть выполняет функции расширителя. Начало и конец первичной обмотки 5 подсоединены к зажимам вводов 3 и 11; соответственно начало 9 и конец 10 вторичной обмотки 6 подключены к вводам 8.

Трансформатор тока снабжен указателем уровня масла, болтом для заземления, рымами для подъема, вентилем для слива масла (на рис. 141 они не показаны). Первичная и вторичная обмотки кроме витковой имеют бумажно-масляную изоляцию из лент кабельной бумаги. Первичная охватывает магнитную систему с расположенной на ней вторичной обмоткой.

ка введены буквы и цифры: Т—трансформатор тока; П—проходной; О—одновитковый или опорный; Ш—шинный; К—катушечный; Ф—фарфоровый корпус; Н—наружной установки; В—воздушной изоляции; М—модернизированный; цифры указывают номинальное напряжение. Концы обмоток обозначаются так: Л (линия) — вводы первичной обмотки, И (измерение) — зажимы вторичной обмотки. Начала и концы указывают цифровыми индексами: 1—начало, 2—конец. Начала первичной и вторичной обмоток обозначают соответственно L_1 и I_1 , их концы — L_2 и I_2 . Например, тип ТФН35М на номинальные токи 15—1000 А расшифровывается так: трансформатор тока; в фарфоровом корпусе; наружной установки; номинальное напряжение 35 кВ; модернизированный. В этом обозначении нет буквы В, это указывает на то, что трансформатор тока имеет бумажно-масляную изоляцию. Устройство такого трансформатора тока показано на рис. 141.

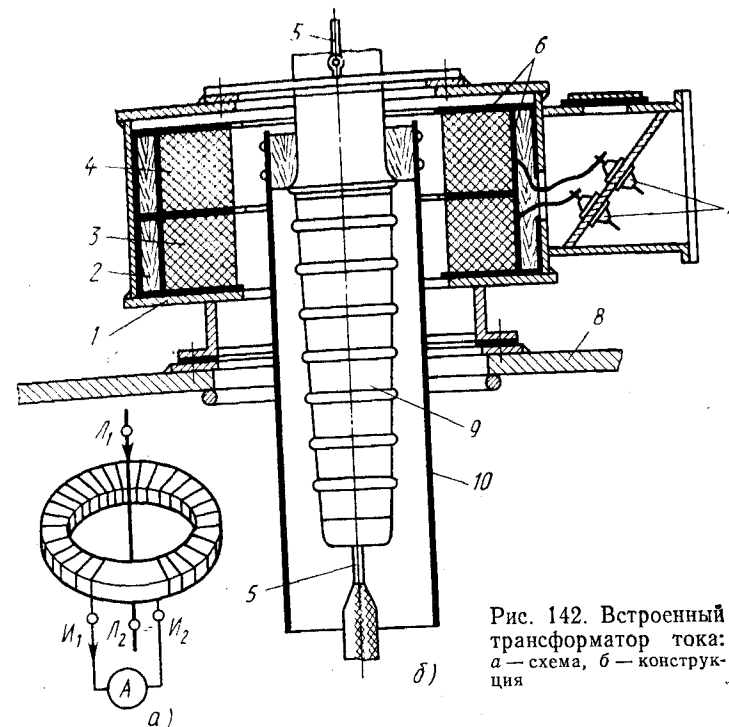


Рис. 142. Встроенный трансформатор тока: а — схема, б — конструкция

Магнитная система имеет форму кольца, плотно намотанного лентой из электротехнической стали; она изолирована электрокартоном. Для обмоток трансформаторов тока применяют прямоугольные и круглые провода ПБ, ПЭЛ и др.

Механическая прочность обмоток создается монолитностью самой конструкции. Для защиты от влаги и дополнительной механической прочности обмотки бандажируют тафтяной лентой, пропитывают лаком ГФ-95 или МЛ-92 и запекают. Внутри фарфорового изолятора (корпуса) магнитная система вместе с вторичной обмоткой опирается на металлическую подставку, установленную на плите цоколя. Первичная обмотка крепится к стальной подвеске.

На рис. 142 показаны трансформаторы тока 3 и 4, встроенные в переходный фланец 1 ввода напряжением 110 кВ, установленного на крышке 8 силового трансформатора. Начала и концы вторичных обмоток подключены к зажимам вводов 7, расположенных на щитке фланца. Первичной обмоткой служит отвод 5, проходящий внутри маслonaполненного ввода 9, защищенного от металлических частей бумажно-бакелитовым цилиндром 10. Вторичные обмотки трансформатора тока друг от

друга и от заземленного фланца изолированы электрокартоном 6. Механическая прочность вторичных обмоток достигается расклипкой их планками 2 из бука.

Трансформаторы тока более высоких напряжений, как и трансформаторы напряжения, имеют каскадную (ступенчатую) конструкцию, состоящую из нескольких трансформаторов, заключенных в фарфоровый корпус и соединенных в каскадную схему. В обозначение типов таких трансформаторов входит буква К. Трансформаторы тока изготовляют с классами точности 0,2; 0,5; 1; 3, указывающими предельно допустимую погрешность в процентах.

Трансформаторы напряжения по числу фаз делят на однофазные и трехфазные; по числу обмоток — на двухобмоточные и трехобмоточные; по способу охлаждения — на масляные и сухие; по роду установки — для наружной и внутри помещения.

Однофазные трансформаторы напряжения на 6—10 кВ для внутренней установки выпускают в основном с литой изоляцией. Обмотки или вся активная часть у таких трансформаторов залиты эпоксидной смолой. Они более надежны в работе, практически не требуют ухода, имеют меньшую массу и габаритные размеры.

Трансформаторы напряжения на 6—10 кВ и выше для наружной установки изготовляют с масляным заполнением. Их активную часть помещают в металлический бак или фарфоровый корпус, заполненный трансформаторным маслом.

Трансформаторы напряжения отличаются малой мощностью и большим коэффициентом трансформации; их изготовляют только как понижающие с классами точности 0,2; 0,5; 1 и 3, указывающими предельно допустимую погрешность в процентах, которую вносит трансформатор в номинальное значение коэффициента трансформации. На рис. 143 показана схема включения в сеть трансформатора напряжения ТН с подключенным к нему вольтметром.

Трансформаторы напряжения выпускают с номинальными напряжениями обмоток ВН, соответствующими стандартным напряжениям электрических сетей 0,38; 0,66; 3; 6; 10; 20; 35; 110 кВ и т. д., а номинальные напряжения обмоток НН 100; 100/ $\sqrt{3}$ или 100/3 В. Схемы соединения обмоток трансформаторов напряжения определены стандартом и должны соответствовать нулевой группе соединения.

Обозначения типов сухих и масляных трансформаторов напряжения состоят из букв и цифр: например, НОС-0,5; НОМ-35-66; ЗНОМ-35-65; НТМИ-10; НКФ-110-58 (Н — напряжение, О — однофазный, Т — трехфазный, М — масляный, К — каскадный или с компенсационной обмоткой, 3 — с заземлен-

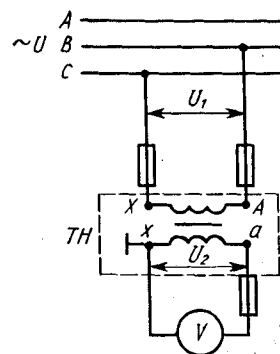


Рис. 143. Схема включения в сеть трансформатора напряжения ТН

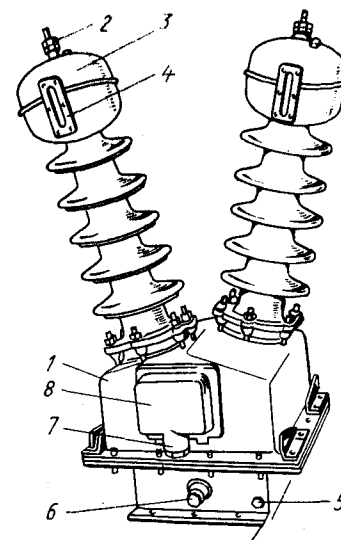


Рис. 144. Трансформатор напряжения НОМ-35

ным вводом ВН, И — с обмоткой для контроля изоляции, Ф — в фарфоровом корпусе); цифра после букв обозначает класс напряжения. На щитках трансформатора дробью указывают: в числителе — типовую мощность, кВ·А, в знаменателе — номинальное напряжение, кВ.

