

В. Ш. Аншин
З. И. Худяков

Сборка трансформаторов и их магнитных систем



ПРОФЕССИОНАЛЬНО-
ТЕХНИЧЕСКОЕ
ОБРАЗОВАНИЕ



В. Ш. АНШИН, З. И. ХУДЯКОВ

СБОРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ И ИХ МАГНИТНЫХ СИСТЕМ

Одобрено Ученым советом Государственного комитета СССР по профессионально-техническому образованию в качестве учебного пособия для средних профессионально-технических училищ.



МОСКВА «ВЫСШАЯ ШКОЛА», 1985

ББК 31.261.8
А74
УДК 621.3.019.1

Рецензент: инж. А. М. Дымков

Аншин В. Ш., Худяков З. И.

А74 Сборка трансформаторов и их магнитных систем:
Учеб. пособие для сред. ПТУ.— М.: Высш. шк., 1985.—
272 с., ил.— (Профтехобразование).

В пер.: 95 к.

В книге рассмотрены параметры трансформаторов и их зависимость от качества выполнения сборочных операций. Описаны сборочные единицы и узлы, 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 $\frac{2302030000-163}{052(01)-85}$ 11—85

**ББК 31.261.8
6П2.1.081**

**Владимир Шаевич Аншин,
Зиновий Иванович Худяков**

СБОРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ И ИХ МАГНИТНЫХ СИСТЕМ

Зав. редакцией Э. М. Концевая. Редакторы Г. А. Сильвестрович, М. В. Золева. Мл. редакторы В. А. Короткина, М. Б. Кочерова. Художник В. Н. Хомяков. Художественный редактор Л. К. Громова. Технический редактор Н. В. Яшукова. Корректор Р. К. Косинова

ИБ № 4995

Изд. № ЭГ-75. Сдано в набор 28.08.84. Подписано в печать 31.01.85. Т-03051. Формат 60×90/16. Бум. кн.-журн. Гарнитура литературная. Печать высокая. Объем 17 усл. печ. л. 17 усл. кр.-отт. 21,13 уч.-изд. л. Тираж 25 000 экз. Зак. № 1570. Цена 95 коп.

Издательство «Высшая школа», 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., д. 29/14.

Ордена Октябрьской Революции, ордена Трудового Красного Знамени Ленинградское производственно-техническое объединение «Печатный Двор» имени А. М. Горького Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 197136, Ленинград, П-136, Чкаловский просп., 15.

© Издательство «Высшая школа», 1985

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 напряжением, соответствующим минимальным потерям, и использовать при напряжении, рассчитанном на любого возможного потребителя.

Передача электрической энергии от места производства до потребителя требует создания многих повышающих и понижающих трансформаторов. В зависимости от энергии, необходимой тем или иным потребителям, трансформаторы изготовляют 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 XXVI съезда КПСС 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 энергии 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; специальные трансформаторы для электротермических, преобразовательных 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. К специфическим процессам относят: производство

пластин и сборку магнитопроводов; намотку, изолирование и пропитку обмоток; шихтовку магнитопроводов; пайку мягкими и твердыми припоями; все виды сборки крупных узлов; термовакуумную обработку. Основное требование к технологии производства трансформатора — не только выполнение деталей и узлов по их линейным размерам, но и получение необходимых технических характеристик готового изделия. Поэтому, например, при обработке электротехнической стали, сборке магнитопровода, насадке обмоток, соединении схемы отводов сталь, медь (алюминий), электрокартон следует рассматривать не просто как конструкционные элементы, но и как проводники электрического тока или магнитного потока или как диэлектрики.

В производстве трансформаторов важное значение имеют культура изготовления и квалификация рабочих, правильное выполнение всех технологических операций.

Технологический процесс сборки завершает производственный цикл изготовления трансформатора. В сборку входят расшихтовка и зашихтовка верхнего ярма магнитопровода, насадка обмоток, установка и соединение отводов, сушка активной части, опускание ее в бак, заливка маслом, окраска и демонтаж (для отправки) готового трансформатора. Особый процесс — изготовление пластин и сборка магнитной системы и остова — важнейших элементов конструкции трансформатора.

Надежность и долговечность работы трансформатора определяются умением, квалификацией и аккуратностью тех, кто занят его изготовлением. Поэтому грамотное выполнение технологических операций, знание устройства и назначения каждого элемента конструкции, четкое понимание последствий нарушения технологии и указаний чертежа обязательны для сборщиков трансформаторов.

Сборочные операции требуют тщательного выполнения и предельного внимания сборщика. Нередки случаи, когда по небрежности или незнанию сборщик допускает ошибки, обнаружить которые не удастся при визуальном контроле, а иногда и во время приемочных испытаний. Такие ошибки особенно опасны, так как они выявляются в эксплуатации и обычно с тяжелыми последствиями для трансформатора.

Сборщик должен знать и четко представлять себе, как работают и какие нагрузки испытывают те или иные элементы трансформатора, его основные характеристики и конструкцию главных узлов. 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 по двум совмещенным профессиям: сборщик трансформаторов и сборщик магнитных систем трансформаторов.

Введение, главы I, III (§ 16—23, 25), IV, V и VI написаны В. Ш. Аншиным, главы II, III (§ 24, 26—31), VII—XII — 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 трансформатора, к которым подводится энергия преобразуемого или от которых отводится энергия преобразованного переменного тока, называют *основными*, например первичная и вторичная обмотки трансформатора. Кроме основных у трансформатора могут быть и другие обмотки, не связанные непосредственно с приемом или отдачей энергии преобразованного переменного тока (обмотки, предназначенные для компенсации высших гармонических составляющих магнитного поля, для питания сети собственных нужд небольшой мощности), 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, необходимы 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 — ко 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. Современные трансформаторы выполняют на мощности от нескольких вольт-ампер до сотен тысяч киловольт-ампер, а мощность всех установленных трансформаторов во много раз превышает мощность генераторов, вырабатывающих электрическую энергию.

§ 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 первичной 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 (магнитопровод), 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 магнитопроводе.

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

В режиме х. х. 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 магнитопровода при номинальных частоте и напряжении сети.

У тока х. х. 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 х. х. 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 электро-технической стали.

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

Кривая намагничивания стали, т. е. зависимость магнитной индукции B от значения и направления намагничивающего тока $i_{\text{нам}}$, образует петлю гистерезиса (рис. 1, а, б). Площадь, охватываемая петлей гистерезиса, пропорциональна удельным потерям мощности, затрачиваемой на намагничивание. Потери от гистерезиса — это потери на перемагничивание стали магнитопровода.

Вихревые токи возникают в стали в плоскостях, перпендикулярных направлению магнитного потока, т. е. в плоскостях поперечного сечения магнитопровода (рис. 2, 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 листов стали (рис. 2, б) во избежание увеличения контура для вихревых токов.

Последняя составляющая потеря в магнитной системе — добавочные потери — оценивается в 10—20 % от суммы потерь и объясняется неравномерной 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 обмоток трансформатора. Для их уменьшения стремятся повысить индукцию в магнитопроводе, для чего применяют специальную электротех-

ническую 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 $B_{\text{макс}}$ (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 х. х.

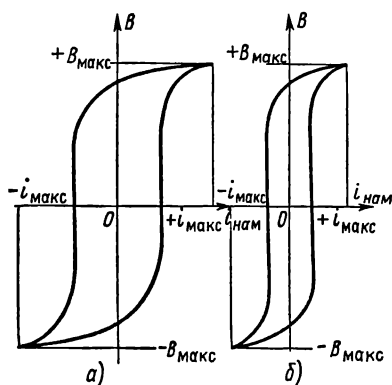


Рис. 1. Зависимость индукции от изменения намагничивающего тока (петля гистерезиса):

а — в стали с низким содержанием кремния, б — в стали с увеличенным содержанием кремния

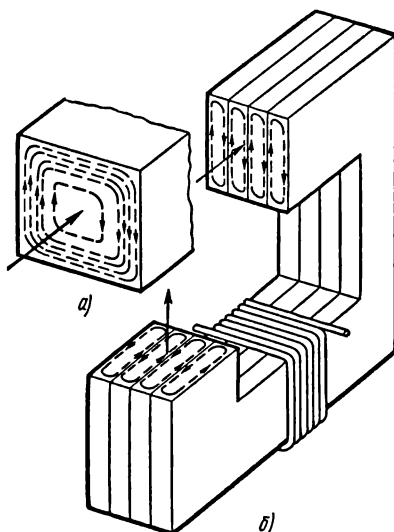


Рис. 2. Вихревые токи в магнитопроводе:

а — сплошном, б — шихтованном из изолированных листов стали. Стрелками обозначен магнитный поток

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 х. х.); внимательно следить за точным расположением пластин относительно направления прокатки и строго контролировать их толщину, не допуская смещения стали разных толщин и марок.

§ 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 х. х., напряжение на выводах равно произведению числа витков на напря-

жение 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:

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

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 х. х. 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.

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

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

Такое определение тока х. х. 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 х. х. каждую обмотку к своему напряжению, можно измерить (в амперах) три разных тока х. х. Однако мдс, создающая основной магнитный поток и равная произведению тока х. х. на число витков каждой обмотки, одинакова независимо от того, какая из обмоток является в опыте х. х. первичной. Поэтому и ток х. х., отнесенный к «своему» первичному току, будет иметь одно и то же значение.

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

Коэффициент трансформации, потери и ток х. х. — 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 х. х. 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 х. х. готового трансформатора оказываются иногда хуже, чем требует ГОСТ. Возможность таких отклонений определяют допуски, установленные ГОСТ 11677—75. Так, для коэффициента трансформации допуск составляет $\pm 0,5\%$, для потерь и тока х. х. — $+15$ и $+30\%$ соответственно. Следовательно, в нашем примере допуск на значение K составляет $\pm 0,125$ ($0,5\%$ от 25). Если принять, что $w_1=10$, $w_2=250$, то при изготовлении обмотки ВН рабочему нельзя ошибиться больше чем на один виток ($251:10=25,1$ или $249:10=24,9$). При ошибке в два витка отклонение составит $\pm 0,2$, т. е. больше, чем установленный стандартом допуск в $\pm 0,125$. Точно так же и потери х. х. не должны быть больше $0,276$ кВт (допуск $+15\%$), а ток х. х. — $3,64\%$ (допуск $+30\%$).

Причины ухудшения параметров х. х. 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 подвергаются высокотемпературному отжигу, восстанавливающему их магнитные характеристики.

Однако при сборке магнитопровода, 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 х. х. в собранном трансформаторе.

Удельные потери в стали у готового трансформатора (потери х. х., деленные на массу активной стали) в 1,3—2 раза выше, чем в исходном материале. В большой степени это зависит от качества сборки. 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 х. х.

§ 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 х.х. (при этом пренебрегаем активной составляющей тока х. х.):

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

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

$$I_{1\text{нг}} = -I_2,$$

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 магнитопроводе 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, прессирующие кольца 4, в бак 6 трансформатора (рис. 3).

Учитывая, что первичный и вторичный токи при нагрузке во много раз больше тока х.х. (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 (Ir) 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.

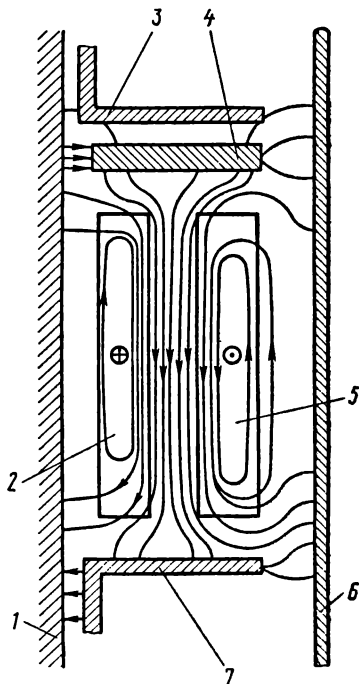


Рис. 3. Поле рассеяния в трансформаторе

* Влияние токов нулевой последовательности не учитывают.

От качества сборки зависят и основные потери трансформатора. Конечно, для снижения электрического сопротивления и потерь сборщик не может увеличить сечение проводов, а кроме того, это невыгодно, поскольку возрастают размеры обмоток и магнитопровода, т. е. масса активных материалов и потери х.х. трансформатора.

Однако 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 х.х. напряжение на выводах вторичной обмотки создается основным магнитным полем и зависит только от числа витков обмотки. В режиме нагрузки напряжение на выводах, 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 выводах 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 выводах 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 электрическое 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. 3. 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. 4, а. Как видно из рисунка, при равномерном распределении мдс радиальное поле имеет наибольшее значение на торцах обмоток, осевое — в средней части обмоток.

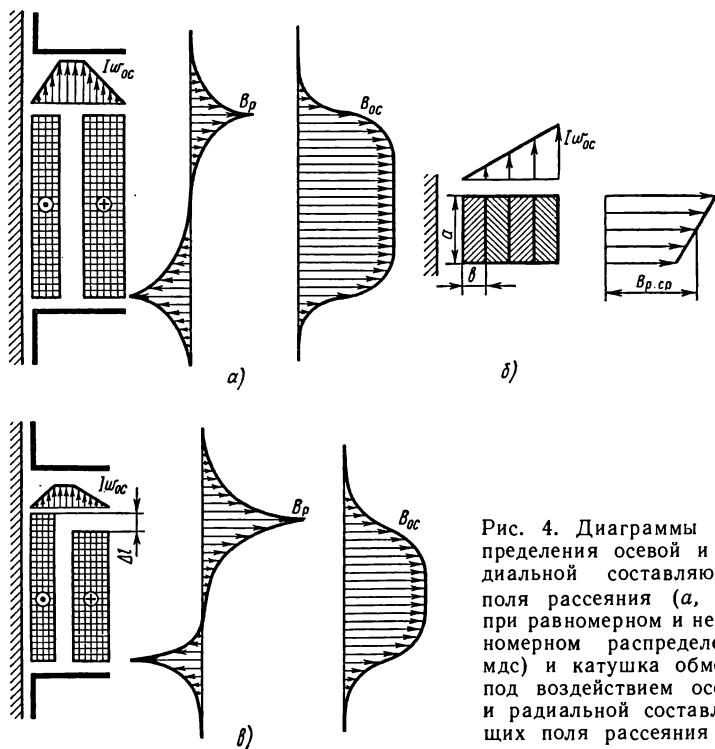


Рис. 4. Диаграммы распределения осевой и радиальной составляющих поля рассеяния (а, в — при равномерном и неравномерном распределении мдс) и катушка обмотки под воздействием осевой и радиальной составляющих поля рассеяния (б)

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 от токов нагрузки не выходят за пределы обмоток, причем осевое поле наводит токи в узкой стороне (толщине) прямоугольного провода, радиальное — в широкой стороне (высоте) провода (рис. 4, б).

Вихревые токи вызывают в проводах обмотки потери, пропорциональные квадратам индукции поля рассеяния и размера провода в направлении, перпендикулярном потоку рассеяния:

$$p_{\text{вх. ос}} = B_{\text{ос. макс}}^2 b^2 \text{ и } p_{\text{вх. р}} = B_{\text{р. ср}}^2 a^2,$$

где $B_{\text{ос. макс}}$ и $B_{\text{р. ср}}$ — максимальная и средняя индукции соответственно осевой и радиальной составляющих поля; a и b — высота и толщина про-

вода; $p_{\text{вх.ос}}$ и $p_{\text{вх.р}}$ — потери от вихревых токов, наведенных осевой и радиальной составляющими поля.

Потери от вихревых токов, наведенных в обмотках и других токоведущих частях трансформатора, называют добавочными потерями в токоведущих частях. Как видно из рис. 4, а, наибольшие добавочные потери возникают в торцовых частях обмоток в зоне, прилегающей к каналу между обмотками.

В мощных трансформаторах витки обмоток выполняют из нескольких параллельных проводов. В катушечных обмотках число параллельных проводов в витке достигает 6—8, в винтовых — 20—24 и более. В начале и конце катушек провода соединяются вместе, образуя замкнутые контуры, пронизываемые полем рассеяния. В каждом контуре осевая составляющая поля индуцирует напряжения, под действием которых возникают токи, проходящие (циркулирующие) только в данном контуре и не выходящие за его пределы.

Кроме параллельных проводов в мощных трансформаторах часто встречаются параллельно соединенные катушки. Такое соединение также образует контуры для циркулирующих токов, наводимых в этом случае

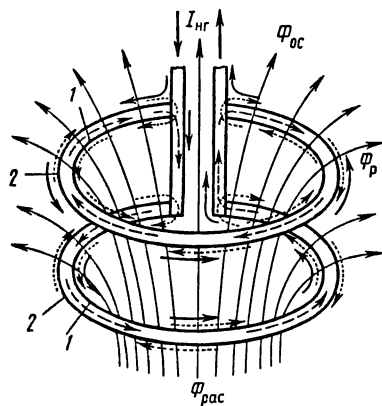


Рис. 5. Схема распределения циркулирующих токов в катушках обмотки:

$\Phi_{\text{ос}}$, $\Phi_{\text{р}}$ и $\Phi_{\text{рас}}$ — магнитные потоки (основной, радиальный и рассеяния)

радиальной составляющей поля рассеяния. Две катушки, соединенные параллельно, в каждой из которых имеется по одному витку с двумя параллельными проводами, показаны на рис. 5. Осевая составляющая поля наводит токи (на рисунке показаны точками), циркулирующие только в контуре из параллельных проводов; радиальная составляющая — токи (на рисунке показаны пунктиром), циркулирующие только в контуре параллельных катушек. Наконец, в катушках проходит ток нагрузки $I_{\text{нгр}}$, разделяющийся между катушками и проводами в витках пропорционально их электрическим сопротивлениям.

Циркулирующие токи, наведенные полем рассеяния и замыкающиеся в параллельно соединенных ветвях обмоток, создают потери, называемые добавочными потерями от циркулирующих токов. Как видно из рисунка, циркулирующие токи нарушают равномерное распределение тока в проводах и катушках: в проводе 2 верхней катушки, например, из тока нагрузки вычитаются (геометрически) оба циркулирующих, в проводе 1 один ток складывают с током нагрузки, другой — вычитают из него; то же самое можно проследить и в нижней катушке. Неравномерное распределение тока нежелательно: отдельные провода (например, провод 1 в нижней катушке) оказываются нагруженными слишком большими токами, которые могут вызвать 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. 4, в). В этом случае резко увеличивается радиальное поле и большая его часть замыкается в элементах конструкции.