Трансформаторы напряжения состоят из тех же конструктивных элементов, что и силовые. Магнитную систему выполняют из холоднокатаной рулонной электротехнической стали толщиной 0,35 и 0,28 мм. В трансформаторах напряжения применяют многослойные цилиндрические и катушечные обмотки без ответвлений для регулирования. В зависимости от числа фаз и количества обмоток применяют двух- и трехстержневые, броневые и бронестержневые, шихтованные магнитные системы бесшпильной конструкции. Сечение стержней делают ступенчатым, ярм — прямоугольным.

Для намотки обмоток используют круглые медные провода марок ПЭЛ, ПЭЛШКО, ПЭЛЮ с диаметром проволоки 0,2—1,45 мм и ПБ — Ø 1,3 мм и более. По условиям механической прочности провода диаметром менее 0,2 мм для обмоток ВН не применяют.

Для защиты трансформатора от импульсных перенапряжений, возникающих при атмосферных разрядах, в обмотках ВН устанавливают электростатический экран, изготовленный из

тонкой листовой латуни (или фольги). К экрану припаивают гибкий провод и подсоединяют его к концу обмотки ВН.

На рис. 144 показан однофазный трансформатор напряжения НОМ-35. Корпус (кожух) 1 трансформатора с помещенной в него активной частью залит трансформаторным маслом, концы вторичной обмотки выведены к щитку, закрытому крышкой 8 со штуцером 7 для подключения проводов к измерительным приборам; к зажимам 2 на расширителе 3 ввода подключают провода от сети ВН. Через отверстие с пробкой 6 сливают масло в случае его замены; болт 5 предназначен для присоединения заземляющего провода. Контроль за уровнем масла в трансформаторе ведут по маслоуказателю 4.

Контрольные вопросы

1. Для чего предназначены электропечные и преобразовательные трансформаторы и что характерно для режимов их работы?
2. В чем состоят особенности схем и конструкции обмоток печных и преобразовательных трансформаторов по сравнению с обмотками силовых трансформаторов общего назначения?
3. Чем отличаются вводы НН электропечных и преобразовательных трансформаторов от вводов НН силовых трансформаторов общего назначения?
4. Какова особенность технологии сборки электропечных и преобразовательных трансформаторов?

ГЛАВА XI

ИСПЫТАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

§ 70. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Для контроля качества, соответствия ГОСТу, расчетным данным и ТУ каждый выпускаемый с завода трансформатор подвергают приемосдаточным испытаниям, которые производят при полностью собранном трансформаторе. После испытаний при получении положительных результатов трансформатор отгружают потребителю (заказчику).

Для предупреждения брака в собранном трансформаторе основные его части — осто́в, обмотки, переключающее устройство, вводы и некоторые другие — испытывают до поступления на сборку. Кроме того, электрические испытания производят при выполнении отдельных технологических операций в процессе первой и второй сборки активной части, термовакуумной обработки и пропитки маслом. Испытания основных и активной частей трансформатора называют *операционными*.

Приемосдаточные и операционные испытания включают также различные измерения, которые необходимы для определения параметров и их сравнения с указанными в нормативных

и расчетных документах. Нормы, методы и программа приемосдаточных и операционных испытаний определены ГОСТами и заводскими инструкциями.

Испытанием занимаются работники отдела технического контроля (ОТК) завода и госприемки. Эти службы располагают необходимыми испытательными оборудованием, измерительной аппаратурой и приборами. Результаты всех испытаний и измерений на каждый трансформатор оформляются протоколом испытаний.

§ 71. ИСПЫТАНИЕ ОСНОВНЫХ ЧАСТЕЙ

Испытание осто́ва. Остов испытывают в собранном состоянии, при этом проверяют качество изоляции частей, крепящих магнитную систему (яровых балок, полубандажей и других стягивающих деталей), и изоляцию пластин электротехнической стали.

В остовах трансформаторов I и II габаритов сопротивление изоляции измеряют мегаомметром на напряжение 2500 В (вместо испытания приложенным напряжением), а в трансформаторах IV габарита и выше проверяют качество изоляции пластин магнитной системы, измеряют электрическое сопротивление постоянному току всей магнитной системы и отдельных пакетов до и после насадки обмоток на стержни.

Обмотки до поступления на сборку после сушки, окончательной отделки и прессовки проверяют на отсутствие замыканий между параллельными проводами, слоями и витками, а также обрывов, при этом измеряют электрическое сопротивление постоянному току обмоток на всех регулировочных ответвлениях.

Отсутствие замыканий между параллельными проводами проверяют мегаомметром (рис. 145, а). Для проверки обмоток на отсутствие замыканий между проводами (рис. 145, б) зачищают их концы и разводят в стороны так, чтобы между ни-

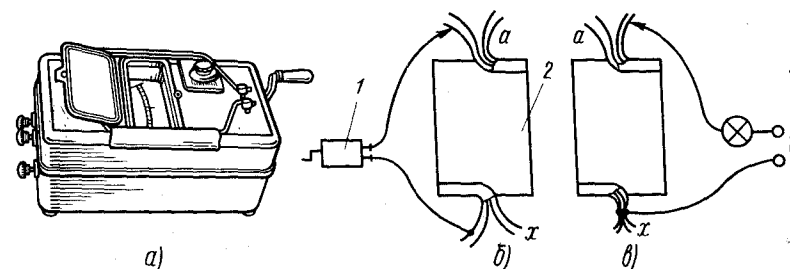


Рис. 145. Испытание обмоток:

а — мегаомметром, б — на отсутствие замыкания между проводами, в — на отсутствие обрыва проводов; 1 — мегаомметр, 2 — обмотка

ми не было касаний и замыканий в местах выхода из обмотки. Затем один из зажимов мегаомметра соединяют с одним из параллельных проводов любого, например, конца x обмотки; вращая рукоятку мегаомметра (или включив в работу электронный мегаомметр), поочередно касаются наконечником, соединенным с другим зажимом мегаомметра, концов параллельных проводов конца a обмотки. При отсутствии замыкания испытываемого провода на другие параллельные провода мегаомметр должен показать «нуль» только один раз, когда его наконечники коснутся начала и конца данного параллельного провода, в остальных случаях он должен показать наличие изоляции.

Затем исключают проверенный провод из схемы и подключают проводник мегаомметра к концу x следующего параллельного провода. Включают мегаомметр в работу и поочередным касанием наконечником обходят оставшиеся концы параллельных проводов. При получении аналогичных результатов исключают из проверки второй испытываемый провод и переходят к испытанию следующего. Поочередным исключением проводов и обходами мегаомметром проверяют все параллельные провода. Если при обходе параллельных проводов мегаомметр в отдельных случаях покажет нулевое или близкое к нему значение, то находят одним из существующих способов место повреждения изоляции, устраняют дефект и еще раз производят испытание.

Обмотки с витковой изоляцией толщиной 0,55 мм и более испытывают мегаомметром на 2500 В, с меньшей толщиной — мегаомметром на 1000 В.

Проверку обмоток на отсутствие обрыва параллельных проводов производят после испытания на отсутствие замыканий между ними. Разводят параллельные провода, например начала обмотки (рис. 145, *в*), так, чтобы между ними не было замыканий, а провода конца обмотки соединяют в пучок, обеспечивая надежный контакт. Подают на обмотку через последовательно включенную лампу накаливания напряжение 12—36 В, при этом один провод подсоединяют к пучку жестко, а вторым, поочередно касаясь, обходят свободные концы проводов. Горение лампы при каждом касании указывает на отсутствие обрыва в проводах; если лампа не загорается, определяют место обрыва и устраняют дефект.

Проверку обмоток на отсутствие замыканий между витками производят специальными индукционными искателями.

Измерением электрических сопротивлений обмоток постоянному току проверяют качество паяк, равенство длин параллельных проводов, соответствие сопротивлений обмотки расчетным значениям.

Переключающие устройства испытывают на электрическую

прочность изоляции токопроводящих частей; измеряют силу контактного нажатия и переходное электрическое сопротивление контактов.

В испытаниях переключающих устройств РПН дополнительно входят: снятие круговой диаграммы; измерение сопротивлений, токоограничивающих резистор; испытание реактора, контактора и приводного устройства.

Измерение сопротивления изоляции обмоток. Сопротивление изоляции — основная характеристика качества изоляции трансформаторов. Его измеряют в процессе сушки активной части, при операционных и приемо-сдаточных испытаниях, до испытания приложенным (повышенным) напряжением и в конце всех испытаний и измерений. Сопротивление изоляции обмоток измеряют мегаомметром на напряжение 1000 В в трансформаторах до 35 кВ мощностью до 16 МВ·А, на напряжение 2500 В с пределами измерения от 0 до 10 000 МОм — во всех остальных.

Сопротивление изоляции измеряют между соединенными одна с другой обмотками и заземленным баком (землей), а также каждой из них относительно бака при заземленной свободной обмотке. Например, для двухобмоточного трансформатора производят три измерения: между обмоткой ВН и баком при заземленной обмотке НН; обмоткой НН и баком при заземленной обмотке ВН; соединенными одна с другой обмотками ВН и НН и баком. Схему измерения сокращенно записывают так: ВН — бак, НН; НН — бак, ВН; ВН+НН — бак. Если трансформатор трехобмоточный, делают пять измерений и схему измерений записывают так: ВН — бак, СН, НН; СН — бак, ВН, НН; НН — бак, ВН, СН; ВН+СН — бак, НН; ВН+СН+НН — бак. На рис. 146 показана схема измерения сопротивления изоляции обмоток ВН трехфазного двухобмоточного трансформатора.

Сопротивление изоляции зависит от температуры, поэтому при испытании измеряют температуру изоляции. В масляных трансформаторах за температуру изоляции условно принимают температуру масла под крышкой, в сухих трансформаторах — температуру окружающего воздуха. В масляных трансформаторах до 35 кВ включительно сопротивление изоляции обмоток при 10°C составляет 800—600 МОм, при 70°C — 60—40 МОм, в трансформаторах 110 кВ — соответственно 1200—1000 и 120—80 МОм.

Абсолютные значения сопротивления изоляции не всегда определяют степень увлажнения трансформатора, поэтому дополнительной характеристикой служит коэффициент абсорбции $K_{абс}$, который представляет собой отношение значения сопротивления изоляции, измеренного на 60 с (делая отсчет от начала вращения рукоятки мегаомметра) к сопротивлению, измеренно-

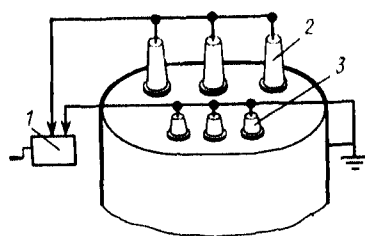


Рис. 146. Схема измерения сопротивления изоляции обмоток ВН трансформатора:

1 — мегаомметр, 2 — вводы обмоток ВН, 3 — вводы обмоток НН

нения мегаомметра с вводами; соблюдают правила электробезопасности. Обмотки обладают значительной электрической емкостью, поэтому можно касаться руками токоведущих частей только после снятия с них электрического заряда путем соединения вводов с заземленным баком.

Определение коэффициента трансформации. При изготовлении и сборке схемы соединения обмоток трансформатора проверяют: число витков регулировочной и основной части обмотки, правильность их соединения и др. Чтобы убедиться в отсутствии дефектов, определяют коэффициент трансформации, для чего на вводы обмотки НН трансформатора подают напряжение переменного тока обычно 100—400 В, измеряют напряжение на сторонах ВН и НН и определяют его как частное: $k = U_{\text{ВН}}/U_{\text{НН}}$; отклонение в пределах допуска указывает на отсутствие ошибок.

Определение группы соединения обмоток. Правильность направления намотки обмоток, соединения их в схемы, а также подсоединения отводов обмоток к вводам контролируют проверкой группы соединения обмоток трансформатора.

Группу соединения обмоток определяют методом двух вольтметров, постоянного тока или фазометром.

Определение потерь и напряжения короткого замыкания. Потери мощности (нагрузочные потери) и напряжение короткого замыкания определяют для сравнения их с расчетными значениями и одновременно для проверки правильности выполнения обмоток, качества паяк и контактов в подсоединениях отводов к вводам и переключающим устройствам. Для этих целей проводят опыт короткого замыкания: вводы обмоток НН замыкают медной перемычкой, а на вводы ВН подают такое напряжение, чтобы в обмотках установился номинальный ток, т. е. напряжение короткого замыкания U_k . С помощью ваттметров, вольтметров и амперметров определяют искомые параметры.

му на 15 с: $K_{\text{нбс}} = R_{60}/R_{15}$. Для неувлажненных масляных силовых трансформаторов $K_{\text{нбс}}$ при 10—30°C должен быть не ниже 1,3.

При изменении сопротивления изоляции испытываемого трансформатора тщательно протирают вводы, вывертывают пробивной предохранитель (если он установлен) на время испытаний (иначе он будет пробиваться и искажать измеряемые сопротивления); используют провода с хорошей изоляцией, наконечниками и зажимами для соединения

§ 72. ПРИЕМО-СДАТОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ

Общие сведения. Приемосдаточные испытания — заключительная стадия проверки качества изготовления трансформатора. Их проводят при полностью собранном трансформаторе, залитом сухим трансформаторным маслом и проверенным на плотность (герметичность) избыточным давлением масла.

Объем приемосдаточных испытаний включает следующие виды электрических испытаний и измерений: испытание трансформаторного масла; измерение сопротивления изоляции обмоток; определение коэффициента трансформации; определение группы соединения обмоток; испытание изоляции приложенным напряжением; определение потерь и напряжения короткого замыкания; испытание изоляции индуктированным напряжением; измерение тока и потерь холостого хода; измерение электрического сопротивления обмоток постоянному току; измерение других изоляционных характеристик.

Испытание трансформаторного масла. Трансформаторное масло (совтол) испытывают на электрическую прочность (пробой) и подвергают химическому анализу. В трансформаторах мощностью 10 МВ·А и более напряжением 35 кВ и во всех трансформаторах 110 кВ и более масло проверяют также на диэлектрические потери ($\text{tg } \delta$): при 20°C диэлектрические потери свежего сухого масла должны быть не более 0,2%, при 70°C — 1,5—2,0%.

Масло трансформаторов с азотной и пленочной защитой проверяют на влаго- и газосодержание, при этом влагосодержание по объему должно быть не более 0,001%, газосодержание — 0,1%, а для трансформаторов, оборудованных воздухоосушителем, влагосодержание должно быть не более 0,002%.

Испытание трансформаторного масла на пробой проводят в маслопробойном аппарате. Отбирают в чистую сухую стеклянную посуду емкостью не менее 0,5 л пробу масла из нижнего или специально предусмотренного крана в баке трансформатора, затем заливают его в измерительную ячейку маслопробойного аппарата. Для удаления из масла воздушных включений ему перед пробоем дают отстояться в ячейке в течение 20 мин, а потом плавно повышают напряжение на электродах ячейки до пробоя. Одновременно наблюдают за стрелкой киловольтметра и замечают напряжение, при котором произошел пробой. Всего делают шесть пробоев с интервалом 10 мин. Первый пробой не учитывают. Среднее арифметическое пробивное напряжения пяти пробоев принимают за пробивное напряжение масла, которое должно соответствовать нормам, установленным в зависимости от номинального напряжения обмоток ВН трансформатора и вида масла. Так, пробивное напряжение свежего сухого масла после заливки в трансформатор с номинальным

напряжением до 15 кВ должно быть не менее 25 кВ, от 15 до 35 кВ включительно — не менее 30 кВ, от 60 до 220 кВ — 40 кВ.

Химический анализ масла делают для проверки соответствия его характеристик стандартным. По изменению той или иной характеристики масла судят о техническом состоянии трансформатора. Например, повышение кислотного числа, окисление или снижение температуры вспышки паров масла указывает на его разложение в результате местного перегрева внутри трансформатора.

Измерение тока и потерь холостого хода. Измерением тока и потерь мощности при холостом ходе проверяют качество изготовления магнитной системы и крепящих ее деталей; выявляют допущенные при сборке дефекты, а также определяют некоторые характеристики трансформатора (намагничивающий ток, его активную и реактивную составляющие и др.). Ток холостого хода, превышающий расчетный, указывает на возможно увеличенные размеры в пластинах стыков или их недоукомплектовку при сборке магнитной системы.

Увеличение потерь холостого хода против расчетного значения возможно при замыкании между пластинами от забоев и заусенцев, полученных в результате небрежной сборки, а также низком качестве изоляции пластин или их недоукомплектовке.

Для определения тока и потерь холостого хода проводят опыт холостого хода. В зависимости от мощности, напряжения и числа фаз трансформатора существуют различные схемы, применяемые при его проведении, но обычно подают на вводы обмоток НН номинальное напряжение переменного тока 50 Гц и при разомкнутой стороне ВН (если трехобмоточный трансформатор, то при разомкнутых обмотках СН и ВН) измеряют мощность, потребляемую трансформатором, и токи.