Во всех массивных ферромагнитных деталях, где проходит поток рассеяния, возникают 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.

Другой способ уменьшения потерь — выбор проводов небольших размеров, особенно в направлении, перпендикулярном радиальной составляющей поля рассеяния (для снижения потерь от вихревых токов); применение транспонированных и подразделенных проводов; выполнение транспозиции — специальных перекладок параллельных проводов в процессе изготовления обмоток (для снижения потерь от циркулирующих токов). К этой же группе мер относится уменьшение размеров ярмовых балок, использование раздельных прессующих колец для каждой из обмоток (для снижения потерь в элементах конструкции).

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

Сборщик трансформаторов не может изменить конструкцию — выбрать другой размер провода или материал, но может увеличить поле рассеяния или оставить его таким, каким оно было предусмотрено проектом трансформатора. Потоки 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. 4, в): одна из обмоток может быть насажена не до конца или несколько отличаться по высоте от другой, что всегда нарушает магнитную симметрию и увеличивает рассеяние. Поэтому при насадке обмоток сборщик должен тщательно следить за

соблюдением высоты, не допуская смещения (Δl) обмоток, за равномерностью каналов между ними, строго концентрическим расположением обмоток на стержне магнитопровода.

Нарушение при сборке промежутков между обмотками, отводами и баком недопустимо, поскольку изменяет направление потоков рассеяния и может вызвать опасные местные нагревы в баке, полке ярмовой балки или прессующем кольце.

§ 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 к. з., 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 удается проверить ни внешним осмотром, ни контролем испытательной станции. Например, слабая запрессовка внутренней обмотки может обнаружиться только в эксплуатации, после нескольких к. з., 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, то и все витки одной обмотки притягиваются друг к другу, а первичная и вторичная обмотки, токи которых направлены противоположно, отталкиваются одна от другой.

Силы, действующие на обмотки трансформатора, можно разделить на внутренние (силы взаимодействия между элементами одной обмотки) и внешние (силы взаимодействия между разными обмотками). На рис. 6, а показаны обмотки и направления действия внутренних F_{oc1} и F_{oc2} и внеш-

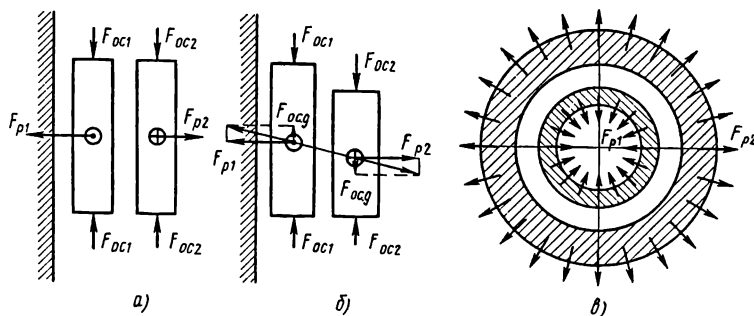


Рис. 6. Схема действия радиальных и осевых сил на обмотки двухобмоточного трансформатора (а — при одинаковой высоте обмоток, б — при укороченной наружной обмотке) и радиальных сил на катушки обмоток (в)

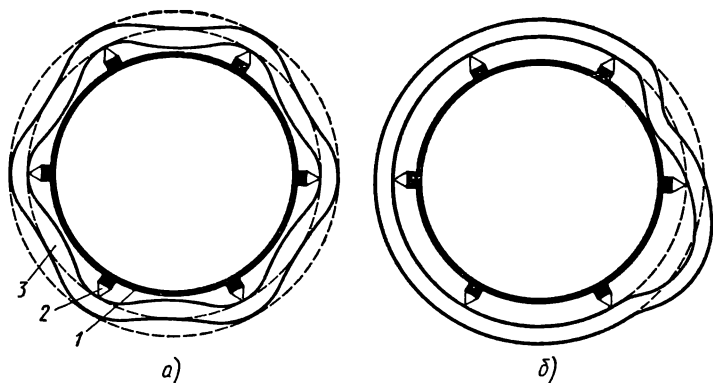


Рис. 7. Деформация внутренней обмотки от воздействия радиальных сил:
 а — звездообразная форма, б — потеря устойчивости

них сил F_{p1} и F_{p2} 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. 6, б). Из диаграммы распределения индукции поля рассеяния (см. рис. 4, 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. 6, 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. 6, в). Для усиления жесткости обмотки 3 часто наматывают на опоры-клинья 2 (рис. 7, а, б), закрепленные на изоляционном цилиндре 1. Наличие клиньев приводит к появлению местных изгибов, т. е. к напряжению сжатия проводов прибавляется и напряжение изгиба. Если результирующее напряжение в обмотке окажется больше предела текучести материала провода, то появляются остаточные деформации и обмотка разрушается, приобретая типичную звездообразную форму (рис. 7, 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. 7, 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. 4, в и 6, 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_{p1} и F_{p2} , 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. Например, силы $F_{ос.д}$ (см. рис. 6, б) стремятся сделать наружную обмотку еще короче, а внутреннюю длиннее, при этом полностью или частично передаются на ярма магнитопровода, стремясь «оторвать» их от стержней. Они, как и собственные осевые силы $F_{ос1}$ и $F_{ос2}$, изгибают провода в вертикальном направлении и сжимают прокладки между катушками.

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 х.х. и нагрузки (изменяющейся от нуля до номинальной), указанной в его паспортной табличке. Существует еще один режим работы трансформатора, характеризующийся резким увеличением токов, рассеяния и механических усилий в обмотках, который возникает, когда, например, первичная обмотка трансформатора получает питание от источника с переменным напряжением, а вторичная замкнута накоротко на своих зажимах (выводах). Такой режим называют *режимом короткого замыкания трансформатора*.

Реактивное сопротивление при к.з. В режиме к.з. вторичная обмотка продолжает получать энергию из первичной и отдавать ее потребителю, которым является теперь сама вторичная обмотка с отводами и выводами. Электрическое сопротивление такого замкнутого участка $r_{кз}$, 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 трансформатор, однако трансформаторы, как правило, выдерживают к.з. в те малые промежутки времени, пока защита не отключит их от сети. Объясняется это тем, что при к.з. резко увеличиваются поля и эдс рассеяния трансформатора (см. § 5), которые и ограничивают токи к.з. ($I_{к1}$ и $I_{к2}$) до значения, в 10—25 раз превышающего номинальные. Следовательно, потери в обмотках при к.з., хотя и возрастают (пропорционально квадрату тока) в 100—625 раз, однако не так значительно, чтобы за время к.з. сжечь трансформатор.

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

Электродинамические усилия при к.з. Как указывалось ранее, электродинамические усилия, возникающие при взаимодействии токов и полей рассеяния, при нормальной работе трансформатора невелики. Однако при к.з., 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 к.з. возникают деформация обмоток с потерей устойчивости (см. рис. 7,б), изгиб катушек и смятие прокладок от осевых сил, «раскручивание» наружной винтовой обмотки (от радиальных 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 установки 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 к.з. 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) частот 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 к.з., повторяемость толчков тока. Есть трансформаторы (например, электропечные), для которых частые к.з. обычны в эксплуатации, поэтому для них особенно важна надежная запрессовка обмоток. Поскольку бумажная изоляция проводов очень чувствительна к частым толчкам тока (она перетирается, разрушается, создаются условия для возникновения к.з.), эту опасность снимает только запрессовка. Очень нежелательна также усадка (усушка) изоляционных прокладок между катушками, так как образующаяся «слабина» создает возможность механических колебаний катушек и разрушения изоляции.

Таким образом, при сборке трансформаторов необходимо постоянно 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 в сети чаще всего вследствие механических повреждений или электрического пробоя изоляции проводов, ошибок эксплуатационного персонала и т. п., причем оно может быть и на значительном расстоянии от трансформатора.

Далекие к.з. менее опасны, 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 к.з., особенно в обмотке трансфор-

матора, возникающие из-за повреждения изоляции витков и называемые витковыми.

При витковом замыкании между местом к.з. и концом обмотки (рис. 8) 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 к.з. в первичной обмотке превысил номинальный в 10 раз, а в закороченной части вторичной обмотки имеется 1 % витков w_2 , тогда

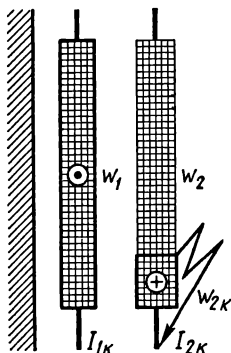


Рис. 8. Короткое замыкание части витков обмотки:

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

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 к.з. являются шарики меди («корольки»), появившиеся при расплавлении провода в месте к.з. Другой признак виткового замыкания — значительная деформация обмотки, вызванная электродинамическими усилиями.

Повреждение изоляции обмоточных проводов происходит часто 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 изоляции провода (обрыв одной полоски бумаги) может оказаться причиной виткового к.з.

Витковые к.з. очень опасны, так как сопровождаются разрушением обмоток и выходом трансформатора из строя. Единственной реальной защитой трансформатора от витковых к.з. является тщательное выполнение обмоточных и сборочных работ, гарантирующее механическую и электрическую прочность изоляции проводов.

§ 8. Напряжение короткого 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 к.з., уменьшает электродинамические усилия, ограничивает токи и нагрев обмоток.

Учитывая роль поля рассеяния, важно уметь управлять им, правильно измерять и оценивать. Непосредственно измерить поле рассеяния сложно: слишком разнообразны контуры, по которым замыкаются магнитные

потоки рассеяния. Поэтому его оценивают по влиянию, которое оно оказывает на напряжение и токи в обмотках при к.з. 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_k — напряжение к.з., В; U_1 — номинальное первичное напряжение, В.

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

Зная напряжение u_k , можно определить ток к.з. в обмотке. Ток I_{k1} будет во столько раз больше номинального тока I_1 , во сколько раз первичное напряжение U_1 больше U_k : $I_{k1} = I_1 U_1 / U_k$ или $I_{k1} = (I_1 \cdot 100 \%) / u_k$. Так, например, если напряжение u_k равно 5 %, ток I_{k1} в $100:5=20$ раз больше номинального тока I_1 .

Напряжение к.з. в зависимости от мощности трансформатора обычно составляет от 4,5 до 14 % (меньшее значение относится к меньшей мощности).

При напряжении, равном u_k , интенсивность магнитного поля в магнитопроводе и насыщение магнитной системы невелики, поэтому намагничивающий ток и магнитные потери при к.з. 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: $p_\Sigma = p_0 + p_k$.

Изменение напряжения трансформатора. Как указывалось ранее, токи в обмотках создают не только потери, но и падения напряжений u_p (индуктивное) и u_a (в электрическом сопротивлении обмоток). Между напряжением короткого замыкания и падениями напряжений u_a и u_p существует зависимость: $u_k = \sqrt{u_a^2 + u_p^2}$, где $u_a = p_k / 10 S_n$ (S_n — номинальная мощность трансформатора, кВ·А; p_k — потери к.з., кВт).

Оказывается, напряжение к.з. 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

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

Пример. Определим изменение напряжения ΔU для трансформатора мощностью 630 кВ·А при $S_n = 630$ кВ·А; $u_k = 5,5$ %; $p_k = 8,5$ кВт; $U_1 = 10$ кВ; $U_2 = 0,4$ кВ. Учитывая, что $u_a = p_k / (10 \cdot S_n) = 8500 / (10 \cdot 630) = 1,35$ %, находим индуктивное падение напряжения:

$$u_p = \sqrt{u_k^2 - u_a^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,35^2} = 5,38 \%. \quad (2)$$

Примем $\cos \varphi_2 = 0,8$, тогда $\sin \varphi_2 = \sqrt{1^2 - 0,8^2} = 0,6$. Подставим числовые значения составляющих u_k в формулу (1), получим

$$\Delta U = 1,35 \cdot 0,8 + 5,38 \cdot 0,6 + \frac{1}{200} (1,35 \cdot 0,6 - 5,38 \cdot 0,8)^2 = 4,66 + 0,06 = 4,72 \%,$$

т. е. при нагрузке вторичное напряжение U_2 составляет только $100 - 4,72 = 95,28 \%$ напряжения при х.х. трансформатора, или почти на 19 В меньше ($400 \text{ В} \cdot 0,9528 = 381,1 \text{ В}$). Учитывая, что последний член формулы (1) дает очень малую величину, можно определять изменение напряжения по упрощенной формуле:

$$\Delta U = u_a \cos \varphi_2 + u_p \sin \varphi_2.$$

Из рассмотренного примера можно сделать следующие выводы:

напряжение вторичной обмотки, питающее потребителей энергии, зависит от напряжения к.з., т. е. от поля рассеяния (чем выше поле рассеяния, тем меньше при том же $\cos \varphi_2$ питающее напряжение);

изменение напряжения трансформатора с определенным u_k тем меньше, чем ближе $\cos \varphi_2$ к единице, т. е. чем «активнее» нагрузка (при $\cos \varphi_2 = 1$ $\sin \varphi_2 = 0$ и в формуле остается только первый член — $u_a \cos \varphi_2$);

значения u_k и u_p близки, поэтому при $S_n > 2500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ можно пренебречь падением напряжения в электрическом сопротивлении обмоток, т. е. считать $u_a \approx 0$.

Стандартизация напряжений к.з. Учитывая важную роль поля рассеяния в трансформаторе, напряжение к.з. не может быть произвольным; иногда оно может быть большим (например, у потребителя с частыми к.з.) или относительно малым (например, в трансформаторах со спокойным режимом). Однако трансформаторы не могут изготавливать 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 СССР напряжения к.з. в зависимости от мощности и класса напряжения трансформатора стандартизованы для всех трансформаторов общего назначения. 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, работающие в режиме с частыми к.з., должны иметь по стандарту еще более высокие напряжения к.з. — до 12 и даже 14 %.

Напряжения к.з., установленные для каждой группы трансформаторов, — результат тщательного исследования конструкций; они должны быть достаточными для ограничения токов к.з. и самозащиты трансформаторов, но не настолько большими, чтобы заметно увеличить потери и снизить отдаваемую ими мощность.

При изготовлении трансформаторов возможны допустимые отклонения в размерах, указываемые в сборочных чертежах. Например, обязательно содержится допуск на диаметры и высоты обмоток, расстояния между обмотками, непосредственно влияющие на напряжение к.з. При наличии допусков на размеры получить точное значение указанного в стандарте напряжения к.з. очень трудно, а иногда и невозможно, поэтому ГОСТы установили предельные отклонения этих напряжений, жестко ограничив

их: напряжения к.з., измеренные при прямо-сдаточных испытаниях на заводе-изготовителе, могут отличаться от указанных в ГОСТе, но 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 магнитопроводе 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 реактивной мощностями существует зависимость $P_1 = S \cos \varphi_1$ и $Q_1 = S \sin \varphi_1$. Угол φ_1 определяется расходуемой реактивной мощностью и может быть рассчитан, если известны ток х.х. и напряжение к.з. трансформатора.

Действительно, если пренебречь активными составляющими тока х.х. ($I_a \approx 0$) и напряжения к.з. ($U_a \approx 0$), то напряжение $u_k = U_p \cdot 100 / U_{1н}$, где $U_p = U_k$ — реактивная составляющая напряжения к.з., 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 $i_{нам} = I_{нам} \cdot 100 \% / I_{1н}$, где $I_{нам}$ — намагничивающий ток, равный при $I_a \approx 0$ току х.х., А. 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:

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

Пример 1. Определить реактивную мощность, потребляемую трансформатором ТСЗС-1000/10, при его номинальной мощности $S_1 = 1000$ кВ·А, напряжении $u_k = 8 \%$, токе $i_0 = 2 \%$, потерях к.з. $p_k = 12\,000$ Вт и потерях х.х. $p_0 = 3000$ Вт.

Находим реактивную составляющую напряжения к.з.:

$$u_p = \sqrt{u_k^2 - u_a^2} = \sqrt{8^2 - [(12\,000 / (10 \cdot 1000))]^2} = \sqrt{8^2 - 1,2^2} = 7,92 \%.$$

т. е. напряжения u_k и u_p почти равны и погрешность расчета незначительна:

$$\Delta Q = 1000 (2 + 8) / 100 = 100 \text{ квар}$$

и

$$\Delta Q = 1000 (2 + 7,92) / 100 = 99,2 \text{ квар.}$$

Отсюда $\sin \varphi_1 = Q_1 / S_1 = 100 / 1000 = 0,1$, а $\cos \varphi_1 = 0,993$.

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 $\eta = P_2 \cdot 100 \% / (P_2 + \Delta P)$.

Пример 2. Определить кпд трансформатора, если из примера 1 известны: $p_k = 12\,000$ Вт; $p_0 = 3000$ Вт; $\cos \varphi_1 = 0,993$.

$$P_1 = S_1 \cos \varphi_1 = 1000 \cdot 0,993 = 993 \text{ кВт};$$

$$P_2 = P_1 - \Delta P = 993 - (12 + 3) = 978 \text{ кВт};$$

$$\eta = 978 \cdot 100 \% / 993 = 98,4 \text{ \%}.$$

§ 10. Регулирование напряжения трансформатора

Потребители электрической энергии хотят 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 жестки: ± 5 % — для жилых помещений и от $-2,5$ до $+5$ % — для общественных зданий и производственных помещений. При повышении напряжения сверх нормы резко сокращается срок службы электроламп, а при снижении — ухудшается освещаемость. Таким образом, колебания напряжения приводят к значительному ущербу и их надо свести к минимальным.

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.

Различают два способа регулирования: местное и централизованное.

Под м е с т н ы м понимают регулирование напряжения на месте потребления, т. е. у каждого отдельного потребителя (например, в стабилизаторах телевизоров) или сразу для групп потребителей (например, для всех станков цеха). В последнем случае на цеховой подстанции устанавливают трансформатор с устройством регулирования напряжения, который включают, когда у всех потребителей, получающих питание от этого трансформатора, одновременно надо поддерживать определенный уровень напряжения (например, 380 В).

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 регулировании способом ПБВ потребителя на время вообще отключают от сети, что неудобно и особенно там, где нагрузка меняется часто, но вместе с тем устройства ПБВ просты по конструкции и относительно дешевы.