Полученные при измерении токи и потери холостого хода сравнивают с нормами; если отклонения в пределах допусков, трансформатор годен к работе, в противном случае находят причину, устраняют ее и еще раз проводят опыт холостого хода.

Измерение электрического сопротивления обмоток постоянному току. Качество пайки отводов и обмоток, а также контактов в местах подсоединения отводов к вводам и переключающим устройствам и контактной системы устройств ПБВ и РПН проверяют измерением электрических сопротивлений обмоток постоянному току.

При проверке измеряют линейное сопротивление, а при наличии нейтрального вывода для контроля качества пайки и присоединения нейтрального отвода к вводу — одно из фазных сопротивлений (линейный ввод — ввод нейтрали). Сопротивление измеряют на всех ступенях напряжения каждой фазы, при этом расхождение измеренных сопротивлений не должно превышать $\pm 2\%$. Измерение производят методом падения напря-

жения (амперметра — вольтметра) или специальным прибором — мостом.

Испытание изоляции индуктированным напряжением. Электрическую прочность изоляции между витками, слоями, катушками, секциями и фазами проверяют индуктированным напряжением. Подают на одну из обмоток (обычно НН) напряжение переменного тока, а другую (ВН) оставляют свободной (разомкнутой). Плавно повышают напряжение от нуля до испытательного и выдерживают в течение времени, зависящего от его частоты, а затем плавно снижают до нуля. За испытательное принимают напряжение, равное двойному номинальному при частоте 100—400 Гц. При частоте до 100 Гц время испытания — 1 мин, при частоте выше 100 Гц — меньше.

Если в процессе испытания и наблюдений толчки, потрескивания и выделение газа отсутствуют, а напряжения фаз симметричны, то трансформатор считается выдержавшим испытание.

Испытание изоляции приложенным напряжением. Электрическую прочность изоляции между обмотками разных напряжений (ВН, СН, НН) и каждой из них относительно заземленных частей трансформатора определяют приложенным напряжением. Это испытание, называемое часто испытанием главной изоляции трансформатора, состоит в том, что от постороннего источника переменного тока через специальный испытательный трансформатор подают напряжение на испытываемую обмотку трансформатора, при этом один провод от испытательного трансформатора подключают к соединенным между собой вводам испытываемой обмотки, а другой соединяют с заземленным баком. Вводы другой обмотки испытываемого трансформатора соединяют между собой и заземляют вместе с корпусом. Напряжение плавно повышают от нуля до испытательного. Если в течение 1 мин с момента подачи испытательного напряжения увеличения тока и снижения напряжения нет и внутри трансформатора не наблюдается разрядов (потрескиваний), то плавно снижают напряжение до нуля и считают, что проверяемые обмотки испытание выдержали. В таком же порядке испытывают остальные обмотки. После испытания индуктированным, а также приложенным напряжением обязательно повторяют измерение сопротивления изоляции мегаомметром, убеждаясь в том, что при испытаниях качество изоляции не нарушилось.

Измерение других изоляционных характеристик. При измерении сопротивления изоляции обмоток, электрической прочности масла и в других случаях может возникнуть сомнение в отношении увлажнения изоляции трансформатора, в этом случае для мощных трансформаторов определяют дополнительные изо-

ляционные характеристики ($\operatorname{tg} \delta$ — диэлектрические потери в изоляции; C_2/C_{50} — отношение емкостей при частоте 2 и 50 Гц) и сравнивают их с нормами.

Контрольные вопросы

1. Какие виды испытаний вы знаете?
2. Как определить отсутствие замыканий и обрывов проводов обмоток?
3. Чем и как измеряют сопротивление изоляции обмоток?
4. Для чего при испытании трансформатора измеряют сопротивление обмоток постоянному току?

ГЛАВА XII

РАЗБОРКА, ОТДЕЛКА И МОНТАЖ ТРАНСФОРМАТОРОВ. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

§ 73. ДЕМОНТАЖ

Трансформаторы отправляют с завода к месту установки железнодорожным транспортом. Во избежание повреждения наружных устройств при погрузочно-разгрузочных работах и доставке на фундамент их частично или полностью демонтируют на заводе, т. е. раскрепляют, снимают с трансформатора и транспортируют отдельно. В полностью собранном виде отгружают с завода только трансформаторы небольших габаритов и массы мощностью до 1600 кВ·А и напряжением до 35 кВ.

Для трансформаторов больших размеров и массы основной причиной отдельной перевозки комплектующих устройств являются железнодорожные ограничения по габариту и массе. Железнодорожный габарит СССР позволяет перевозить грузы, высота которых вместе с платформой не превышает 5300 мм (от головки рельса), а ширина не более 3250 мм на высоте 4000 и 1240 мм на высоте 5300 мм, поэтому перед отгрузкой демонтируют те части трансформатора, которые выступают за очертания железнодорожного габарита.

Допускается перевозка на железнодорожных платформах грузов до 60 т, поэтому в крупных трансформаторах кроме разборки отдельных устройств сливают частично или полностью масло и принимают меры по защите изоляции от увлажнения во время транспортировки и ожидания монтажа: герметизируют, заполняют сухим азотом при избыточном давлении 15—50 кПа, подключают специальное устройство для непрерывной подпитки бака азотом. Трансформаторы предельных габаритов и напряжений перевозят на специальных железнодорожных транспортерах.

Демонтаж устройств, отправляемых отдельно, производят

после проверки плотности, приемо-сдаточных испытаний трансформатора и получения на него от испытательной станции технической документации.

Так как для проведения приемо-сдаточных испытаний трансформатора не требуется установка всех его наружных устройств (система охлаждения вместе с радиаторами-охлаждителями, термосифонные фильтры, транспортные катки-каретки, термосигнализаторы, кабели цепей защиты, сигнализации и управления и некоторые другие части, комплектующие и отгружаемые отдельно), то объем демонтажных работ ограничивается частичной или полной разборкой только тех устройств, которые необходимы для проведения испытаний. Перечень демонтируемых частей определяется также способом транспортировки трансформатора и указывается в ведомости демонтажа и комплектовки.

Трансформаторы мощностью 1600—6300 кВ·А с системой охлаждения М отгружают с установленным расширителем, но демонтируют газовое реле. После испытаний и сверки заводского номера трансформатора с указанным в документах его перемещают мостовым краном на демонтажную площадку, где протирают наружную поверхность и осматривают. Если замечаний нет, закрывают кран, установленный между патрубком расширителя и газовым реле, сливают масло из бака через нижний кран до уровня крышки, отворачивают болты крепления реле и снимают его. На место реле устанавливают (на время транспортировки) на резиновых прокладках патрубок. Вывинчивают из вводов винты для выпуска воздуха и открывают кран, сообщающий расширитель с баком; по мере просачивания масла винты заворачивают, уплотняя их асбестовым шнуром, предварительно пропитанным бакелитовым лаком.

Проверяют уровень масла в расширителе по маслоуказателю и при необходимости доливают или сливают его до нормального уровня. Далее подтягивают гайки болтовых креплений заглушек на патрубках радиаторов, термосифонных фильтров и других устройств, предназначенных для установки комплектующих частей на месте монтажа трансформатора; устанавливают заглушку с прокладкой на кран (вентиль) бака.

Трансформаторы мощностью 10 000 кВ·А и более, перевозимые без расширителя, разбирают в той же последовательности, что и с расширителем, но масло сливают из расширителя полностью, а в баке — до уровня 100—150 мм ниже крышки. Затем демонтируют выхлопную трубу и вводы в технологической последовательности, обратной их установке. Вводы 110 кВ и более обязательно снимают с трансформаторов, а напряжением 6—35 кВ в трансформаторах III и IV габаритов обычно не демонтируют, а закрывают на время транспортировки защитными кожухами.

Концы отводов, отсоединенные от вводов, укладывают и крепят в баке, привязывая их к деревянным деталям песущей конструкции. Если для крепления активной части предусмотрены выходящие наружу бака распорные винты, их поочередно равномерно до отказа завинчивают, затягивают контргайками и закрывают колпаками на резиновых прокладках. Отверстия от демонтированных устройств и самих устройств надежно закрывают глухими фланцами на прокладках, предохраняющими от попадания в них влаги и загрязнений. Пространство между крышкой и поверхностью масла заполняют сухим азотом или воздухом.

При перевозке трансформатора с полностью слитым маслом перед его заполнением газом герметизируют бак и испытывают на плотность избыточным давлением не менее 25 кПа.

Сборщик, выполняющий разборку, должен быть очень внимательным и осторожным. Перед началом работы он должен убедиться в отсутствии металлических пуговиц на его спецодежде, металлических и других предметов в карманах; соблюдать особую осторожность при работе в баке и на крышке с открытым люком. При отсоединении отводов необходимо привязывать гаечный ключ к руке киперной лентой; вести строгий учет гаек, болтов и шайб и сверять их комплектность. Обнаружив хотя бы одну недостаточную деталь (гайку, шайбу), следует отыскать ее, при необходимости слив масло или вынув активную часть из бака.

Каждый сборщик должен четко понимать, что небрежность, проявленная при выполнении технологических операций, особенно на заключительной стадии работ, может свести на нет труд всего коллектива.

§ 74. ОТДЕЛКА И СДАЧА

После демонтажа трансформатор перемещают на участок окончательной отделки и сдачи, на контроль, получают на него техническую документацию и сверяют заводской номер. Тщательно протирают наружную поверхность трансформатора чистой ветошью до полного удаления следов масла и загрязнений. Проверяют внешним осмотром отсутствие течей масла, других мелких дефектов и при их наличии устраняют. Если замечаний нет, подкрашивают поверхность с нарушенным слоем краски; маркируют краской по трафарету все знаки и надписи на баке и комплектующих устройствах; пломбируют краны и устройства для отбора пробы и слива масла.

Крепят к пластине бака масляного трансформатора или нижней ярмовой балке сухого трансформатора болт заземления. В месте крепления наносят краской условный знак заземления. Выбивают клеймением на табличке номер трансформатора

и его основные технические данные, предусмотренные нормативно-технической документацией. Табличку крепят к щитку, приваренному к стенке бака масляного трансформатора или ярмовой балке сухого. Если сухой трансформатор без кожуха, то табличку приклепляют к верхней ярмовой балке. Затем устанавливают переключающее устройство на ступень номинального напряжения и фиксируют его стопорными болтами колпака привода. Пломбируют приводы устройств ПБВ и РПН.

Заполняют воздухоосушитель техническим и индикаторным силикагелем, а его затвор трансформаторным маслом. В конце отделки табличку, токопроводящие части вводов, болт заземления, маркировочные знаки и таблички переключающих устройств покрывают смазкой, предохраняющей их от коррозии.

После окончательной отделки трансформатор вместе с комплектующими устройствами предъявляют в ОТК для технического контроля и приемки. При отсутствии замечаний трансформатор передают на отгрузку для транспортирования к месту монтажа и вводу в эксплуатацию.

§ 75. МОНТАЖ И ВВОД ТРАНСФОРМАТОРОВ В РАБОТУ

К монтажным относят работы по разгрузке трансформатора, доставке его и комплектующих частей на монтажную площадку, проверке состояния, сборке и установке на фундамент и подключению к сети. Рассмотрим объем монтажных работ трансформаторов до 35 кВ включительно, транспортируемых с расширителем и полностью залитых маслом и со снятым расширителем и не долитым до крышки маслом. После доставки на место до разгрузки производят внешний осмотр трансформатора, демонтированных и отдельно отгруженных устройств для выявления возможных повреждений при транспортировке. Обращают особое внимание на состояние фарфоровых изоляторов вводов, отсутствие течей масла и его уровень в расширителе, наличие пломб на кранах и других частях, опломбированных при отгрузке с завода; отсутствие механических повреждений и вмятин на баке, радиаторах и других устройствах. Если замечаний нет, с помощью грузоподъемных устройств трансформатор сгружают и доставляют к месту монтажа.

На монтажной площадке из трансформатора, прибывшего с установленным расширителем и залитым маслом, отбирают пробу масла через маслоотборное устройство нижней части бака, определяют его пробивное напряжение и соответствие требованиям норм. Затем измеряют мегаомметром сопротивления изоляции обмоток и сравнивают их с нормами. Они должны быть не ниже нормированных значений или составлять не менее 70%, измеренных на заводе. Далее выполняют другие измерения, предусмотренные инструкциями, и сравнивают их с

указанными в документах. Если пробивное напряжение масла ниже нормы, а остальные показатели качества изоляции трансформатора оказались положительными, то пробивное напряжение масла поднимают очисткой до нормы. Если в масле обнаружены следы воды и сопротивление изоляции обмоток ниже допустимого, то трансформатор сушат методом индукционных потерь в баке.

Трансформаторы, прибывшие с маслом, не долившим до крышки, доливают свежим сухим маслом и испытывают на плотность давлением столба масла высотой 1,5 м над уровнем крышки в течение 3 ч. При отсутствии течей масла в сварных швах и уплотнениях трансформатор считается герметичным.

При нарушенной герметичности делают контрольный прогрев: нагревают трансформатор методом потерь в обмотках, пропуская через них постоянный ток, или методом индукционных потерь в стали бака, наматывая на него временную обмотку и пропуская через нее переменный ток. При достижении температуры масла под крышкой 60—70°C измеряют параметры изоляционных характеристик. При состоянии изоляции, соответствующем норме, трансформатор годен к работе, при несоответствующем норме его сушат. Если обнаружены механические повреждения вводов, бака, крышки и других установленных на нем устройств, то трансформатор вскрывают и тщательно осматривают активную часть. Обнаруженные дефекты устраняют, при этом учитывают, что время пребывания активной части на воздухе не должно превышать нормативное. При положительных результатах осмотра, проверки и испытаний на трансформаторе монтируют комплектующие изделия. Перекрывают кран расширителя, сливают частично масло из бака через нижний кран, если бак был залит маслом полностью, демонтируют временный патрубок и устанавливают газовое реле, затем выхлопную трубу, термосигнализатор, воздухоосушитель. Если вводы не были установлены, вскрывают заглушки на крышке и монтируют их. Устанавливают под трансформатор каретки (или катки).

Снимают с патрубков при закрытых кранах заглушки и навешивают радиаторы и термосифонный фильтр. Вывинчивают из вводов винты, а у бака, радиаторов и термосифонных фильтров — пробки для спуска воздуха и открывают кран, сообщающий бак с расширителем. Доливают трансформатор маслом до нормального уровня в расширителе. В момент появления масла из отверстий для спуска воздуха ввертывают пробки и винты, уплотняя их асбестовым шнуром, пропитанным бакелитовым лаком.

При системе охлаждения с обдувом радиаторов воздухом устанавливают кронштейны на баке, крепят на них электродвигатели с крыльчатками, распределительные и магистральные

коробки; прокладывают по стенкам бака и кронштейнам, закрепляя скобами, силовые кабели, кабели цепей защиты и сигнализации, заключенные предварительно в металлические рукава для защиты от механических повреждений. Разделяют концы кабелей, подсоединяют их соответственно к распределительным и магистральным коробкам, двигателям и к зажимам шкафов. Устанавливают трансформатор на фундамент с наклоном его в сторону расширителя под углом 1—1,5° (подкладками под катки), присоединяют к баку заземление. Далее измеряют сопротивление изоляции смонтированных электрических цепей: если оно в норме (не менее 0,5 МОм), опробуют включением систему охлаждения и включают трансформатор в работу. При монтаже и проверке устройств трансформатора пользуются инструкциями, приложенными к документации на трансформатор, в том числе основной инструкцией по разгрузке, монтажу и вводу трансформатора в эксплуатацию.

§ 76. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПРИ СБОРКЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Обработка трансформаторного масла. Масло (или другой жидкий диэлектрик), заливаемое в трансформаторы, должно соответствовать нормам, установленным государственным и отраслевым стандартами. На трансформаторостроительные заводы поступает с нефтеперерабатывающих предприятий трансформаторное масло, удовлетворяющее нормам, однако оно сырое; его пробивное напряжение составляет 10—12 кВ. Для доведения его электрической прочности до нормы, удаления влаги, случайных механических примесей или дегазации (при пленочной защите) масло подвергают обработке: для обезвоживания и удаления из масла механических примесей его центрифугируют — пропускают через специальную вакуумную центрифугу (сепаратор), работающую по принципу центробежных сил — отделения составных частей (масла, воды, механических частиц) соответственно их плотности; фильтруют, пропуская через фильтр-пресс, работающий по принципу продавливания масла через пористую среду с большим количеством мельчайших отверстий, в которых задерживаются вода и механические примеси. В качестве фильтрующего материала применяют специальную фильтровальную бумагу, картон или ткань.