Под ц е н т р а л и з о в а н н ы м понимают регулирование напряжения непосредственно на шинах генераторов электростанций изменением их возбуждения. Централизованное регулирование осуществляют обычно как «встречное», т. е. чтобы оно заранее «встречало» изменения напряжения, вызванные нагрузкой. Так, в период наибольших нагрузок у генераторов поднимают напряжение выше номинального, чтобы компенсировать повышенные потери напряжения в сети и поддержать его близким к номинальному. И наоборот, когда нагрузка снижается, уменьшают возбуждение генераторов и соответственно напряжение сети.

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 подавляющее 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, хотя его и приходится изолировать от заземленных частей трансформатора.

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 магнитопроводе. Так, при постоянном ВН и уменьшении вторичного напряжения следует увеличить магнитное поле, чтобы восстановить номинальное НН. Это достигается уменьшением числа витков в обмотке ВН. Индуцированное напряжение, равное первичному, пропорционально произведению числа витков ω_1 и интенсивности магнитного поля B (магнитной индукции): $U_1 \equiv \omega_1 B$.

При постоянном напряжении U_1 для увеличения индукции надо уменьшить число витков в первичной обмотке, и наоборот, если нагрузка падает, а напряжение U_2 растет, следует уменьшить интенсивность поля, т. е. увеличить число витков в первичной обмотке.

Если изменяется первичное напряжение, следует поддерживать для сохранения НН магнитное поле неизменным, что достигается соответственным изменением числа витков ω_1 : при повышении напряжения U_1 (например, на 10 %) надо увеличить на столько же число витков ω_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 ω_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.

Во всех случаях принцип регулирования заключается в изменении числа витков в обмотке трансформатора определенными ступенями. Обычно в обмотке ВН выделяют регулировочную часть (иногда в виде отдельной обмотки) и разделяют на ряд ступеней с необходимым числом витков, концы которых выводят с помощью ответвлений (рис. 9, а — д).

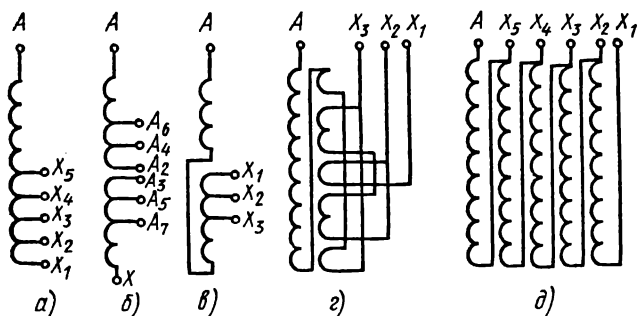


Рис. 9. Схемы обмоток с регулировочными ответвлениями в обмотке ВН:

а — пять в конце, б — шесть в середине, в — три в конце (оборотная), г — магнитно-симметричная, д — магнитно-асимметричная с пятью ответвлениями и отдельной регулировочной обмоткой

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. 9, 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. 9, г, д). Витки регулировочных ступеней в таких обмотках отключают не с одного конца, а симметрично относительно середины обмоток (рис. 9, г) или по всей высоте обмотки (рис. 9, д). Последнее отключение особенно широко применяется в трансформаторах РПН с диапазоном регулирования напряжения $\pm 10—12\%$ и более.

§ 11. Способы охлаждения трансформатора и их влияние на сборку

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 происходит старение ее изоляции. Повышение температуры обмоток на 8 °С примерно вдвое сокращает срок службы изоляции. Если при длительной температуре обмоток 95 °С срок службы трансформатора составляет 20—25 лет, то при температуре $95^\circ + 8^\circ = 103^\circ\text{С}$ — только 10—12 лет, а при 105 °С — около 8 лет.

Пределы нагрева отдельных элементов трансформатора, обеспечивающие его срок службы, определены ГОСТ 11677—75 и составляют (для масляного трансформатора при температуре воздуха +40 °С): 105 °С для обмоток с бумажной изоляцией; 100 °С для масла (в верхних слоях); 115 °С для поверхностей магнитной системы и элементов металлоконструкций.

Однако не обязательно постоянно форсировать нагрузку, поддерживая в трансформаторе эти расчетные температуры, поскольку они установлены с учетом неизбежных суточных (и годовых) колебаний температуры окружающего воздуха и нагрузки, т. е. с учетом чередования в эксплуатации периодов наибольших и наименьших температур нагрева трансформатора.

В тепловом отношении трансформатор представляет собой неоднородное тело: стальные листы 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 листы магнитной системы и обмоточный провод служат постоянными источниками тепловой энергии, поэтому в магнитной системе и обмотках происходит постоянная передача теплоты от внутренних, более нагретых частей к наружным поверхностям, отводящим теплоту. Трансформаторы изготовляют так, чтобы размеры этих поверхностей были достаточны.

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 масляный 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 неодинакова; ее изменение по высоте бака и в сечении трансформатора показано на рис. 10, 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 транс-

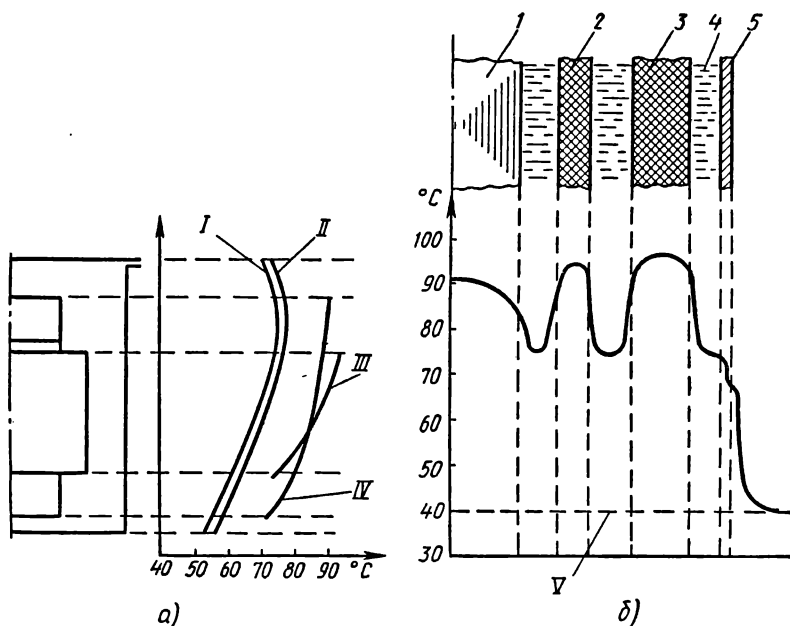


Рис. 10. Изменение температуры по высоте (а) и в сечении (б) трансформатора:

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 — наименьшая температура воздуха

форматорах значительно меньше, чем в одинаковых по мощности воздушных. Однако поверхность бака при этом должна быть такой, чтобы температура масла не достигла предельной.

Самый простой способ увеличения поверхности охлаждения — это увеличение размеров бака, но он не экономичен, поэтому увеличивают поверхность за счет труб, ввариваемых в стенки бака, или трубчатых теплообменников (радиаторов), устанавливаемых на баке. Теплоотдача с поверхности бака происходит как через нагретые частицы воздуха (конвекция), так и лучеиспусканием.

Охлаждение частей масляного трансформатора естественной конвекцией масла и воздуха, охлаждающего внешнюю поверхность бака с установленными на нем охлаждающими элементами, называют естественным масляным и применяют для трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А. В трансформаторах большей мощности используют другие 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 происходит передача теплоты от масла к воздуху, при этом движение масла принудительно ускоряется электронасосом, а воздуха — 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 целиком 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, обладая 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; не допускать произвольную установку перегородок, щитов и других деталей, мешающих движению масла; укладывать ярмовую и уравнительную изоляцию надо так, чтобы оставались свободными каналы для протока 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 дополнять) изоляцию на токоведущих элементах конструкции, при этом строго соблюдать указания в чертежах. Нередко сборщик, выполняя изолирование, накладывает излишнюю изоляцию и не предполагает, что возникает дополнительная тепловая «рубашка» вокруг проводников, резко ухудшается их тепло-

отдача. 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 вентилей. Некачественные уплотнения между элементами системы, утечки масла, скопления воздуха в узлах системы после заполнения маслом не допускаются.

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. Как сборщик может воздействовать на кпд трансформатора?
6. Почему нельзя изолировать концы обмоток изоляцией меньшей или большей толщины?
7. Какие способы охлаждения трансформатора вы знаете?

Глава II

МАТЕРИАЛЫ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ТРАНСФОРМАТОРАХ

При изготовлении трансформаторов применяют различные электромагнитные, проводниковые, электроизоляционные, 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; 0,30 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 вихре-

вых 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.

До 1955 г. в отечественном трансформаторостроении использовалась в основном горячекатаная листовая сталь марок Э42, Э43, Э4А и других толщиной 0,5 мм. Позже начали применять 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 потока 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 изготавливают 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 обладают высокой 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 ($0,0175 \text{ мкОм} \cdot \text{м}$ при 20°С). 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 $0,029 \text{ мкОм} \cdot \text{м}$ при 20°С , 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°С), а провод ПСД в зависимости от пропиточных лаков — к классу В или F ($130\text{—}155^\circ \text{С}$).

Номинальные диаметры медной круглой проволоки, применяемой для изготовления обмоточных проводов трансформаторов, 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 (большой) — 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 мм^2 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. Материалы, применяемые в трансформаторах, имеют среднюю электрическую прочность при 20 °С 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 $\operatorname{tg} \delta$ изо-

ляционных 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 $\text{tg}\delta$ является важной характеристикой, которой широко пользуются для определения увлажненности изоляции трансформаторов. Значение $\text{tg}\delta$ трансформатора повышается не только в результате увлажнения или загрязнения изоляции активной части, но и при плохом качестве масла, залитого в трансформатор.

Диэлектрическая проницаемость ϵ 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 качество диэлектрика.

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, обозначаемое $R_{из}$ и измеряемое мегаомметром в мегаомах или килоомах ($1\text{ МОм} = 1\,000\,000\text{ Ом}$, $1\text{ кОм} = 1000\text{ Ом}$), 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 других веществ она должна не ухудшать своих свойств и обеспечить срок службы, установленный ГОСТом.

По нагревостойкости электроизоляционные материалы делят на семь классов: У, А, F, В, Е, Н, С (ГОСТ 8865—70). 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° С.

§ 14. Краткая характеристика электроизоляционных материалов

Для изоляции обмоточных проводов и отводов, а также межслоевой изоляции обмоток и других устройств применяют различные электроизоляционные бумаги, изготовляемые 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 изготовляют, 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° С) трансформаторном масле (после предварительной вакуумной сушки и пропитки в сухом трансформаторном масле при $(100 \pm 5)^\circ \text{С}$) от 30 до 55 кВ/мм; его диэлектрическая проницаемость 4,3—4,5.

Электрокартон, предназначенный для работы в масле при рабочей температуре 105° С, 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 от 750 кВ и выше; марки А, отличающийся в основном от марки АМ меньшей стойкостью и воздействием 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 лакокоткани, 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—35° С 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 — маслястая; 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 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 намоточной бумаги, применяют для работы на воздухе и в трансформаторном масле при 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 изготавливают 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, °С (не ниже) | 135 |
| Зольность, % (не более) | 0,005 |
| Водорастворимые кислоты, щелочи и механические примеси | Отсутствуют |
| Температура застывания, °С (не выше) | —45 |
| Натровая проба, балл (не более) | 1 |
| Тангенс угла диэлектрических потерь, % (не более): | |
| при 20 °С | 0,3 |
| при 70 °С | 2,5 |
| Пробивное напряжение, кВ | 50—60 |

Для пропитки обмоток, изолирования пластин магнитопроводов, окраски деталей и сборочных единиц применяют лаки и эмали.

Электроизоляционный лак ГФ-95, представляющий собой раствор глифталевой смолы, растительного масла и канифоли, применяют для пропитки с последующей запечкой обмоток трансформаторов. Время его высыхания — запечки 15 ч при 105—110 °С.

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—100° С.

Бакелитовый лак, представляющий собой раствор бакелитовой смолы в этиловом спирте, имеет цвет от красноватого до красно-бурого, запекается при 120—130° С, 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° С.

Глифталево-масляная эмаль ГФ-92-ГС серого цвета, горячей сушки, маслостойкая запекается в течение 3 ч при 105—110° С 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° С 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.

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

Нитрозмали 1201 и 1202 воздушной сушки высыхают за 10—15 мин при 20° С и используются для покрытия неизолированных токоведущих шин и стальных конструкционных 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 эмалями 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 трансформаторов. 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.

Буковая древесина обладает хорошими изоляционными и механическими свойствами, поэтому применяется в трансформаторах в качестве конструкционно-изоляционного материала. При использовании букв сушат и пропитывают трансформаторным маслом. Применяют его для крепления отводов, переключателей и в качестве опорной изоляции обмоток и деталей крепления магнитопровода. 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.

Маслотепломорозостойкую резину МТМ используют для уплотнения крышек, фланцевых соединений, вводов, приводов переключателей и других мест разъема маслonaполненных трансформаторов. Наиболее распространена листовая и рулонная резина этой марки 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° С.

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 МФ3, серебряный ПСр15 и оловянистые ПОС40 и ПОС30 припой.

Припой МФ3 (96—97 % меди и 4—3 % фосфора) с температурой плавления 715—730° С применяют для пайки отводов.

Припой ПСр15 (80 % меди, 15 % серебра и 5 % фосфора) с температурой плавления 810° С применяют для пайки медных обмоточных проводов при намотке обмоток. Он отличается простотой пайки, высоким качеством спаев и большой механической прочностью; как и припой МФЗ, не требует при пайке флюса.

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

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

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

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

Магnezитовую 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 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. Расскажите об основных свойствах электроизоляционных материалов.
3. Какие бумаги, электрокартоны и лакоткани используют в трансформаторах?
4. Расскажите о назначении трансформаторного масла, его свойствах и характеристиках.
5. Какие лаки служат для изолирования пластин магнитной системы и пропитки обмоток?

6. Чем отличается холоднокатаная сталь от горячекатаной?

7. Какие припои применяют при изготовлении обмоток и сборке схемы отводов?

8. Расскажите об основных свойствах силикагеля и цеолитов и их назначении.

Глава III

ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

§ 16. Общие сведения

Современный трансформатор — сложное устройство, состоящее из большого числа узлов, деталей и металлоконструкций. 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 или НН трансформатора. Материалы (электротехническая сталь и медь или алюминий), из которых изготовлены магнитная система и обмотки (с отводами), называют активными.

Магнитная система в собранном виде с соединяющими ее деталями и ярмовыми балками образует остов трансформатора. Остов трансформатора с обмотками, отводами, элементами переключающего устройства 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 (защищенное 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 съёмной крышкой называют баком с верхним разъемом (обычно дно бака приварено к стенке); с разъемом вблизи дна (для отделения и подъема верхней части) — кольцевым (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.

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.

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 вклю-

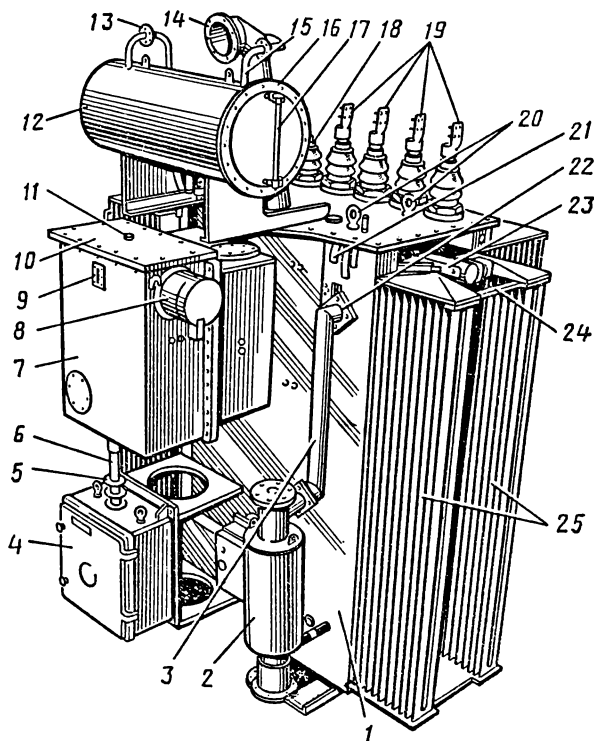


Рис. 11. Однофазный трансформатор с регулированием напряжения под нагрузкой ЭОМН-4200/10-73

чают сигнальную или иную цепь, предупреждая обслуживающий персонал о недопустимой температуре масла в трансформаторе.

Полностью собранный однофазный трансформатор мощностью 2500 кВ·А показан на рис. 11. 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 газотводным патрубком 15 с расширителем, 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.

§ 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*. Торцовые ярма бывают верхними и нижними (рис. 12, а, б, в).

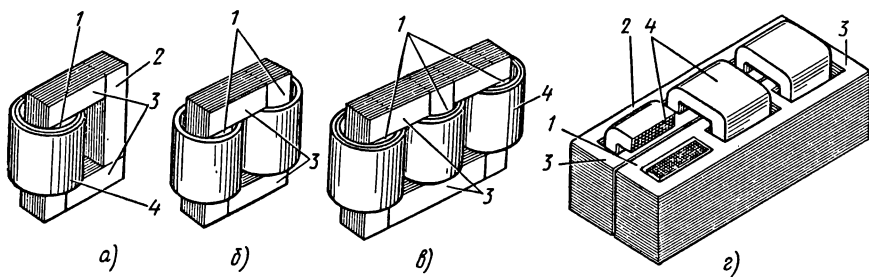


Рис. 12. Магнитные системы трансформаторов:

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

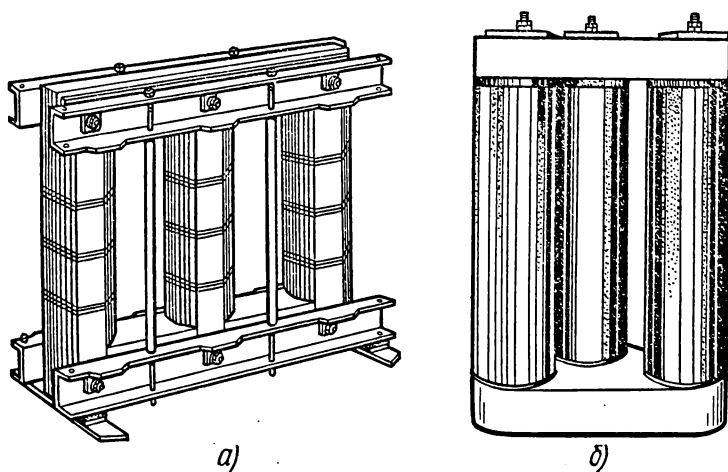


Рис. 13. Плоская (а) и пространственная (б) магнитные системы

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

По взаимному расположению стержней и торцовых ярм магнитопроводы могут быть плоского или пространственного исполнения. Магнитную систему, в которой продольные оси всех стержней и ярм расположены в одной плоскости, называют *плоской* (рис. 13, а), а в которой не все оси стержней или ярм в одной плоскости — *пространственной* (рис. 13, б).

По взаимному расположению стержней и боковых ярм различают стержневые, бронестержневые и броневого магнитные системы (магнитопроводы).

У стержневого магнитопровода (см. рис. 12, б, в) стержни соединяются только торцовыми ярмами (верхним и нижним) при отсутствии боковых ярм, у бронестержневого магнитопровода (см. рис. 12, а) один стержень или их часть — одним боковым ярмом, у броневого магнитопровода (см. рис. 12, г) оба конца одного и того же стержня — не менее чем двумя боковыми ярмами.

§ 18. Стержневые магнитные системы

Наиболее распространены плоские стержневые магнитные системы (магнитопроводы). Стержни этих магнитопроводов (от одного до трех в зависимости от числа фаз и конструкции трансформатора) располагают обычно вертикально (см. рис. 12, б, в) и различают с плоской, радиальной и эвольвентной шихтовкой. Подавляющее большинство отечественных трансформаторов имеет стержни и ярма с плоской шихтовкой, т. е. их собирают из пластин, плоскости которых в магнитопроводе только параллельны (рис. 14, а, б).

Обмотки стержневых магнитопроводов имеют цилиндрическую форму, поэтому и форму сечения стержней стремятся приблизить к кругу. Сечения

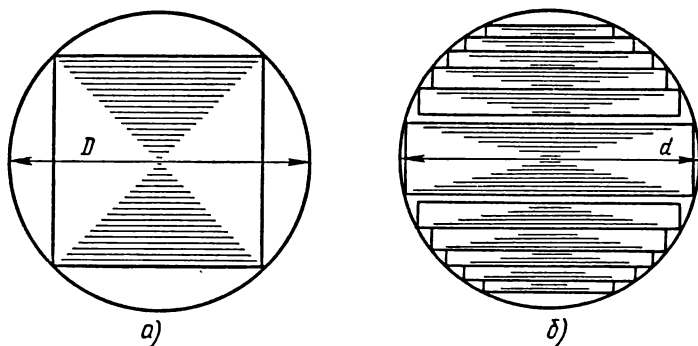


Рис. 14. Прямоугольное (а) и ступенчатое (б) сечение стержней

стержней выполняют ступенчатыми, набирая из пластин и пакетов различной ширины, при этом ступенчатую фигуру сечения вписывают в окружность, диаметр которой равен диаметру стержня (рис. 14, б). Площадь стержня с диаметром d заметно больше, чем у стержня с диаметром D , хотя площади круга у них одинаковы.

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 должен быть диаметр обмоток, масса проводов и потери к. з. При ступенчатом сечении коэффициент заполнения увеличивают за счет большего числа пакетов, что, однако, повышает трудоемкость изготовления: растет номенклатура пластин, усложняется сборка магнитопровода.

Для уменьшения потерь в магнитопроводе от вихревых токов пластины стали тщательно изолируют друг от друга. Существует несколько видов электроизоляционных покрытий различной толщины (от 3—4 мкм при термостойком покрытии — магниево-фосфатная пленка — до 20—30 мкм при ранее применявшейся бумажной изоляции), обеспечивающих хорошее качество и высокое сопротивление межлистовой изоляции. 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). Это очень высокий показатель.

Каждая ступень сечения образуется пакетом (стойкой) изолированных пластин одинаковых размеров. Между пакетами при больших диаметрах оставляют один или несколько каналов для охлаждения (см. рис. 14, б). 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 магнитопровода.

Стержневые магнитопроводы выполняют стыковой, шихтованной и навитой (ленточной) конструкции.

К стыковым относят магнитопроводы с разъемом в плоскости поперечного сечения стержней, их стержни и ярма собирают отдельно, а затем устанавливают встык по плоскости разъема. Схемы стыковки трехфазного и однофазного стыковых магнитопроводов показаны на рис. 15, а, б. Трехфазный магнитопровод имеет разъемы в месте сочленения стержней и ярм, однофазный — несколько разъемов в каждом стержне.

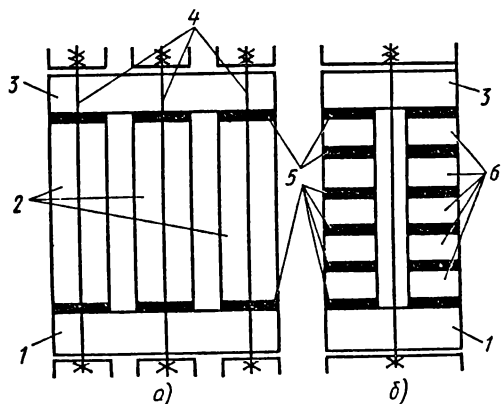


Рис. 15. Схемы стыковки трехфазного (а) и однофазного (б) стыковых магнитопроводов: 1, 3 — нижнее и верхнее торцовые ярма, 2 — стержни, 4 — шпильки, стягивающие стержни и ярма, 5 — изолирующие прокладки в местах стыка (разъема), 6 — элементы (вставки) стержня реактора

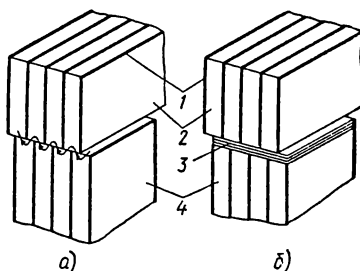


Рис. 16. Стыковое соединение стержня и ярма:

а — без прокладки, б — с изолирующей прокладкой; 1 — изоляция пластин, 2, 4 — пластины ярма и стержня, 3 — изолирующая прокладка. Стрелочками показан путь замыкания циркулирующих токов

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

Однако стыковые магнитопроводы 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. 16, а). 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. 16, б). Толщина прокладки должна быть минимальной, поскольку наличие зазора в стыке увеличивает магнитное сопротивление

и ток х. х. Однако слишком тонкие прокладки ненадежны: ошибки в изготовлении пластин или их небрежная сборка, наличие заусенцев и «гребешков» (выступов пластин) могут привести (в результате вибраций) к разрушению прокладки и замыканию слоев стали.

Стыковые магнитопроводы из-за указанных недостатков почти не используются в трансформаторах, но широко применяются в электрических реакторах, т. е. в статических электромагнитных устройствах с определенной индуктивностью. Индуктивность, зависящая от размеров зазоров, может изменяться в широких пределах, вследствие чего суммарная толщина зазоров стержня иногда получается значительной.

Ш и х т о в а н н ы й магнитопровод отличается от стыкового тем, что его 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. 17, а, б 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 х. х. снижается в несколько раз по сравнению со стыковой конструкцией.

Сборку (шихтовку) магнитопровода производят в один или два листа, т. е. толщина слоя шихтовки равна толщине одной или двух пластин. Наименьший ток х. х. получается при шихтовке в один лист, несколько больший — при шихтовке в два листа. Дальнейшее увеличение толщины слоя

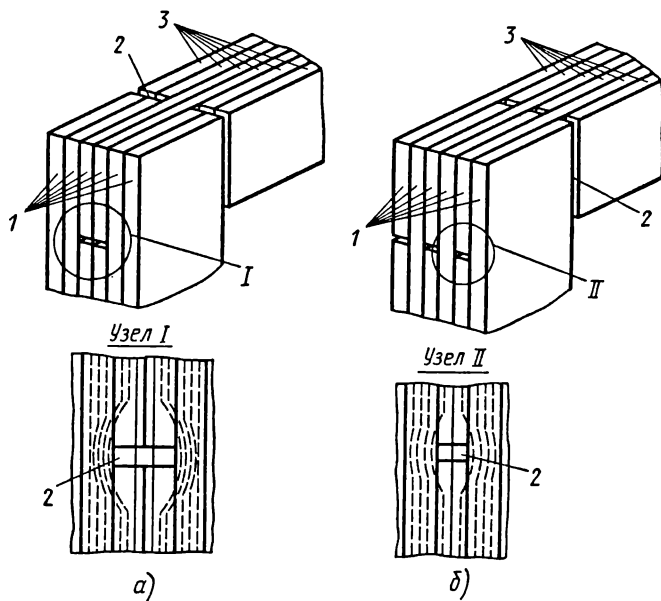


Рис. 17. Схемы шихтовки магнитопровода:

а — в два листа, б — в один лист; 1, 3 — пластины стержня и ярма, 2 — зазор между стыками пластин. Штриховыми линиями показаны магнитные силовые линии

(три и более пластин) нецелесообразно, так как растет площадь стыка и заметно повышается ток х. х.

Шихтовка магнитопровода в три листа (особенно для трансформаторов малой и средней мощности) более производительна, чем в один-два листа, однако этот видимый «выигрыш» обманчив, поскольку завышенная реактивная мощность, определяемая током х. х. за срок службы трансформатора (25 лет и более), вызовет потери, стоимость которых во много раз превышает экономию на время сборки. Поясним это на примере.

Пример. Ток х. х. однофазного трансформатора мощностью 10 000 кВ·А составляет при шихтовке в один лист 0,69 %, при шихтовке в три листа — 1,72 %. Стоимость 1 квар реактивной мощности в год составляет 2 руб. (для подстанций промышленных предприятий). Определим, на сколько увеличится стоимость добавочной реактивной мощности от шихтовки магнитопровода в три листа:

$$\Delta I_0 = 1,72 - 0,69 = 1,03 \%;$$

$$Q_{\text{нам}} = \frac{10\,000 \cdot 1,03}{100} = 103 \text{ квар};$$

$$C_{\text{год}} = 103 \cdot 2 = 206 \text{ руб./год},$$

где $C_{\text{год}}$ — стоимость дополнительного потребления $Q_{\text{нам}}$ в год.

Стоимость добавочной реактивной мощности за 25 лет службы трансформатора:

$$C_{25} = C_{\text{год}} \cdot 25 = 206 \cdot 25 = 5150 \text{ руб.}$$

Таким образом, увеличение стоимости эксплуатации трансформатора в десятки раз превышает «экономию» на ускорении сборки магнитопровода.

Стыком шихтованной магнитной системы называют место сочленения пластин яра и стержня. По форме стыки различают: прямые, косые и комбинированные.

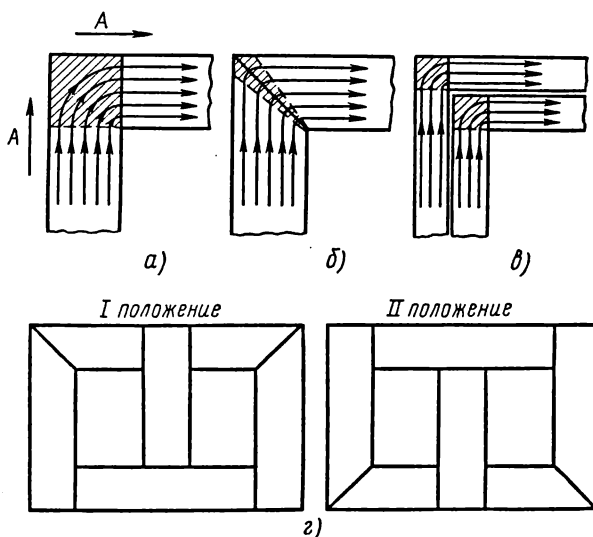


Рис. 18. Стыки стержней (а — прямой, б — косой, в — прямой двухрамного магнитопровода) и схема шихтовки комбинированного стыка на крайних стержнях (з) · А — направление прокатки. Заштрихованные участки обозначают зоны несовпадения магнитного потока с направлением прокатки

У прямого стыка пластины стали имеют прямоугольную форму (рис. 18, а), у косого — пластины срезаны в месте сочленения под углом (рис. 18, б), у комбинированного — прямые и косые стыки при шихтовке чередуются (рис. 18, в). Использование того или иного стыка зависит от марки стали и конструкции магнитопровода. Горячекатаная сталь имеет одинаковые свойства вдоль и поперек направления прокатки (см. § 2), поэтому у магнитопровода из этой стали удельные потери х. х. (Вт/кг) в зоне прямого стыка не отличаются от потерь в других участках. В то же время 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 почти везде, кроме углов магнитопровода.

При использовании прямого стыка (рис. 18, а) в углах магнитопровода существуют зоны несовпадения прокатки и магнитного потока (на рисунке — заштрихованный участок), в которых потери х. х. (Вт/кг) в 2—2,5 раза превышают потери в участках, где направления прокатки и потока совпадают.

Для уменьшения потерь в углах применяют иногда двухрамную конструкцию магнитопровода с прямым стыком (рис. 18, в). Объем углов в такой конструкции снижается вдвое по сравнению с однорамной, следовательно, в 2 раза уменьшаются и потери в углах. Однако из-за сложности изготовления двухрамный магнитопровод для трансформаторов малой и средней мощности применяют редко.

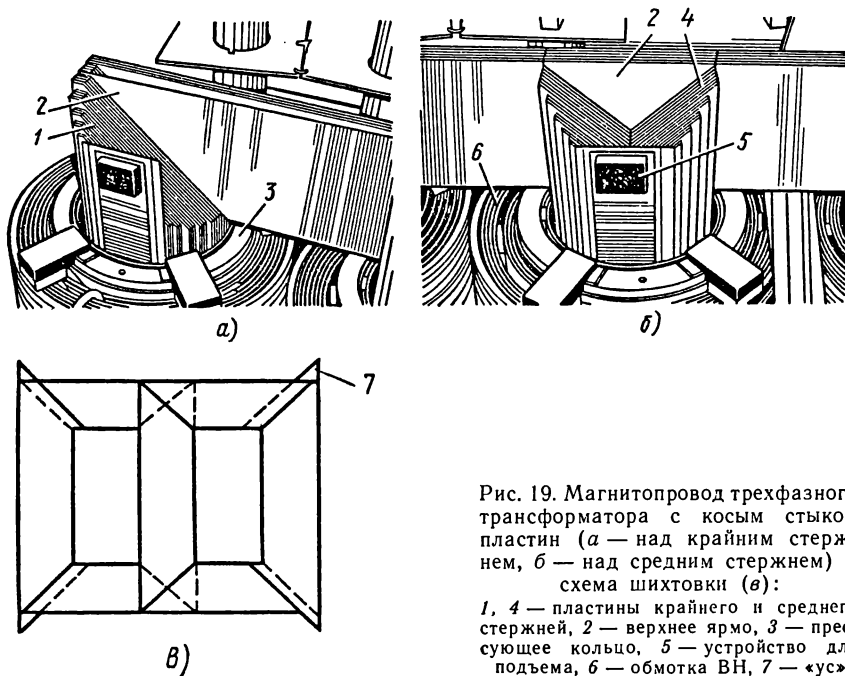


Рис. 19. Магнитопровод трехфазного трансформатора с косым стыком пластин (а — над крайним стержнем, б — над средним стержнем) и схема шихтовки (в):

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

Зону несовпадения потока и прокатки часто уменьшают, используя косой срез пластин — косой стык (рис. 18, 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. Перекрытие стыков достигается взаимным смещением пластин смежных слоев по длине, в результате чего один из острых углов («ус») каждого слоя выступает за контур магнитопровода. Во избежание травм при сборке острый конец «уса» иногда обрезают.

Пластины магнитопроводов с косым стыком могут иметь сложную конфигурацию (рис. 19, а, б), при этом их изготовление требует специального оборудования, а сборка магнитной системы с ними более трудоемка, чем при прямом стыке, но косой стык снижает потери х. х. на 15—25 %, поэтому его широко применяют.

Несколько худшие потери х. х. получаются в магнитопроводах с комбинированным стыком. Схемы шихтовки с комбинированным стыком на крайних стержнях (I положение) и прямым на среднем стержне (II положение) были показаны на рис. 18, г. Как видно из рисунка, пластины стали имеют сравнительно простую форму; смежные слои при шихтовке смещать не обязательно, «усы» отсутствуют (рис. 19, в); шихтовка магнитопровода лишь немногим сложнее, чем с пластинами, имеющими прямой стык.

В последние годы для трансформаторов небольшой мощности начали применять навитые (ленточные) магнитопроводы, т. е. магнитопроводы, намотанные из «непрерывной» стальной ленты без стыков (рис. 20). Название они получили по способу изготовления: их навивают (наматывают) из стальных лент соответствующей ширины.

Навитые ленточные магнитопроводы неразъемны, поэтому для них нельзя использовать заранее изготовленные обмотки. Обычно обмотки «вматывают» непосредственно в стержни магнитопровода с помощью специальных станков.

Ленточный магнитопровод позволяет осуществить переход от стержня к ярму по кривой, совпадающей с направлением магнитного потока. В конструкции нет углов, где увеличиваются потери из-за анизотропии холоднокатаной стали, т. е. она экономична и обеспечивает полную механизацию изготовления и высокие эксплуатационные характеристики трансформатора.

Ограниченность применения ленточных магнитопроводов объясняется наличием сложного технологического оборудования, но для изделий массового производства их применение перспективно.

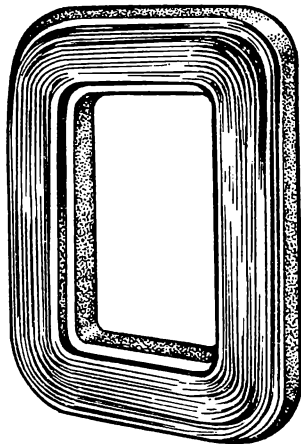


Рис. 20. Навитой ленточный магнитопровод

§ 19. Элементы фиксации стержней и ярем магнитопроводов

Для получения размеров, формы и наибольшего коэффициента заполнения сечения стержня (ярема) магнитопровода пластины стали должны плотно прилегать друг к другу, что достигается в процессе сборки магнитопровода и сохраняется в дальнейшем с помощью специальных фиксирующих элементов (элементов фиксации). Эти элементы должны создавать определенное давление, которое «выбирает» зазоры между пластинами и обеспечивает необходимую плотность и жесткость конструкции.