Для обезвоживания (осушки) трансформаторного масла широко применяют цеолитовые установки, в которых его фильтруют через молекулярные сита — искусственные цеолиты типа NaA. Обычно цеолитовая установка состоит из трех-четырех параллельно работающих адсорберов (металлических сосудов цилиндрической формы), содержащих по 50 кг цеолитов каждый.

Присутствие в масле кислорода воздуха вызывает его окисление и ухудшает диэлектрические свойства, связанные с воз-

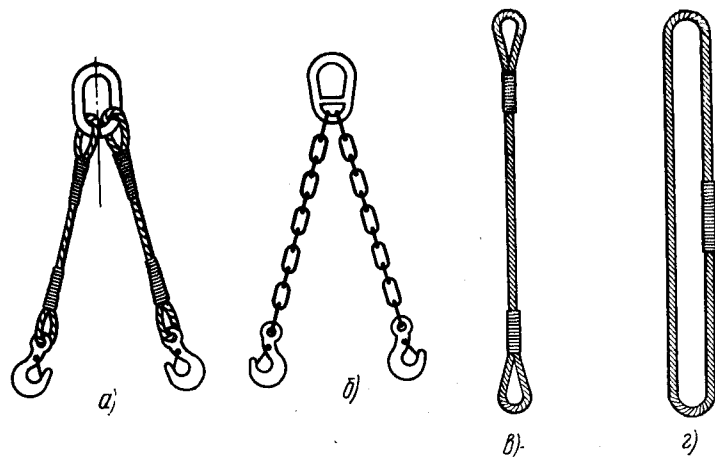


Рис. 147. Устройство стропов:

a — двухветвевой из мягкого каната, *б* — двухветвевой из цепей, *в* — универсального петлевого, *г* — универсального кольцевого

никновением электрических разрядов и ионизацией под действием электрического поля.

Во избежание ухудшения характеристик и преждевременного старения масло мощных трансформаторов с пленочной защитой и герметизированных до заливки в трансформатор дегазируют и насыщают азотом в специальных установках.

Такелажные работы. К такелажным относятся работы по подъему, опусканию и перемещению грузов большой массы. Эти работы требуют большого внимания, навыков и осторожности.

К такелажным работам допускаются рабочие не моложе 18 лет, прошедшие специальное обучение и имеющие удостоверение на право их выполнения.

В цехах сборки трансформаторов такелажные операции по строповке и зацепке грузов, как правило, выполняют рабочие, совмещающие основную специальность со специальностью стропальщика-зацепщика.

При сборке, транспортировке, монтаже и установке трансформаторов на фундаментах применяют различные грузоподъемные устройства, механизмы и приспособления: стропы, электрические тали, кран-балки, мостовые краны, полиспасты, электрорелебедки, автомобильные краны, блоки, домкраты и др.

Стропы служат для зацепки грузов, имеющих крюки, рым-болты, скобы или проушины и навешивания их на крюки грузоподъемных механизмов, а также обвязки грузов. Их изготавливают из наиболее гибких стальных канатов (тросов) различных диаметров и цепей с разными размерами звена.

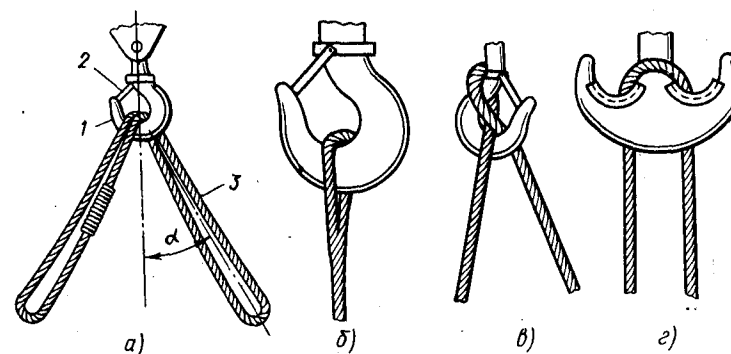


Рис. 148. Способы зацепки стропов за крюк подъемного механизма:

a, б, в — за однокрюки, *г* — за двукрюк; 1 — крюк, 2 — предохранительная скоба, 3 — строп

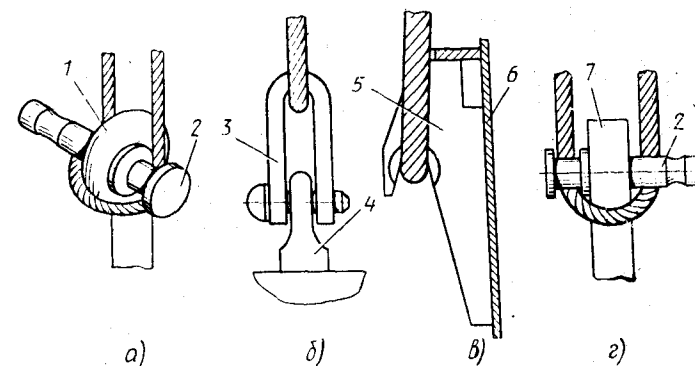


Рис. 149. Способы строповки при подъеме трансформатора и его частей в процессе сборки:

a, б — за кольцевой рым с помощью штыря и скобы, *в* — за крюк бака, *г* — за проушину подъемной пластины; 1, 4 — кольцевые рамы, 2 — специальный штырь, 3 — скоба, 5, 6 — крюк и стенка бака, 7 — подъемная пластина с проушиной

На рис. 147, *a* и *б* показано устройство двухветвевых стропов (они могут иметь 3 и 4 ветви), изготовленных из стального каната и цепей, на рис. 147, *в* и *г* — устройство универсальных стропов из стального петлевого и кольцевого каната.

Обычно трансформаторы стропят при подъеме за четыре крюка, расположенные в верхней части бака; трансформаторы, имеющие бак с нижним разъемом, — за скобы со штырями, расположенными в нижней части бака. Верхнюю (съемную) часть бака, расширитель, охладители и другие навесные устройства стропят за установленные на них для этих целей крюки и рымы. Наиболее распространенные способы зацепки кольце-

вых и петлевых стропов за крюки грузоподъемных механизмов показаны на рис. 148, а—г, способы строповки за подъемные устройства трансформаторов — на рис. 149, а—г.

Контрольные вопросы

1. Какие работы выполняют при окончательной сборке трансформаторов на месте установки?
2. Какие бывают способы обработки трансформаторного масла?
3. Каковы способы зацепки трансформаторов стропами?

ГЛАВА XIII

ОРГАНИЗАЦИЯ И МЕХАНИЗАЦИЯ СБОРОЧНЫХ РАБОТ

§ 77. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Сборочные цехи в соответствии с разработанной технологией сборки трансформаторов оснащают специальным технологическим оборудованием, приспособлениями, инструментом, обеспечивают необходимыми материалами на запланированное количество выпуска трансформаторов. Для выполнения работ на высоком техническом уровне, с высоким качеством при минимальных затратах трудовых и материальных ресурсов каждый цех, участок, рабочие места обеспечивают конструкторской и технологической документацией на выпускаемые изделия.

Технический прогресс заставляет систематически совершенствовать конструкцию и технологию изготовления (сборки) трансформаторов, что повышает их экономичность и надежность в эксплуатации.

При сборке трансформаторов большое значение придается соблюдению технологической дисциплины, поскольку ее нарушение даже при выполнении отдельной операции может повлечь за собой скрытый брак, часто не обнаруженный в процессе производства, а проявившийся в эксплуатации и вызвавший недоотпуск электроэнергии и, следовательно, большой ущерб производству.

Технологическая дисциплина состоит в том, чтобы каждым исполнителем точно соблюдались установленные в документах операции и их последовательность, заданные в чертежах размеры, режимы обработки и другие условия, регламентируемые техническими документами.

Разрабатывают и изменяют эти документы отдел главного конструктора (ОГК) завода и отдел главного технолога (ОГТ), занимающийся технологической подготовкой производства.

К основным технологическим документам, используемым при изготовлении и сборке трансформаторов, относят: технологические инструкции; маршрутные карты; карты технологиче-

ского процесса; операционные карты и некоторые другие. Формы и содержание их установлены ГОСТами на единую технологическую и конструкторскую документацию.

Технологические инструкции содержат описание приемов и процессов сборки; правила эксплуатации применяемых оборудования, приспособлений, механизмов и других средств оснащения.

Маршрутная карта содержит описание технологического процесса (включая контроль и перемещения) сборки изделия по всем операциям различных видов работ в технологической последовательности с указанием данных об оборудовании, оснастке, материальных и трудовых нормативах в соответствии с установленными формами.