При работе трансформатора в плохо опрессованном магнитопровode возникает вибрация пластин, нарушается их изоляция, растет шум. Однако запрессовка не должна быть чрезмерной, поскольку увеличиваются потери и ток х. х. Обычно элементы фиксации рассчитывают для создания оптимального усилия сжатия магнитопровода (для среднего пакета) в $(1 \div 3) \times 10^5$ Па ($1 - 3$ кгс/см²).

Все конструктивные элементы прессовки стержней находятся внутри обмоток и поэтому должны иметь минимальные радиальные размеры. Конструкции применяемых магнитопроводов отличаются способами прессовки фиксации стержней. Так, у трансформаторов мощностью 250—630 кВ·А стержни стягивают временными трубами еще в горизонтальном положении сразу после сборки. При насадке обмоток (как правило, намотанных на бумажно-бакелитовых цилиндрах) трубы снимают, а между цилиндром и магнитопроводом устанавливают деревянные планки и стержни, жестко прессующие пластины магнитопровода (рис. 21, а). Для равномерной опрессовки и защиты активной стали от повреждений на стержни ставят иногда стальные пластины толщиной 3—6 мм с продольными ребрами жесткости (рис. 21, б).

Другой способ прессовки — использование горизонтальных стяжных шпилек. До последнего времени в трансформаторостроении широко применялись магнитопроводы с отверстиями в активной стали. Шпильки вставляли в отверстия, которые предварительно выштамповывались на специальных прессах (это очень трудоемкая операция), при этом они располагались по оси (или симметрично оси) стержня так, чтобы их гайки оказались в «свободной» зоне поперечного сечения (рис. 21, в). С этой целью шпильки надежно изолировали от стали трубками 12, прокладками 5, угловыми и плоскими шайбами 10 и 13. Однако даже самая надежная изоляция может с течением времени нарушиться и привести к замыканию пластин, увеличению вихревых токов, нагреву и нередко «пожару в стали» с тяжелыми последствиями для трансформатора.

Кроме того, в конструкции магнитопровода с отверстиями в активной стали были и другие недостатки. При штамповке в зоне отверстий появлялись механические деформации, наклеп; заусенцы вызывали замыкания пластин и увеличение потерь от вихревых токов; отверстия уменьшали сечение, что приводило к местному повышению индукции, потерям тока х. х. Особенно нежелательны отверстия при использовании холоднокатаной стали. В зоне отверстий искривляется магнитный поток (рис. 21, г), его направление отклоняется от направления прокатки и потери возрастают в несколько раз. Поэтому в новых трансформаторах отказались от шпилек, и используют бесшпильные конструкции магнитопроводов.

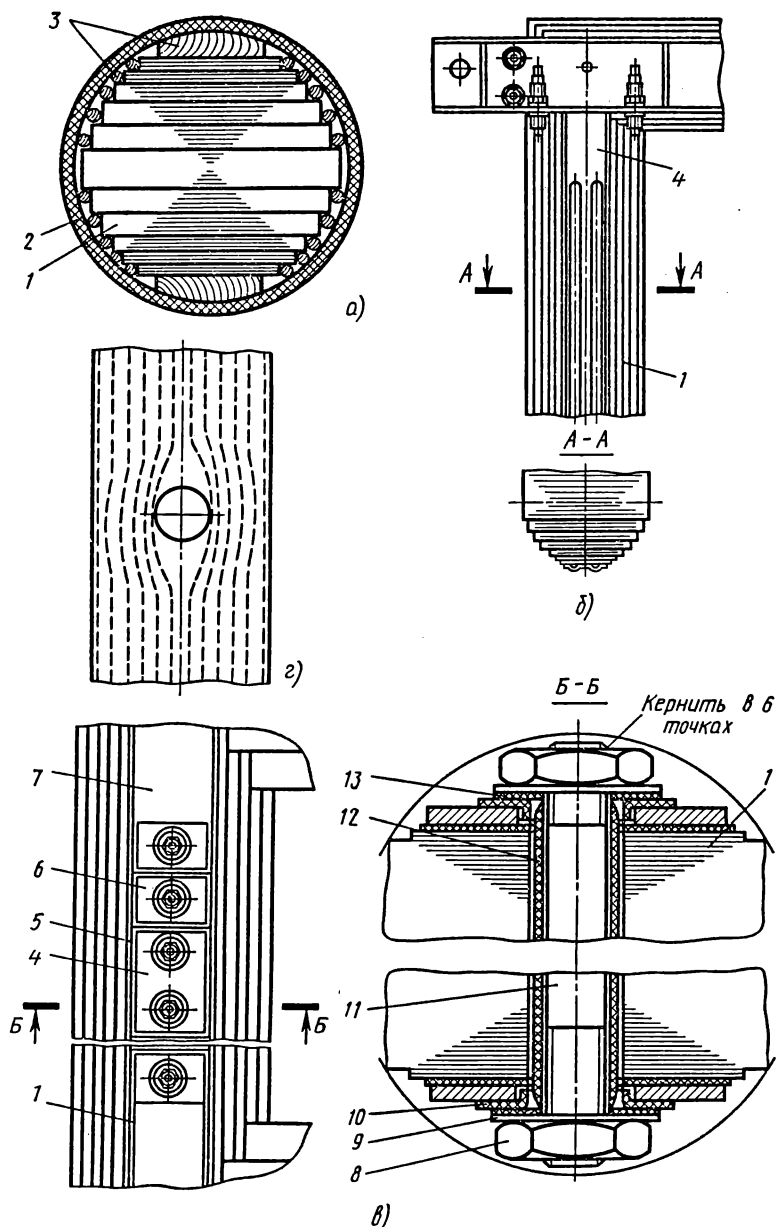


Рис. 21. Прессовка стержней магнитопроводов (*а* — деревянными планками и стержнями, *б* — пластинами, *в* — шпильками) и схема направления магнитного потока в обход отверстия (*г*):

1 — активная сталь, 2 — цилиндр обмотки, 3 — деревянные детали для прессовки, 4 — пластина, 5 — изолирующая прокладка, 6 — стальная накладка, 7 — лист электрокартона, 8 — гайка, 9 — стальная шайба, 10 — изолирующая угловая шайба, 11 — шпилька, 12 — изолирующая трубка, 13 — изолирующая шайба

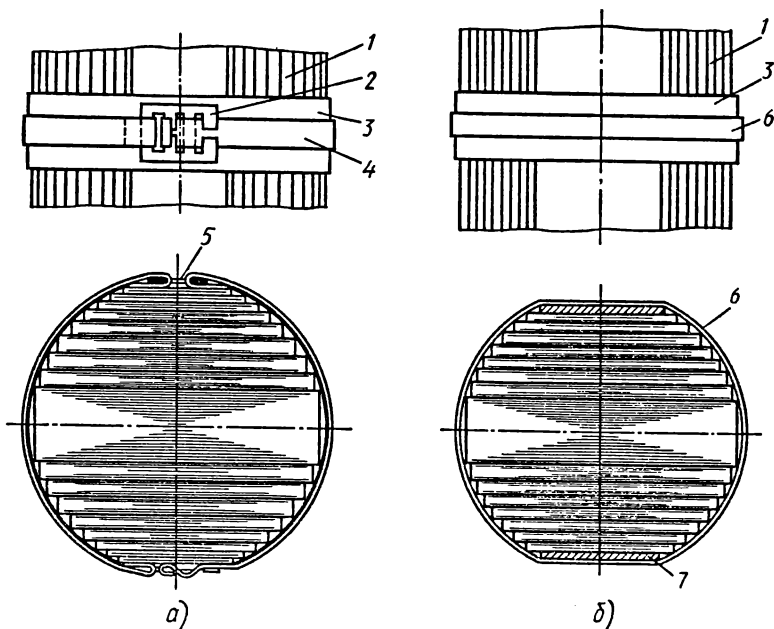


Рис. 22. Прессовка стержней бандажами:

а — стальными, *б* — из стеклоленты; 1 — активная сталь, 2 — стальная замковая пряжка, 3 — полоса электрокартона, 4 — стальная лента, 5 — пряжка из изолирующего материала, 6 — стеклобандаж, 7 — стальная пластина

У трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и более стержни прессуют стальными бандажами или бандажами из электроизоляционного материала — стеклоленты. Стальной бандаж (рис. 22, *а*) выполняют из ленты 4, изолированной от пластин стержня полосой 3 электрокартона. Во избежание образования замкнутого витка стальные бандажи изготавливают с изолирующей пряжкой 5.

Бандажи из стеклоленты (рис. 22, *б*) 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. После намотки необходимого числа слоев конец ленты нагревают до 120—130° С и приклеивают к бандажу, надежно закрепляя ленту. При 100—105° С (во время сушки активной части) лак полимеризуется, и бандаж получается монолитным и очень прочным.

К основным элементам прессующих конструкций ярм относят ярмовые балки и стягивающие детали — шпильки, полубандажи, ярмовые бруски. Ярмовые балки выполняют две основные функции: служат для прессовки ярма и одновременно опорой для обмоток. Они воспринимают усилия в обмотках при к. з. и обеспечивают их осевую запрессовку после насадки на магнитопровод. Кроме того, за ярмовые балки поднимают собранный остов для перевозки активной части трансформатора. Наконец, ярмовые

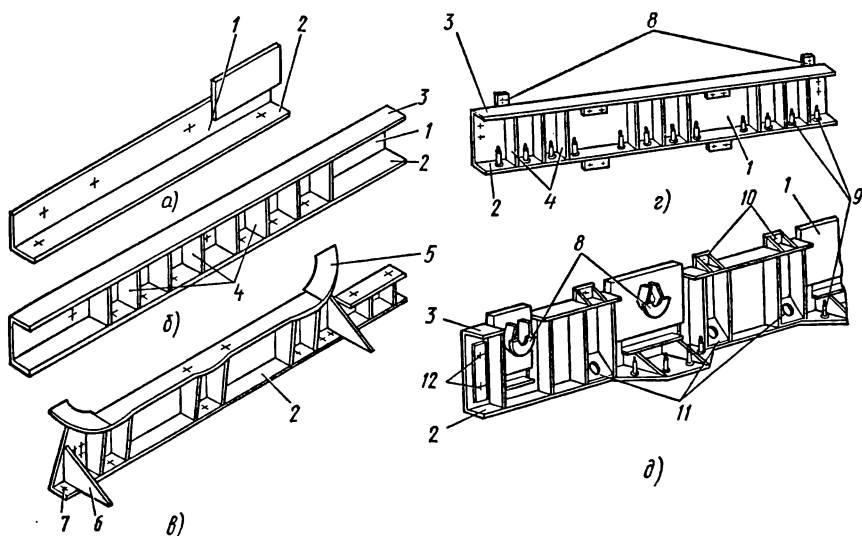


Рис. 23. Ярьмовые балки:

а — из угловой стали, *б* — из швеллера (верхняя), *в* — сварная (нижняя) для трансформаторов III габарита, *г* и *д* — сварные (верхние) для трансформаторов IV габарита; 1 — вертикальная стенка, 2, 3 — нижняя и верхняя полки, 4, 6 — пластины, 5 — опорная часть нижней балки, 7 — отверстия для шипов, 8 — устройства для подъема, 9 — нажимные винты, 10, 11 — отверстия для полубандажей, 12 — отверстия для прессующих шпилек

балки используют для раскрепления активной части на время перевозки трансформатора; к ним крепят отводы, встроенные узлы переключающего устройства, реактор (при его наличии) и другие элементы активной части.

Чтобы удовлетворить указанные требования, ярьмовые балки должны обладать необходимой прочностью и нередко иметь сложную фасонную форму (рис. 23). Различают верхние (рис. 23, *а*, *б*, *г*, *д*) и нижние (рис. 23, *в*) ярьмовые балки, прессующие соответствующие торцовые ярма.

Балки сварной конструкции имеют верхнюю 3 и нижнюю 2 полки и вертикальную стенку 1. В них предусмотрены устройства для зачаливания и подъема 8, опорная поверхность 5 для обмоток, винты 9 для осевой стяжки обмоток, пластины 4 для обеспечения прочности балок и другие детали.

Для прессовки ярем трансформаторов мощностью до 630 кВ·А, как правило, достаточно прессующих шпилек, вынесенных за активное сечение (рис. 24, *б*). Чтобы шпильки 10 не замкнулись на активную сталь ярма 9, их изолируют бумажно-бакелитовыми трубками 8. У более мощных трансформаторов шпильки дополняют специальными полубандажами, охватывающими ярма (рис. 24, *а*). Полубандаж представляет собой стальную ленту 2 шириной 40—80 мм и толщиной 3—6 мм. К концам ленты приваривают шпильки, которые пропускают через отверстия в пластинах ярьмовых балок. Шпильки изолируют от балок шайбами 7 и трубками 8, а стальную ленту — изолирующей прокладкой 1, выполненной из полосы электрокартона с загнутыми краями (коробочкой).

В трансформаторах мощностью более 10 000 кВ·А на торцах магнито-

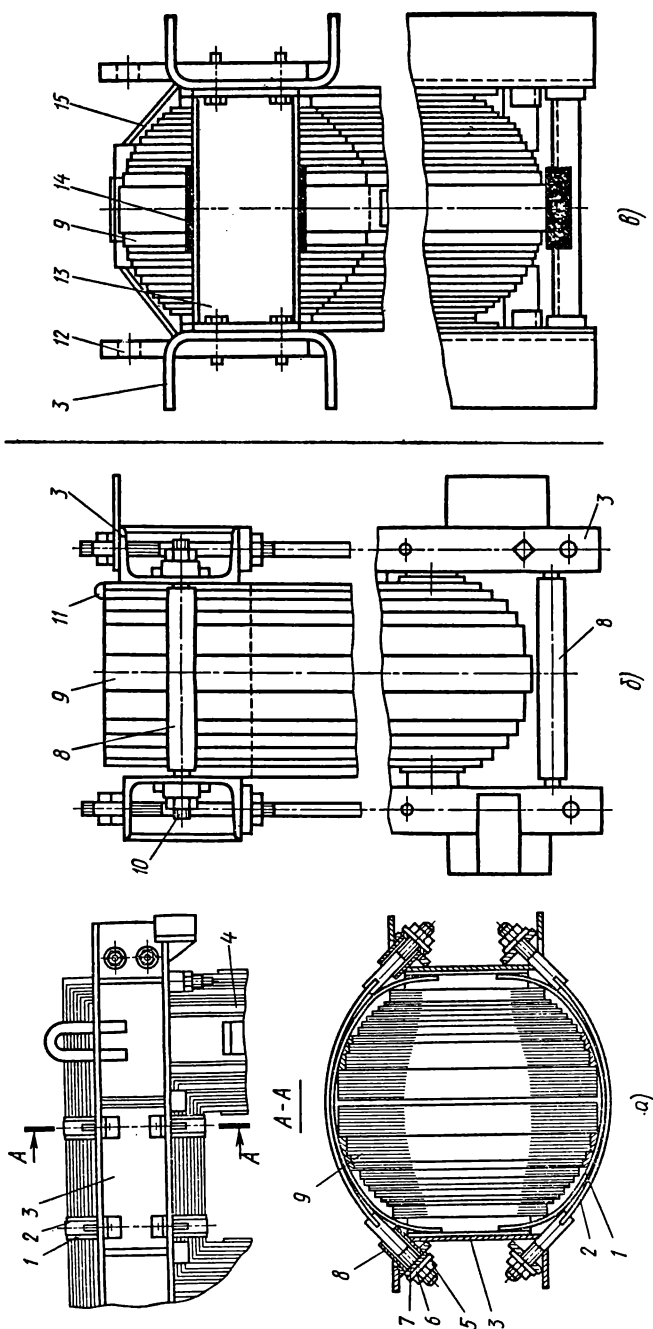


Рис. 24. Прессовка ядра:

а — полубандажи, б — шпильками, в — ярмовыми брусками, г — стальная лента, 3 — ярмовая балка, 4 — стержень, 5 — пайка, 6 и 7 — стальная и изолирующая шайбы, 8 — изолирующая трубка, 9 — ядро, 10 — прессующая шпилька, 11 — лента для заземления, 12 — подъемная пластина, 13 — ярмовый брус, 14 — изолирующая подкладка, 15 — полубандаж

провода вместо шпилек ставят ярмовые бруски 13 (рис. 24, 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 6 и 7. У некоторых трансформаторов на балки ставят прокладки из электроизоляционного материала, например стеклотекстолита, обладающего большой механической прочностью. Прокладки фиксируют необходимое положение полубандажа и одновременно «разрывают» виток.

§ 20. Разгрузка от механических воздействий и заземление магнитопровода

При сборке и эксплуатации на магнитную систему трансформатора воздействуют механические нагрузки, возникающие при подъеме и перевозке магнитопровода и активной части, осевой запрессовке обмоток и коротких замыканиях. Эти усилия «растягивают» стержни, стремясь «оторвать» от них ярма, вызывают смещение пластин и увеличивают зазоры в стыках, а также потери и ток х. х. Поэтому механические нагрузки в магнитной системе нежелательны, и их следует избегать.

Существует немало конструкций устройств, разгружающих активную

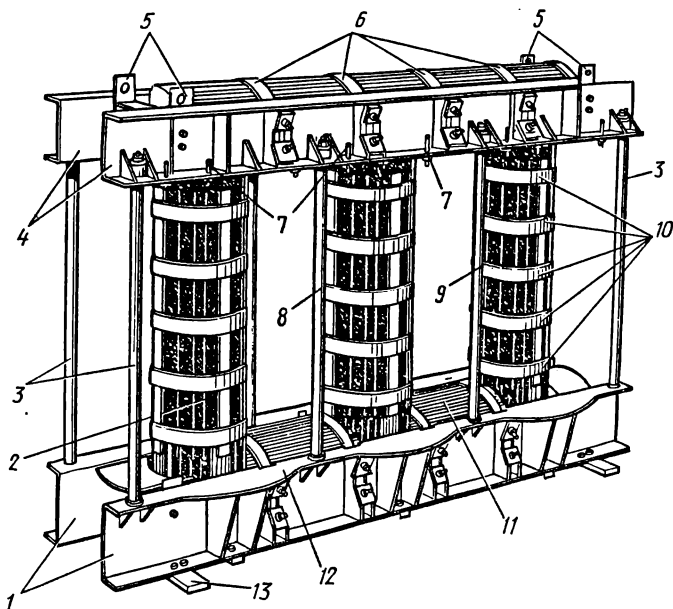


Рис. 25. Остов трансформатора с прессующими шпильками:

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

сталь. Одно из них — жесткая рама, образованная нижними 1 и верхними 4 ярмовыми балками и соединяющими их вертикальными шпильками 3 (рис. 25). Шпильки и балки рассчитаны на суммарные осевые усилия, возникающие в трансформаторе. Обычно вертикальные шпильки размещают снаружи обмоток и изолируют бумажно-бакелитовыми трубками.

В трансформаторах с наружными обмотками 110 кВ и выше установка шпилек затруднительна из-за необходимости выдерживать изоляционные расстояния между обмоткой и шпилькой. В этих случаях вместо шпилек применяют вертикальные пластины, которые располагают вдоль стержня между активной сталью и обмоткой. Пластины выполняют несколько функций: соединяют ярмовые 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 ВН 35 кВ и ниже, в которых установка шпилек по конструктивным соображениям нежелательна.

Пластины соединяют с ярмовыми балками двумя приваренными по концам упорными шипами (пластины), которым соответствуют такие же пластины, приваренные к ярмовым балкам. Принцип действия устройства показан на рис. 26, а — д. Пластины 4 и 6 (рис. 26, а, д), приваренные к верхней 1 и нижней 8 ярмовым балкам, должны плотно, без зазоров соединяться с такими же упорными пластинами 2 и 7 (рис. 26, 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 специальный стальной клин 9, пере-

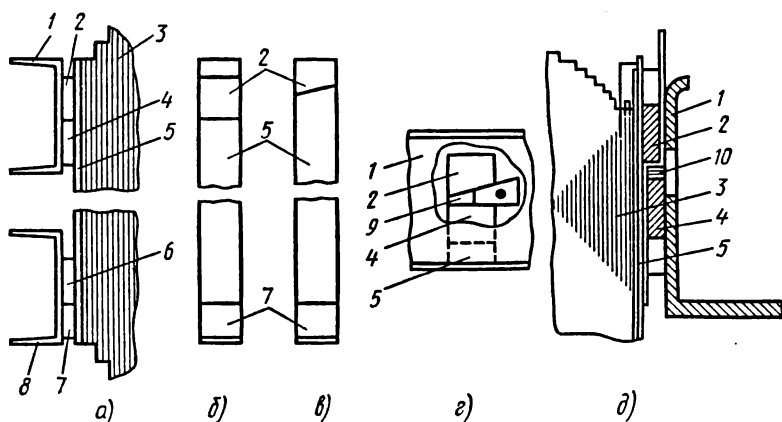


Рис. 26. Соединение (а) ярмовых балок вертикальными упорными пластинами (б), со срезом (в), в виде клина (г) и изолирование их прокладками (д): 1, 8 — верхняя и нижняя ярмовые балки, 2, 7 — упорные пластины, приваренные к вертикальной пластине, 3 — магнитопровод, 4, 6 — упорные пластины, приваренные к ярмовым балкам, 5 — вертикальные пластины, 9 — стальной клин, 10 — электронизоляционная прокладка

мешаемый по пластине 4 ярмовой балки, обеспечивает плотное, без зазоров сочленение всех деталей устройства (рис. 26, з).

В мощных трансформаторах вертикальные пластины 5 изолируют от ярмовых балок электроизоляционными прокладками 10 (рис. 26, д), что позволяет «разорвать» контуры, по которым могут замыкаться циркулирующие токи, вызываемые потоками рассеяния. Для сборки такая конструкция создает трудности: вертикальные пластины 5 находятся под обмотками, поэтому после их насадки снаружи видны только их верхние концы с упорными пластинами. После зашивтовки ярма и установки ярмовых балок узел сочленения вообще закрыт, что усложняет выравнивание балок. Для визуального контроля в стенке балок делают специальные отверстия (окна), через которые проверяют сочленение упорных пластин.

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

Во время работы в металлических частях трансформатора, включая магнитопровод, 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, поэтому всегда стремятся избежать разрядов. Для предохранения от разрядов магнитопровод заземляют, т. е. всем его металлическим деталям сообщают один и тот же потенциал — потенциал «земли». Заземлению подлежат активная сталь, ярмовые балки, вертикальные шпильки (пластины) и другие детали, составляющие остов трансформатора.

Остов устанавливают на дне бака на стальных опорных пластинах 13 (см. рис. 25), которые связывают нижние балки и имеют хороший контакт с дном, т. е. надежно заземлены. Обе верхние 4 ярмовые балки соединяются с нижними 1 вертикальными шпильками 3 (пластинами), а между собой — горизонтальными шпильками или брусками, прессующими ярма. Поэтому для заземления активной стали достаточно на верхнем и нижнем ярмах установить по одной перемычке, которые гальванически соединяют

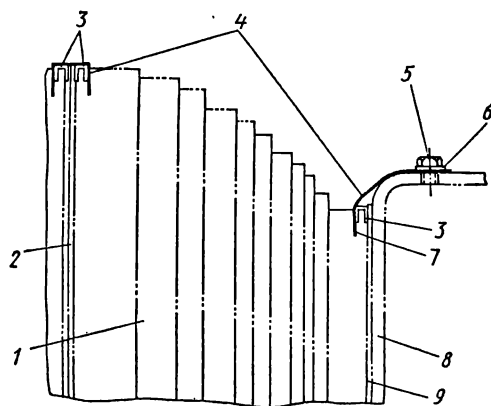


Рис. 27. Схема заземления активной стали:

1 — магнитопровод, 2 — канал между пакетами, 3 — изоляционные коробочки из электрокартона, 4 — ленты заземления (перемычки), 5 — болт, 6 — шайба, 7 — конец ленты между пластинами стали, 8 — верхняя ярмовая балка, 9 — изоляционная пластина

их с балками. Если пакеты активной стали разделены каналами с изоляционными прокладками, то их дополнительно соединяют перемычками (рис. 27). Чтобы перемычки не замкнули активную сталь (торцы пластин не имеют изоляции), ее защищают электрокартонными полосками или коробочкой 3. Заземляющую перемычку обычно изготавливают из медной луженой ленты сечением $0,3 \times 40$ мм. Один конец ленты 4 до запрессовки ярма закладывают на глубину 50—70 мм между листами стали, другой — присоединяют к ярмовой балке 8. Применяют и другие схемы заземления магнитопровода.

§ 21. Остов стержневого реактора

Стыковые магнитные системы широко применяют в конструкциях электрических реакторов (см. § 18). Чаще всего используют стержневые реакторы с зазорами, т. е. реакторы с магнитопроводом, стержни которого составляют из отдельных элементов — вставок (секций). Каждая вставка 14 (рис. 28, а, б) — это часть стержня между двумя ближайшими немагнитными зазорами 15. Вставки имеют плоскую шихтовку (рис. 29) и набираются из пластин 5—9 той же стали, что и магнитопровод трансформатора. Прессовку вставок осуществляют шпильками 1, проходящими через отверстия в пластинах и изолированными бумажно-бакелитовыми трубками 10. Для улучшения прессовки под гайки 2 устанавливают стальные пластины 3 толщиной 4—6 мм, изолированные от активной стали электрокартонной подкладкой 4. Наиболее часто встречаются вставки толщиной 50 мм.

Находясь в электрическом поле обмоток, вставки получают некоторый

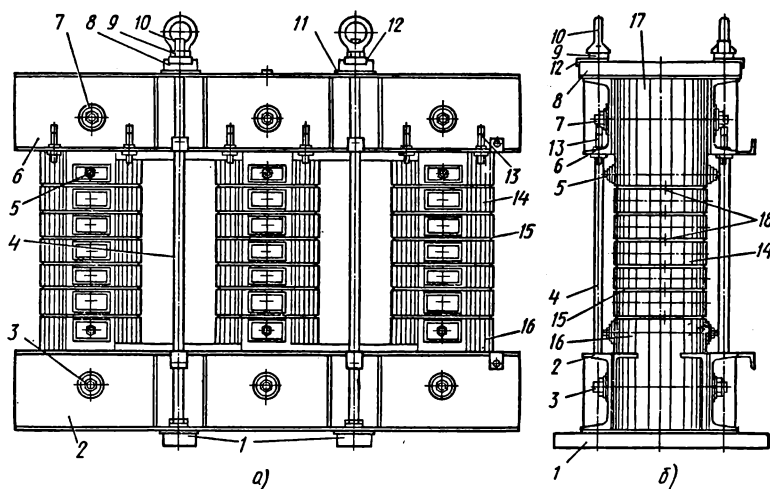


Рис. 28. Остов реактора:

а — вид спереди, б — вид с торца; 1 — нижние опорные пластины, 2, 6 — нижняя и верхняя ярмовые балки, 3, 5, 7 — стальные шпильки для прессовки магнитопровода, 4 — вертикальная шпилька, 8 — верхняя опорная пластина, 9 — гайка, 10 — подъемное кольцо, 11 — электрокартонная подкладка, 12 — замковая пластина, 13 — винт, 14 — вставка, 15 — зазоры, 16, 17 — нижнее и верхнее ярмо, 18 — ленты заземления

потенциал, поэтому, как и элементы шихтованных магнитопроводов, должны быть надежно заземлены. Ленты заземления 18, соединяющие гальванически вставки и ярма 17 и 16 (см. рис. 28), размещают на торцах стержней так, чтобы избежать их повреждения при насадке обмоток.

Ярма реактора собирают из пластин и прессуют балками 2 и 6 (см. рис. 28), а также шпильками 3 и 7, изолированными от активной стали. Зазоры 15, толщина которых определяется заданным индуктивным сопротивлением реактора, заполняют прокладками из прессованного электрокартона или гетинакса, стеклотекстолита.

Собранные отдельно ярма и вставки устанавливают друг на друга, как показано на рис. 28, и стягивают в единую конструкцию вертикальными шпильками 4. Во избежание вибраций и изменения сопротивления составные части реактора должны быть очень прочно стянуты

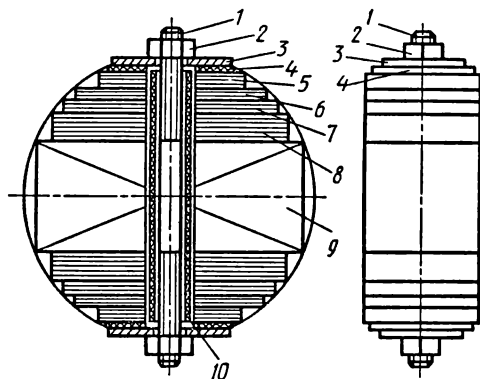


Рис. 29. Вставка стержня реактора

между собой, для чего используют опорные пластины 1 и 8, изолированные от ярма электрокартонными подкладками 11. Стяжные шпильки 4 вворачивают в нижнюю опорную пластину 1 и во избежание отвинчивания шплинтуют. Верхняя опорная пластина 8 прижимается гайками 9, создающими необходимое усилие для запрессовки, а подъемные кольца 10 наворачиваются на шпильки, препятствуя ослаблению затяжки гаек.

§ 22. Изоляция силовых трансформаторов

Общие сведения. 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 остов и бак, в котором размещается активная часть трансформатора.

В СССР трансформаторы изготовляют 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. Если у трансформатора отсутствуют ограничения, связанные с насыщением магнитопровода (например, при номинальном ВН индукция в стержне уже максимальна), то он должен нормально работать при наибольшем для данного класса напряжении.

Напряжения, действующие на изоляцию. В эксплуатации на трансформатор длительно действует 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. Значение внутренних перенапряжений не превосходит $2,5\text{--}4,0 U_{\text{фаз}}$, а их длительность измеряется от сотых долей секунды до нескольких секунд и более. 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

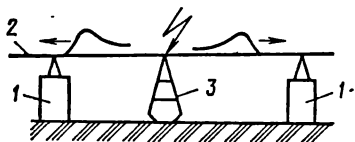


Рис. 30. Распределение волны перенапряжений вдоль линии электропередачи:

1 — трансформаторы, 2 — линия электропередачи, 3 — опора линии

вблизи линии вдоль проводов в обе стороны от места разряда будет распространяться волна высокого потенциала (рис. 30). Достигнув подстанции, волна вызовет на ее шинах значительные, хотя и ограниченные разрядниками, перенапряжения, которые будут действовать на трансформаторы. Эти внешние перенапряжения, несмотря на их ничтожную длительность, измеряемую микросекундами, являются наиболее опасными для изоляции трансформатора.

Волны внешних перенапряжений действуют, 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. 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 токоведущих частей (обмоток, отводов, переключателей) между собой внутри бака и заземленными частями трансформатора. Изолирующей средой для нее является трансформаторное масло (или другой жидкий диэлектрик) или твердый диэлектрик либо их комбинация. Поскольку изоляция не подвергается непосредственному воздействию внешних условий, ее электрическая прочность не зависит от давления, температуры и влажности атмосферного воздуха. К внутренней изоляции относят главную и продольную изоляцию обмоток.

Изоляцию 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*. Схема классификации изоляции силового трансформатора показана на рис. 31. 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 (рис. 32).

Барьерами называют прямые или фасонные перегородки из электрокартона, бумажно-бакелитовых цилиндров или трубок, разделяющих масляные промежутки между токоведущими и заземленными частями трансформатора. Изоляцию, состоящую из масляных промежутков, разделенных барьерами, называют *маслобарьерной*. Главную изоляцию обмоток

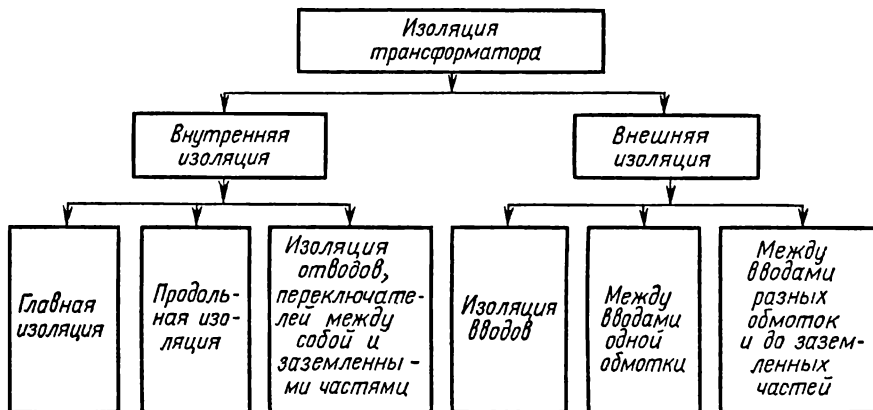


Рис. 31. Схема классификации изоляции силового трансформатора

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 к. з., 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, и резко снижают 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, например между слоями бумажной изоляции, возникают разряды, постепенно разрушающие органическую изоляцию. Необходимо удалить воздушные включения или постараться их избежать, для чего трансформатор перед испытаниями (или включением в работу) прогревают, и воздух, расширяясь, покидает изоляцию.

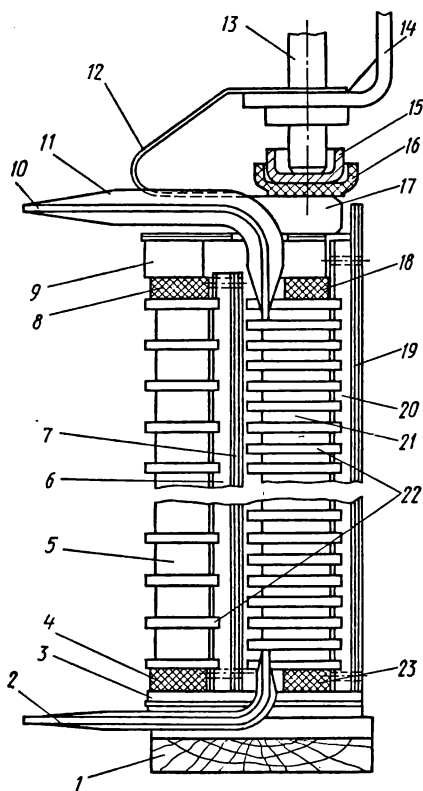


Рис. 32. Размещение обмоток и изоляции трансформатора III габарита (разрез):

1 — уравнивательная 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 — лента 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 — прокладки между катушками

Для предохранения от воздушных включений лучшим способом является заполнение бака предварительно дегазированным маслом под вакуумом.