Карта технологического процесса содержит описание технологического процесса изготовления изделия (включая контроль и перемещения) по всем операциям одного вида работ, выполняемым в одном цехе в технологической последовательности, с указанием данных о средствах технологического оснащения, материальных и трудовых нормативов.

Операционная карта содержит описание технологической операции с указанием переходов и средств оснащения.

Кроме разработки технологических процессов в технологическую подготовку производства трансформаторов входят: разработка, изготовление и внедрение специального оборудования; оснастки и инструментов; освоение технологических процессов; разработка нормативов трудовых затрат и расхода материалов; внедрение в производство новой техники и передовой технологии.

§ 78. СТАНДАРТИЗАЦИЯ И КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА РАБОТ

Период научно-технического прогресса характерен повышением качества выпускаемой продукции, внедрением комплексных систем управления качеством, совершенствованием стандартизации и технических условий на готовую продукцию, внедрением в производство научной организации труда (НОТ).

Стандарт в широком смысле — эталон, принимаемый за исходный для сопоставления с ним других объектов. Стандарты, являющиеся нормативно-техническими документами, в зависимости от сферы действия и области применения устанавливают: нормы, правила, требования, технологические процессы, методы и средства проверки, испытаний и измерений, термины и определения, показатели качества продукции, маркировку, транспортировку, хранение продукции и многие нормативы, с которыми сравнивают фактически получаемые в производстве.

Стандарты подразделяют на государственные, отраслевые; республиканские и стандарты предприятий.

Государственные стандарты (ГОСТ) устанавливают на важнейшие виды крупносерийной и массовой продукции. Их разрабатывает Государственный комитет СССР по стандартам с пересмотром по мере необходимости.

Отраслевые стандарты (ОСТ) устанавливают на типы, виды и марки продукции, не относящиеся к объектам государственной стандартизации (например, на изделия серийного и мелкосерийного производства ограниченного применения). Они обязательны для всех предприятий и организаций данной отрасли и других отраслей, применяющих или употребляющих продукцию этой отрасли.

Республиканские стандарты (РСТ) устанавливают на специфические виды продукции, производимые предприятиями республиканских министерств и потребляемых (применяемых) в пределах республики.

Стандарты предприятий (СТП) устанавливают на отдельные части изделий и другие объекты, используемые только на данном предприятии.

Стандарты играют важнейшую роль в системе управления качеством: сосредотачивают усилия всего коллектива (от рабочего до руководителя подразделения) на том, чтобы технический уровень и высокое качество выпускаемого изделия (изделий) стали повседневным делом каждого; позволяют рационально использовать материальные и трудовые ресурсы, изыскивать внутренние резервы, постоянно повышать профессиональное мастерство, технический и культурный уровень исполнителей. Показатели, заложенные в стандартах, дают возможность правильно оценивать вклад каждого в общее дело и стимулировать его.

§ 79. ОРГАНИЗАЦИЯ СБОРКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Разнообразие конструкций трансформаторов, выпускаемых заводами, затрудняет применение единого унифицированного способа их сборки, рассчитанного на массовый выпуск.

С целью механизации и внедрения высокопроизводительных способов сборки в СССР каждый трансформаторостроительный завод специализируется на выпуске трансформаторов определенных габаритов и применяет наиболее оптимальную технологию их изготовления. Габариты трансформаторов определяют требуемое оборудование и оснащение, технологические операции и их последовательность. Сборка трансформаторов небольших размеров и массы легче поддается механизации, крупным — трудоемка и требует больших затрат ручного труда.

В зависимости от габарита трансформаторов на заводах применяют три способа их сборки: конвейерный, поточный и индивидуальный.

Конвейерная сборка — наиболее производительна, операции сборки магнитной системы в ней совмещены со сборкой активной части, что высвобождает полезную производственную площадь и оснастку, используемую для сборки магнитной системы и остова при других способах сборки. Однако из-за ряда технических причин ее применяют только для сборки трансформаторов мощностью от 40 до 630 кВ·А.

Поточную сборку (на линиях) используют в основном для сборки трансформаторов I и II габаритов с навитой магнитной системой. Сборка в потоке трансформаторов III и IV габаритов ограничена применением специализированных рабочих площадок, оборудованных необходимыми стеллажами, приспособлениями, инструментами и другой технологической оснасткой. Число площадок (обычно не более четырех) соответствует количеству основных укрупненных сборочных работ (первая, вторая, третья сборки, отделка и окончательная сборка). Увеличение числа площадок не оправдывается, поскольку возрастает количество перемещений активной части, увеличивается требующаяся производственная площадь, распыляется рабочая сила, что приводит к нерациональному использованию сборщиков, часто совмещающих несколько специальностей.

Индивидуальную сборку применяют для трансформаторов V габарита и выше, больших размеров и масс (десятки и сотни тонн).

Для сокращения трудоемких такелажных операций по перемещению сборочных единиц и особенно активных частей количество рабочих площадок уменьшают до двух (иногда трех). Их оснащают механизированными универсальными стеллажами, комплектами приспособлений, оборудования, инструментов, приборами и аппаратурой, а также другой технологической оснасткой, указанной в технологических картах. На этих площадках производят весь комплекс сборочных работ.

Организация комплексных рабочих мест и сборочных площадок исключает ряд трудоемких такелажных работ — подъем и транспортировку активной части на испытательную станцию после первой сборки; подъем и перемещение ее с испытательной станции на площадку второй сборки; повторение этих операций после второй сборки; облегчает бригаде сборщиков выполнение работ комплексно, по бригадному подряду.

Способ сборки и его организация в каждом случае обосновываются НОТ, обеспечивающей наивысшую производительность и высокое качество выпускаемых трансформаторов.

§ 80. МЕХАНИЗАЦИЯ СБОРОЧНЫХ РАБОТ

Общие сведения. Большие габаритные размеры и масса, разнотипность и особенности конструктивного устройства мощных

трансформаторов затрудняют комплексную механизацию их сборки, поэтому при сборочных работах наряду с механизацией отдельных операций значительную часть пока составляет ручной труд.

В настоящее время наиболее механизированы следующие работы: сборка трансформаторов I и частично II габаритов, имеющих шихтованную магнитную систему; сборка трансформаторов с навитой магнитной системой; стяжка магнитных систем крупных трансформаторов; опрессовка обмоток при сборке активной части и в процессе сушки; сварка отводов при их изготовлении.

Большую роль при сборке отводят механизированной оснастке и специальному инструменту, значительно облегчающим трудоемкие операции, например: механизированные стеллажи, пневмогайковерты, портативные приспособления (лебедки) для уплотнения (утяжки) электрокартонных цилиндров и др.

Механизация сборки трансформаторов с помощью конвейера. Конвейерную сборку применяют для трансформаторов I и частично II габаритов с шихтованной магнитной системой при крупносерийном их выпуске. Конвейеризация сборочных работ значительно снижает трудоемкость операций, повышает производительность труда, исключает непроизводительные перемещения сборщиков, позволяет рационально размещать их рабочие места, обеспечивает ритмичность сборки и, следовательно, выпуск трансформаторов.

Конвейерная установка представляет собой механизированную поточную линию, состоящую из трех пульсирующих конвейеров. Конвейер собран из двух параллельно расположенных пластинчатых втулочно-роликовых цепей с закрепленным на них деревянным настилом.

Пульсирующие конвейеры работают по заданной программе. Через определенный промежуток времени настил конвейера перемещается вдоль поточной линии от одного рабочего места к другому (на «шаг»), делает паузу, затем вновь перемещается и т. д. Ритм пульсации конвейера зависит от трудоемкости сборочных операций поставленного на поток трансформатора.

Рабочие места сборщиков размещают на двух противоположных сторонах конвейера, чтобы каждую операцию выполняли два человека и работа каждого из них была одинакова по трудоемкости.

Механизация сборки трансформатора с пространственной магнитной системой. Наряду с другими системами пространственную магнитную систему применяют в настоящее время в сухих и масляных силовых трансформаторах мощностью до 630 кВ·А. Небольшие габаритные размеры и масса, а также технологичность конструкции этих трансформаторов позволяют при массовом серийном выпуске максимально механизировать

их сборку. Механизированная поточная линия сборки трехфазных трансформаторов с пространственной магнитной системой, состоящей из трех однофазных навитых магнитных систем, включает в себя механизированное оборудование, расположенное в последовательности технологических операций сборки. Механизированная линия сборки включает следующие операции: продольную резку рулонной электротехнической стали на ленты, сматываемые в бобины; перемотку лент различной ширины в требуемой последовательности на одну большую бобину; навивку однофазных (О-образных) магнитных систем; сборку пространственной трехфазной магнитной системы из трех однофазных; намотку (вмотку) витков обмоток ВН и НН на стержни с комплектровкой их изоляцией и расклиновкой. Этим заканчивается первая сборка.