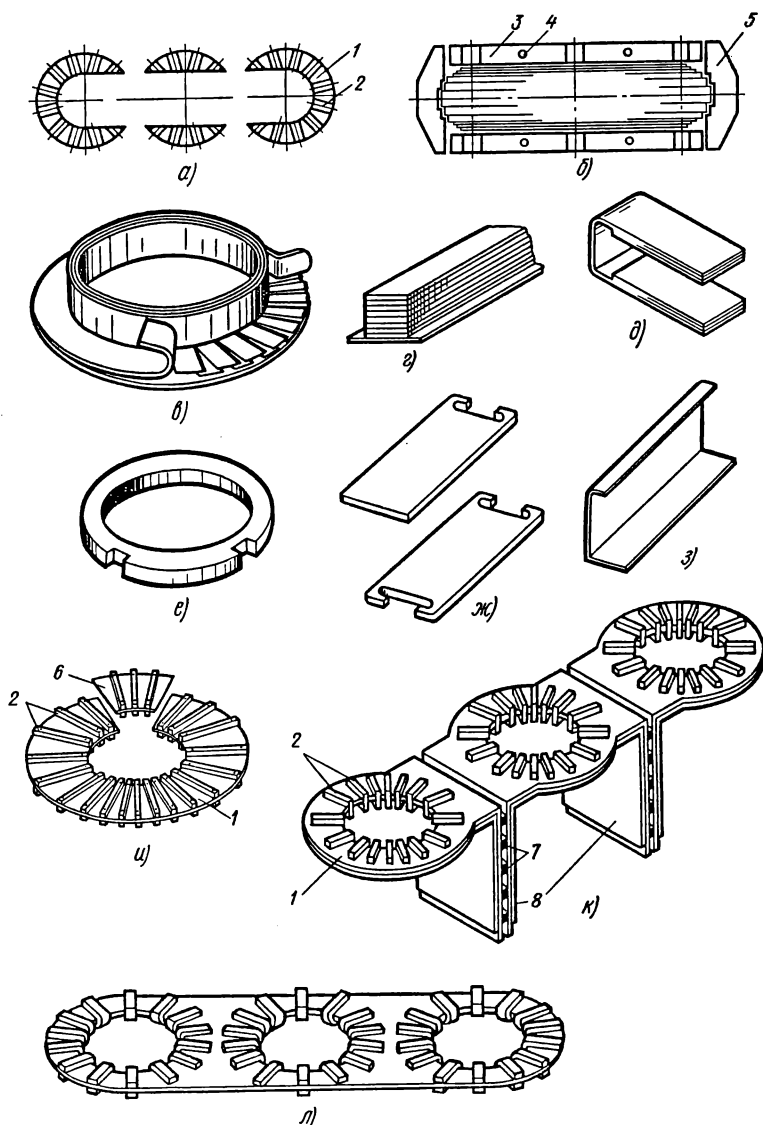


Рис. 33. Детали изоляции силовых трансформаторов:

а и *б* — электрокартонная и деревянная уравнивающие изоляции трансформаторов I—III габаритов, *в* — угловая шайба, *г* — клин (рейка), *д* — двойная прокладка, *е* — опорное кольцо, *ж* — прокладка между катушками, *з* — барьер, *и* — ярмовая изоляция трансформаторов IV и V габаритов, *к* и *л* — верхняя и нижняя ярмовые изоляции с междуфазными перегородками трансформаторов IV и V габаритов; *1* — шайба из листового электрокартона, *2*, *7* — прокладки из прессованного электрокартона, *3*, *5* — деревянные детали, *4* — отверстие для прессующих шпилек, *6* — сегмент ярмовой изоляции, *8* — междуфазная перегородка

Конструкция изоляционных узлов и 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 мощностью 1000 кВ·А показано на рис. 32. 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 магнитопровода и обмотки ВН и НН друг от друга. Другим элементом главной изоляции служит концевая изоляция обмоток — это изоляционные детали и конструкции, изолирующие торцовые части обмоток от ярма, ярмовых балок и стальных прессующих колец. На рисунке концевой изоляцией являются уравнильная 1, нижняя 3 и верхняя 9 ярмовые изоляции. Уравнильная изоляция 1 выравнивает плоскости ярма и ярмовой балки, создавая надежную опору для обмоток. Ее выполняют из электрокартона (рис. 33, а) в виде полуколец и сегментов с прокладками 2 или дерева (рис. 33, б) для трансформаторов мощностью до 4000 кВ·А.

Ярмовую изоляцию трансформаторов 6—110 кВ выполняют в виде шайбы из электрокартона (рис. 33, и, к, л) с приклепанными 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 прикрепляют к шайбе 1 «заклепками» из электрокартона. Во избежание снижения электрической прочности изоляции прокладки сверлят не насквозь, а лишь на часть толщины. Для прохода концов внутренних обмоток в шайбе 1 делают вырезы, а в мощных трансформаторах ее разрезают, выделяя сегмент 6 в зоне выхода концов.

Верхнюю ярмовую изоляцию иногда совмещают с барьерами междуфазных перегородок 8 (рис. 33, к). Для обмоток 110 кВ и выше обязательным элементом концевой изоляции является угловая шайба (рис. 33, 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. 33 показаны различные детали изоляции обмотки: между отдельными катушками (рис. 33, ж, е, д) обмотки и между соседними обмотками (рис. 33, г, з).

§ 23. Обмотки

Проводник, который однократно охватывает стержень магнитопровода 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 проводников и изоляционных деталей, защищающих витки от электрического пробоя, препятствующих их сме-

щению 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 (начало) и x, y, z (конец), 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 концентрически (одна в другой) на стержне магнитопровода (рис. 34, а), к *чередующимся* — обмотки ВН и НН трансформатора, чередующиеся в осевом направлении на стержне магнитопровода (рис. 34, 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.

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 *цилиндрической* (рис. 35, а), а состоящую из двух (или более) концентри-

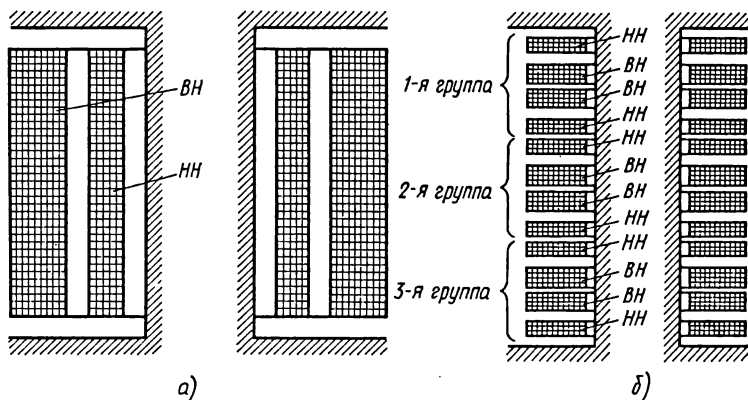


Рис. 34. Концентрическое (а) и чередующееся (б) расположение обмоток

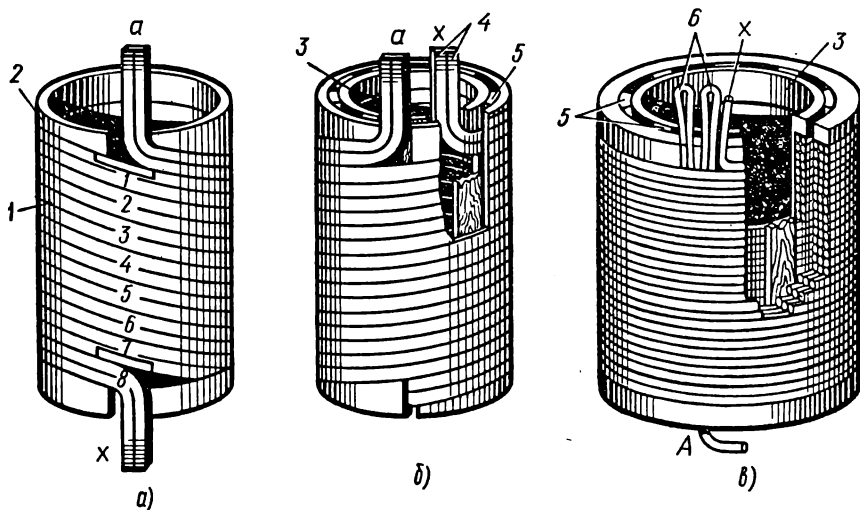


Рис. 35. Цилиндрические обмотки:

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, б — внутренние ответвления обмотки

чески расположенных слоев — *двухслойной (многослойной) цилиндрической* (рис. 35, 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. 35, а) предохраняют витки от механических повреждений и создают опорную поверхность обмотки. Между слоями двухслойной обмотки (рис. 35, б) устанавливают изоляцию из бумаги (электрокартона) или размещают равномерно по окружности несколько реек (прокладок) 5, образующих вертикальный охлаждающий канал.

Одно- и двухслойные цилиндрические обмотки применяют в качестве обмоток НН до 690 В в трансформаторах мощностью менее 630 кВ·А. Многослойная цилиндрическая обмотка (рис. 35, в) наматывается, как правило, из провода круглого сечения. Витки обмотки плотно укладывают друг к другу с переходами из слоя в слой. Намотку первого слоя производят на бумажно-бакелитовом цилиндре 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.

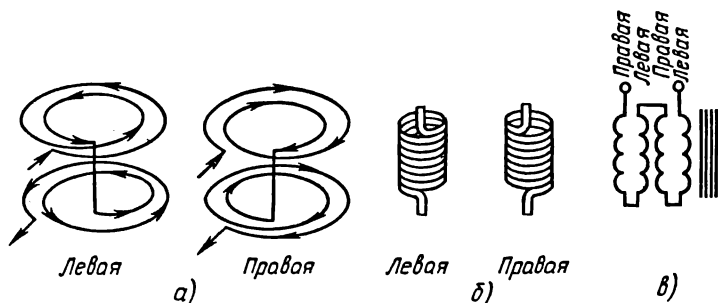


Рис. 36. Направление намотки обмоток:
 а — непрерывных, б — однослойных, в — многослойной цилиндрической

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. 36, б, в).

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.

Катушки считаются левыми, если провод от верхнего наружного конца укладывается против часовой стрелки, и правыми, если провод укладывается по часовой стрелке (рис. 36, а).

Непрерывная обмотка (рис. 37, а) наматывается без разрывов, т. е. переход из одной катушки в другую производится без паяк (рис. 37, в). Для этого при намотке переключают витки каждой нечетной катушки так, чтобы один переход *б* (из катушки в катушку) был снаружи обмотки, а другой — 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. 37, б). Иногда рейки 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. 37, г).

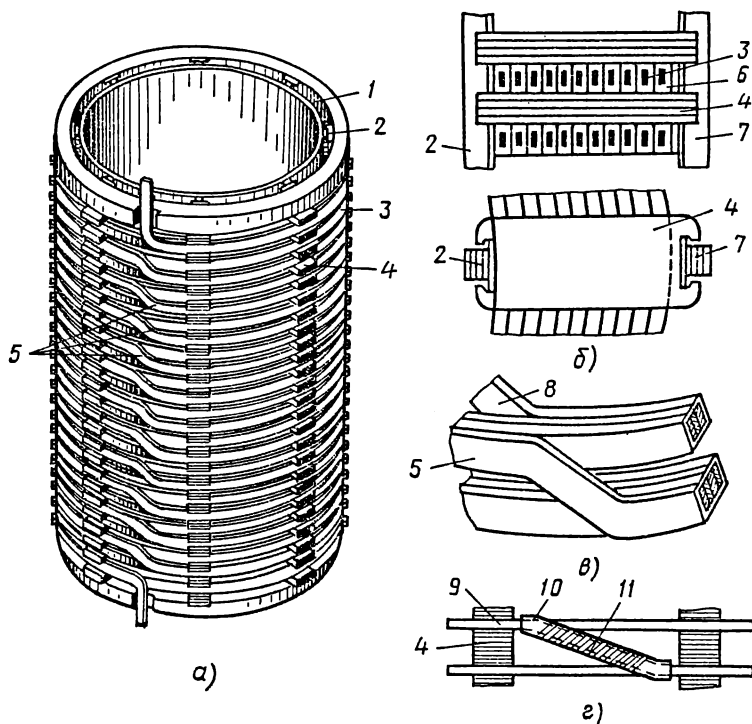


Рис. 37. Непрерывная катушечная обмотка:

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

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

Преимуществом непрерывной катушечной обмотки (кроме отсутствия разрывов при наматке) является ее большая опорная поверхность и, следовательно, значительная устойчивость к осевым усилиям при к. з. 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 разрушения ее изоляции. Благодаря указанным преимуществам непрерывные обмотки широко применяют в трансформаторах различных мощностей и напряжений.

Винтовые обмотки (рис. 38, *а* — *з*) могут быть одноходовыми и двухходовыми (многоходовыми). Одноходовая винтовая обмотка (рис. 38, *з*) состоит из ряда витков, которые следуют один за другим по винтовой линии с каналами между ними. В каждый виток входит один или несколько параллельных проводов, укладываемых в один ряд вплотную друг к другу в радиальном направлении (рис. 38, *а*, *б*).

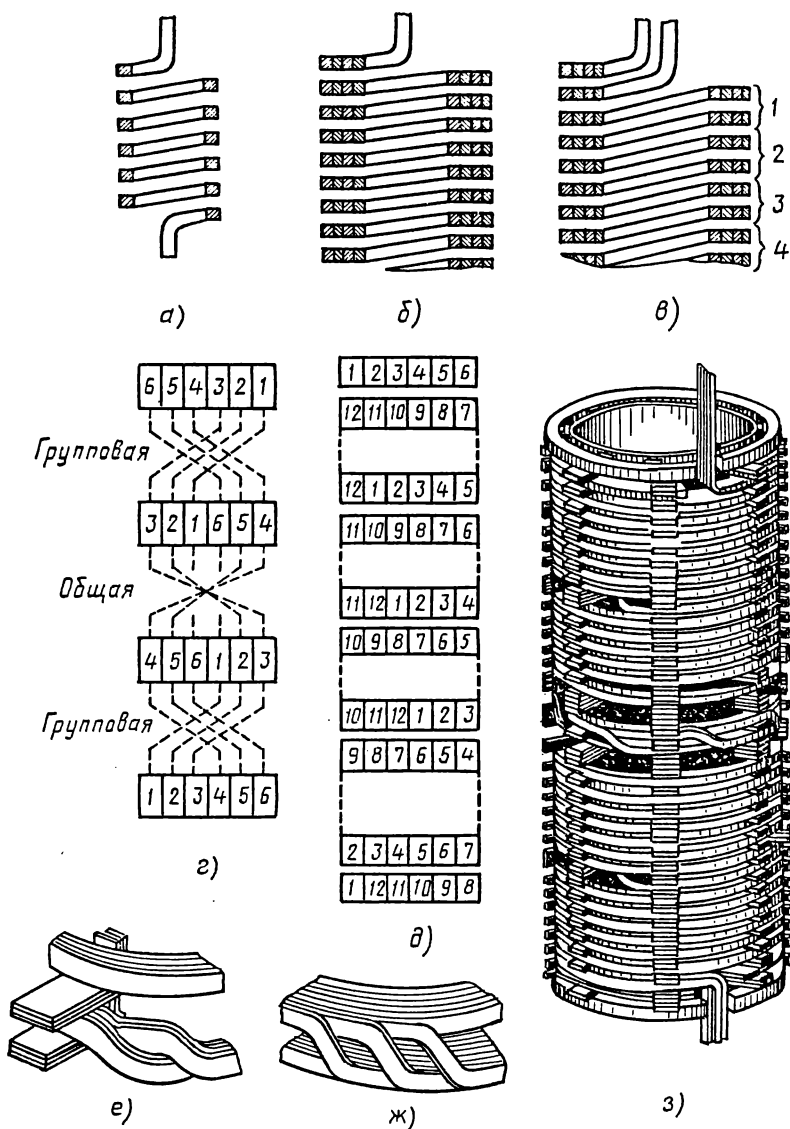


Рис. 38. Винтовая обмотка:

а — одноходовая из одного провода в витке, *б* — одноходовая из четырех проводов в витке, *в* — двухходовая, *г* и *д* — схемы транспозиции в обмотке, *е* и *ж* — групповая и общая транспозиции, *з* — одноходовая (общий вид)

Двухходовая (многоходовая) винтовая обмотка состоит из двух (или более) одноходовых обмоток, вмотанных одна в другую в процессе изготовления (рис. 38, *в*). 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 двухходовой винтовой обмотки состоят, как правило, из большого числа параллельных проводов, расположенных концентрически и на разном расстоянии от ее оси, поэтому провода, расположенные 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 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. 38, *г*): групповой, когда провода в витке разделяют на две группы и обе группы меняют местами (рис. 38, *г, е*), и общей, когда изменяется взаимное расположение всех параллельных проводов (рис. 38, *г, ж*). Если в одноходовой обмотке имеется 12, 16 и более параллельных проводов, то применяют транспозицию Бюда, позволяющую еще больше снизить добавочные потери.

В двухходовой винтовой обмотке (рис. 38, *в, д*) используют равномерно распределенную транспозицию Хобарта, при выполнении которой все провода обмотки оказываются одинаково расположенными по отношению к продольному (осевому) полю рассеяния (длина проводов также почти одинакова).

Винтовая обмотка обладает значительной торцевой поверхностью, обеспечивающей ее устойчивость к осевым усилиям при к. з., хорошей механической прочностью и достаточной поверхностью охлаждения. Ее широко применяют для обмоток НН с относительно небольшим числом витков и значительными вторичными токами в трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и более.

§ 24. Способы прессовки обмоток

Все силовые трансформаторы должны выдерживать без повреждений и остаточных деформаций внезапные сквозные (внешние) короткие замыкания. Допустима длительность прохождения и кратность установившегося тока к. з. указаны в ГОСТах и ТУ. Наибольшая допустимая продолжительность к. з. на зажимах трансформатора не должна превышать нескольких секунд. Установлено, что, хотя радиальные силы больше осевых, большинство разрушений обмоток силовых трансформаторов при сквозных к. з. происходит от действия осевых электромагнитных сил. Для защиты от механического разрушения обмотки закрепляют с помощью осевой прессовки, обеспечивающей 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. 39) завинчиванием гаек 2 на стальных верти-

кальных 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). Ярма стягивают балками после прессовки обмоток.

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

У трансформаторов III габарита и выше электроизоляционные детали обмоток (витковая изоляция, прокладки), их концевая и главная изоляции занимают значительную долю высоты окна магнитной системы, особенно у трансформаторов 110 кВ и более, что не позволяет получить с достаточной точностью 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. 40).