Далее в порядке потока активная часть поступает на вторую сборку, сушку, отделку, третью сборку и испытание.

Все операции по перемещению сборочных единиц на потоке производят грузоподъемными механизмами, болтовые крепления выполняют с помощью пневматических гайковертов. На каждом рабочем месте занят только один сборщик.

Механизация сборки магнитных систем крупных трансформаторов. Переход на бесшпильную конструкцию позволил механизировать сборку плоских магнитных систем, особенно трудоемкие операции — прессовку и стяжку.

Магнитные системы трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А не требуют сложных устройств для их сборки из-за небольших габаритных размеров. При большей мощности их собирают на специальных механизированных пресс-стендах. Опрессованные на пресс-стенде стержни магнитной системы скрепляют временными (технологическими), обычно цепными бандажами, а затем с помощью специального намоточного механизма, установленного на пресс-стенде, их стягивают стеклобандажами. Количество наматываемых бандажей и интервалы между ними указывают в чертеже остова.

Некоторые заводы бандажируют стержни не на пресс-стенде, а отдельно; для этого после стяжки стержней временными бандажами остова ставят мостовым краном в вертикальное положение и перемещают к механизму бандажирования.

Контрольные вопросы

1. Какие технологические документы используют при сборке трансформаторов?
2. Какие существуют стандарты и какова их роль в повышении качества работ?
3. Какие существуют формы организации сборки трансформаторов и каковы способы их механизации?

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
Глава I. Основные параметры трансформаторов и их зависимость от сборки	5
§ 1. Термины и определения	5
§ 2. Особенности магнитной системы трансформатора	6
§ 3. Параметры холостого хода и их зависимость от качества сборки	9
§ 4. Нагрузка и магнитное поле. Основные потери трансформатора	11
§ 5. Поле рассеяния и его влияние на параметры трансформатора	12
§ 6. Электродинамические силы в трансформаторах	17
§ 7. Короткое замыкание трансформатора	19
§ 8. Напряжение короткого замыкания и его зависимость от сборки трансформатора	22
§ 9. Энергетический баланс и коэффициент полезного действия трансформатора	24
§ 10. Регулирование напряжения трансформатора	25
§ 11. Способы охлаждения трансформатора	28
Глава II. Материалы, применяемые в трансформаторах	32
§ 12. Электромагнитные и проводниковые материалы	33
§ 13. Требования к качеству электроизоляционных материалов	35
§ 14. Краткая характеристика электроизоляционных материалов	38
§ 15. Конструкционные и вспомогательные материалы	43
Глава III. Основные части трансформаторов	45
§ 16. Общие сведения	45
§ 17. Классификация магнитных систем	49
§ 18. Стержневые магнитные системы	50
§ 19. Устройства крепления стержней и ярм магнитной системы	55
§ 20. Разгрузка от механических воздействий и заземление магнитной системы	59
§ 21. Изоляция силовых трансформаторов	62
§ 22. Обмотки	67
§ 23. Способы прессовки обмоток	74
§ 24. Отводы	76
§ 25. Переключающие устройства	78
§ 26. Вводы	93
§ 27. Вспомогательные устройства	100
§ 28. Установка активной части в баке и способы ее крепления	109
§ 29. Защитные и контрольно-измерительные устройства	111

Глава IV. Сборка магнитных систем	117
§ 30. Технические требования к пластинам из электротехнической стали. Изоляционные покрытия	117
§ 31. Изготовление пластин из рулонной электротехнической стали	119
§ 32. Влияние технологической обработки на магнитные свойства стали	121
§ 33. Сборка плоских шихтованных магнитных систем	123
Глава V. Первая сборка (насадка обмоток и укладка изоляции)	133
§ 34. Общие сведения о сборке трансформатора. Типовая схема сборки	133
§ 35. Подготовка к операциям первой сборки	134
§ 36. Распрессовка и расшихтовка верхнего ярма магнитной системы	135
§ 37. Насадка обмоток трансформатора мощностью до 160 кВ·А	138
§ 38. Насадка обмоток трансформаторов мощностью до 250—6300 кВ·А	141
§ 39. Радиальное крепление (расклиновка) обмоток трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А с ВН до 35 кВ	145
§ 40. Особенности насадки обмоток и укладки изоляции трансформаторов мощностью до 25 000 кВ·А с ВН 110 кВ	148
§ 41. Установка прессующих колец	156
§ 42. Шихтовка верхнего ярма	157
§ 43. Прессовка верхнего ярма. Осевая прессовка обмоток	160
Глава VI. Вторая сборка (изготовление, монтаж и соединение отводов)	165
§ 44. Общие сведения	165
§ 45. Пайка мягкими припоями	166
§ 46. Пайка твердыми припоями	167
§ 47. Электродуговая сварка	170
§ 48. Холодная сварка	172
§ 49. Соединение методом прессования	173
§ 50. Заготовка отводов	174
§ 51. Комплектовка переключателей	180
§ 52. Сборка отводов ВН трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А	183
§ 53. Сборка отводов НН трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А	187
§ 54. Особенности сборки отводов мощных трансформаторов	189
§ 55. Особенности сборки отводов ВН трансформаторов РПН	194
Глава VII. Термовакuumная обработка активных частей силовых трансформаторов	197
§ 56. Общие сведения	197
§ 57. Оборудование, применяемое для термовакuumной обработки	198
§ 58. Технологический процесс термовакuumной обработки активных частей	200
Глава VIII. Третья сборка трансформаторов	202
§ 59. Общие сведения	202
§ 60. Комплектование бака и крышки	204
§ 61. Отделка активной части после сушки и установка ее в бак	210
§ 62. Комплектовка и установка на трансформаторе расширителя, газового реле, выхлопной трубы	216
§ 63. Сборка охлаждения системы Д	218

Глава IX. Особенности конструкции и сборки силовых сухих трансформаторов, трансформаторов класса напряжения 110 кВ и автотрансформаторов	225
§ 64. Сухие трансформаторы с воздушным охлаждением	225
§ 65. Силовые трансформаторы класса напряжения 110 кВ	226
§ 66. Автотрансформаторы	231
Глава X. Особенности конструкции и сборки силовых трансформаторов специального назначения	234
§ 67. Особенности конструкции и сборки электропечных трансформаторов и их параметры	234
§ 68. Особенности конструкции и сборки преобразовательных трансформаторов	247
§ 69. Некоторые другие виды специальных (не силовых) трансформаторов	256
Глава XI. Испытание трансформаторов	264
§ 70. Общие сведения	264
§ 71. Испытание основных частей	265
§ 72. Приемосдаточные испытания	269
Глава XII. Разборка, отделка и монтаж трансформаторов. Вспомогательные работы	272
§ 73. Демонтаж	272
§ 74. Отделка и сдача	274
§ 75. Монтаж и ввод трансформаторов в работу	275
§ 76. Вспомогательные работы при сборке трансформаторов	277
Глава XIII. Организация и механизация сборочных работ	280
§ 77. Общие сведения	280
§ 78. Стандартизация и контроль качества работ	281
§ 79. Организация сборки трансформаторов	282
§ 80. Механизация сборочных работ	283

Учебное издание

Аншин Владимир Шаевич, Худяков Зиновий Иванович

СБОРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ

Заведующая редакцией *С. В. Никитина*. Редактор *Г. А. Сильвестрович*.
Младшие редакторы *Е. Л. Грандовская, И. Л. Жуховицкая*. Художественный редактор *Т. А. Коленкова*. Художник *В. Н. Хомяков*. Технический редактор *Л. М. Матюшина*. Корректор *С. К. Завьялова*

ИБ № 8393

Изд. № ЭГ-249. Сдано в набор 25.04.90. Подп. в печать 30.10.90. Формат 60×88^{1/16}.
Бум. офс. № 1. Гарнитура литературная. Печать офсетная. Объем 17,64
усл. печ. л. 17,64 усл. кр.-отт. 18,77 уч.-изд. л. Тираж 25 000 экз. Заказ № 467.
Цена 90 коп.

Издательство «Высшая школа», 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., д. 29/14.

Московская типография № 8 Государственного комитета СССР по печати,
101898, Москва, Хохловский пер., 7.