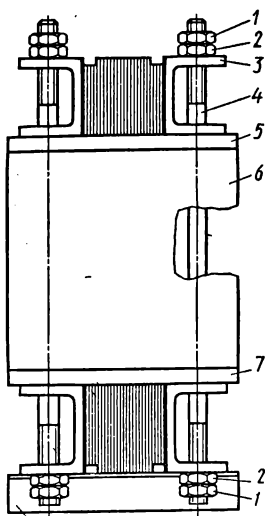


Рис. 39. Прессовка обмоток вертикальными шпильками и ярмовыми балками трансформаторов I и II габаритов:

1 — контргайка, 2 — гайка, 3, 7 — ярмовые балки, 4 — шпилька, 5 — концевая изоляция, 6 — обмотки

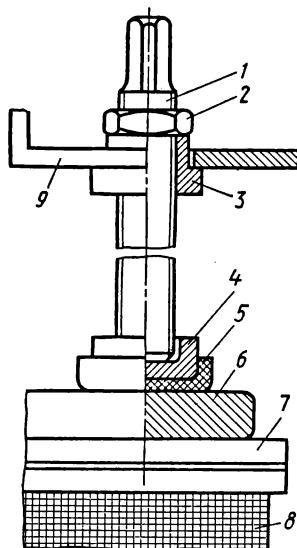


Рис. 40. Прессовка обмоток кольцами и нажимными винтами

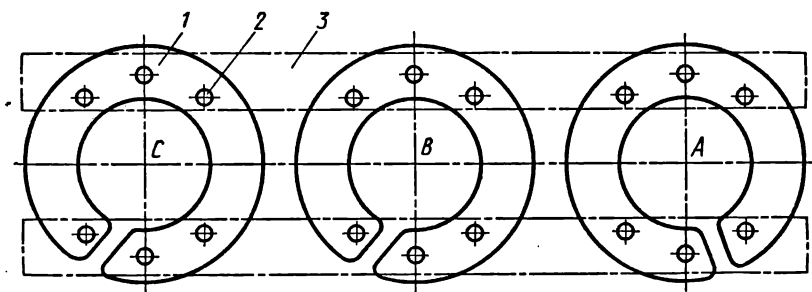


Рис. 41. Расположение прессующих колец при общей прессовке в трехфазном трансформаторе:

1 — кольцо, 2 — места установки нажимных винтов, 3 — контур расположения ярмовых балок

На концевой изоляции 7 обмоток 8 установлено плоское прессующее (нажимное) кольцо 6 (оно имеет разрыв во избежание короткозамкнутого витка). В полку 9 верхней ярмовой балки вварены круглые стальные втулки 3, в которые ввинчивают нажимные винты 1. Если винтами давить непосредственно на прессующее кольцо, то оно через винты и ярмовую балку замкнется и образуется короткозамкнутый виток. Стальное кольцо изолируют от ярмовых балок пятой 5, выполненными из пластмассы, текстолита, прессованного электрокартона или специального пресс-порошка. Чтобы при завинчивании винта давление не было сосредоточенным и не продавилась изоляционная пята, в нее вставляют стальную пята 4. 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).

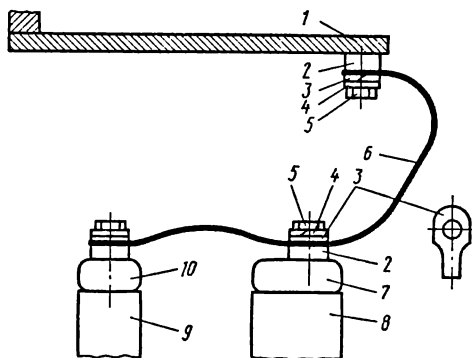
Для обмоток силовых трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно применяют в основном общую прессовку, т. е. все обмотки, расположенные на стержне, прессуют одним общим кольцом. Для мощных трехобмоточных и всех трансформаторов напряжением 220 кВ и более обычно используют раздельную прессовку обмоток — каждую обмотку прессуют своим кольцом. Схема размещения прессующих колец на обмотках трехфазного трансформатора при прессовке обмоток стержня одним кольцом показана на рис. 41.

Каждое прессующее кольцо 7 и 10 заземляют шинкой 6, изготовленной из медной луженой ленты толщиной 0,3 мм, которая соединяет его с заземленной ярмовой балкой. Шинку крепят к кольцам болтами 5 с помощью приваренных к ним бобышек 2. Устройство заземления прессующих колец обмоток НН и ВН стержня показано на рис. 42. При раздельной прессовке обмоток трехобмоточного трансформатора заземление кольца обмотки СН осуществляется удлиненной шинкой 6 так же, как и обмоток НН и ВН.

Заземление колец производят со стороны отводов НН, строго соблюдая указания чертежа. Ошибка в подсоединении заземления может привести к образованию контура, неплотный контакт заземляющей шинки с коль-

Рис. 42. Заземление прессующих колец при раздельной прессовке обмоток:

1 — полка верхней ярмовой балки, 2 — бобышка, 3, 4 — стопорная и пружинная шайбы, 5 — болт, 6 — шинка заземления, 7, 10 — прессующие кольца обмоток ВН и НН, 8, 9 — обмотки ВН и НН



цом — к чрезмерному нагреву места соединения и искрению, а следовательно, к газообразованию в масле. Для плотного присоединения шинки заземления стопорную и пружинную шайбы.

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

§ 25. Отводы

Многие токоведущие узлы и элементы конструкции трансформатора должны при сборке гальванически соединяться между собой. Совокупность электрических проводников, соединяющих обмотки с вводами, переключателями устройствами и другими токоведущими частями, называют *отводами* трансформатора, которые состоят из проводников различного сечения и конфигурации и деталей их крепления. В качестве проводников применяют медь или алюминий в виде круглых проводов (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 шина имеет большую токовую нагрузку. 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, при этом толщина изоляции определяется электрическими воздействиями, возникающими в местах касания отводов, 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 к ней 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 прикрепляют стальными болтами и гайками.

Несмотря на большое разнообразие конструктивных исполнений, в каждом отводе выделяют основную (отвод) и контактную части. Контактная часть (компенсаторы) представляет собой легко деформируемые гибкие элементы, которые служат для связи отводов с вводами или другими отводами трансформатора (рис. 43, 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. 43, 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

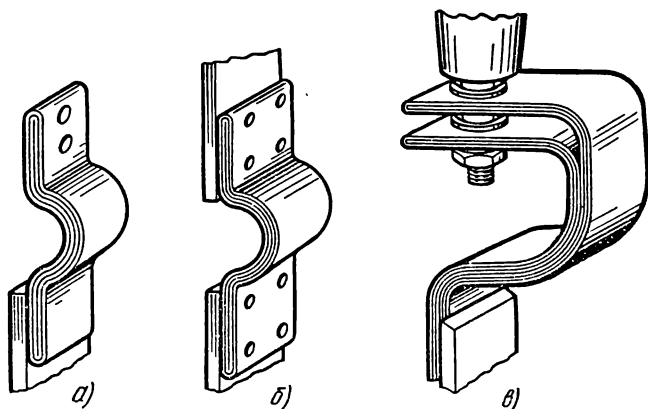


Рис. 43. Компенсаторы для соединения с шинными вводами (а — НН, в — ВН) и между отводами (б)

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

§ 26. 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 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 конструктивные 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 требуемое соединение регулировочных ответвлений.

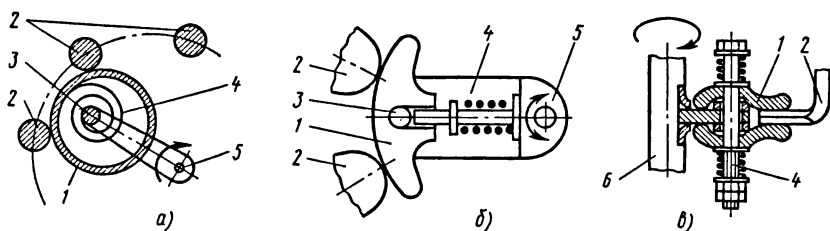


Рис. 44. Виды контактов переключающих устройств ПБВ:

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

Соединение подвижных с неподвижными контактами имеет три конструктивных исполнения: кольцевое, сегментное и ламельное (рис. 44, *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. В конце обозначения указывают год утверждения проекта на устройство. 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: П6-35/160×3-73.

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. 45) 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, служащий 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, которая 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 15 (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 резьбо-

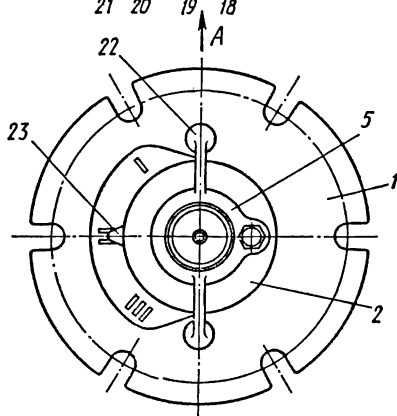
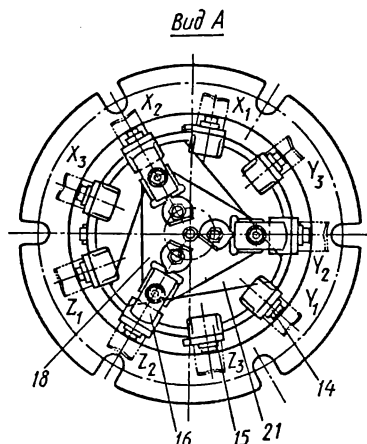
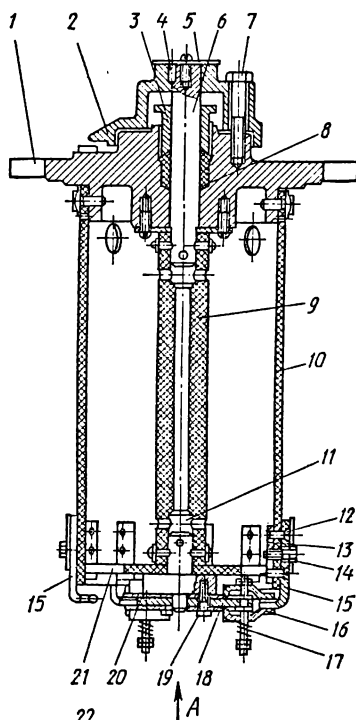


Рис. 45. Трехфазное переключающее устройство ПБВ типа ПТЛ-0-9-120/35

вое отверстие, соответствующее выбранной ступени, и включают трансформатор в работу.

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

Конструкция переключющего устройства с сегментными контактами

ПТС-0-9-120/10 аналогична конструкции предыдущего устройства, его контактная система показана на рис. 46.

На бумажно-бакелитовом цилиндре 1 закреплены неподвижные контакты 3 с болтами 2 для подключения ответвлений. Подвижные контакты 5 сегментного типа установлены на колеччатом вале 4 и прижаты пружинами к неподвижным контактам. Нижний валик 6, колеччатый вал 4 и сегменты 5 приводятся в действие рукоятками колпака, расположенного на верхнем приводном вале. Для центровки верхнего и нижнего валов служит пластина 7.

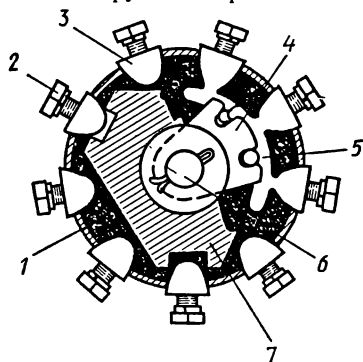


Рис. 46. Контактная система переключющего устройства ПБВ типа ПТС-0-9-120/10

Трехфазные переключющие устройства реечного типа ПТР-0-10/63 \times 3-65 и ПТР-0-35/63 \times 3-65, предназначенные 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. 47, 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. Перемещение подвижной контактной системы вправо или влево относительно неподвижных контактов позволяет переходить с одной ступени напряжения на другую.

Для совмещения осей подвижных и неподвижных контактов установлены два держателя 8, изготовленные из прессованного стекловолнистого материала. Держатель состоит из двух симметричных половин

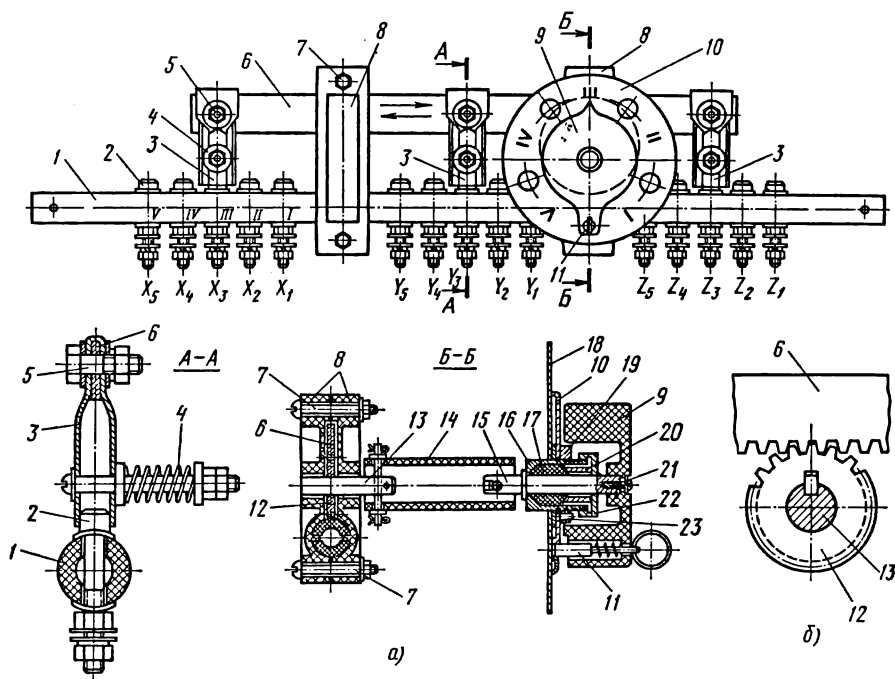


Рис. 47. Трехфазное переключающее устройство РБВ типа ПТР-0-10/63-3-65:
а — устройство, б — схема сцепления рейки с шестерней

(шек), между которыми размещены бумажно-бакелитовая трубка 1, закрепленная жестко в держателях винтами 7, и рейка, перемещающаяся в продольном направлении.

Перевод подвижных контактов с одной ступени на другую осуществляется 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 балок.

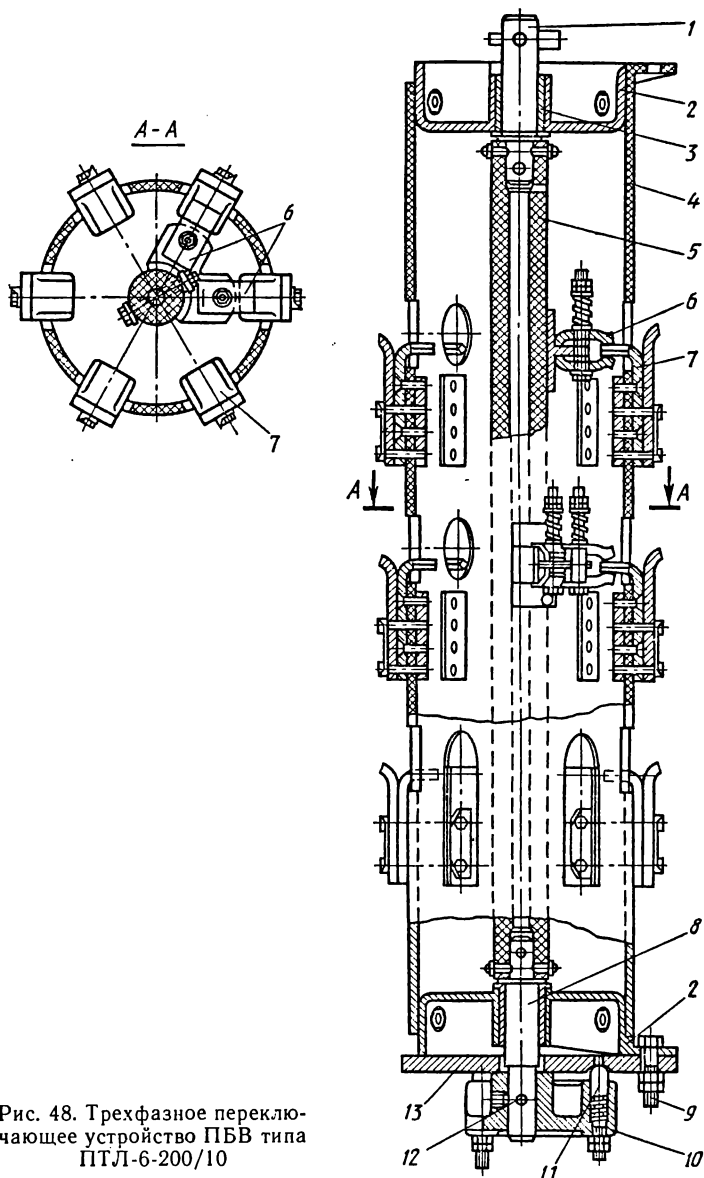


Рис. 48. Трехфазное переключающее устройство ПБВ типа ПТЛ-6-200/10

Трехфазное переключающее устройство ПТЛ-6-200/10 (рис. 48) предназначено для переключения ответвлений обмоток с прямой схемой на пять ступеней напряжения для обмоток с шестью регулировочными ответвлениями.

На бакелитовом цилиндре 4 закреплены в три яруса выступающие внутрь цилиндра неподвижные контакты 7 (по шесть на каждую фазу). Внутри цилиндра проходит вал — бумажно-бакелитовая труба 5, несущая

щая подвижные контакты 6, замыкающие одновременно по одной паре неподвижных контактов в каждой из фаз (в каждом ярусе). К неподвижным контактам присоединены регулировочные ответвления обмоток.

Верхний конец бумажно-бакелитовой трубы соединен со стальным приводным валом 1, нижний — с вспомогательным стальным валом 8. На концах цилиндра 4 закреплены металлические фланцы 2 с втулками 3 подшипников, центрирующие и поддерживающие вал. Кроме того, в нижней части цилиндра имеется диск 13, скрепленный с фланцем тремя болтами 9.

На хвостовой части вспомогательного вала жестко закреплен штифтом 12 фиксатор 10, изготовленный в виде трехлучевой звезды, в вершинах которой на пружинах установлены пальцы 11, входящие в отверстия диска и тем самым фиксирующие ступень переключения. Устройство устанавливают на кронштейнах, прикрепленных к активной части трансформатора; в верхнем фланце для этого предусмотрены три отверстия.

Устройства ПБВ типа ПТЛ-6-400/10 и ПТЛ-6-400/35 и на большие ток и напряжение отличаются только размерами изоляционного цилиндра и длиной бумажно-бакелитовой трубы; их контактная система усилена спариванием контактов. Привод к переключателям, устанавливаемый на крышке трансформатора, аналогичен по устройству ранее рассмотренным: имеет сальниковую крышку, вал, колпак с приводными рукоятками и другие вспомогательные детали.

Переключающие устройства П6 (рис. 49) применяют для переключения регулировочных ответвлений обмоток с прямой схемой и шестью ответвлениями, изготовляют на напряжения 10—220 кВ и номиналь-

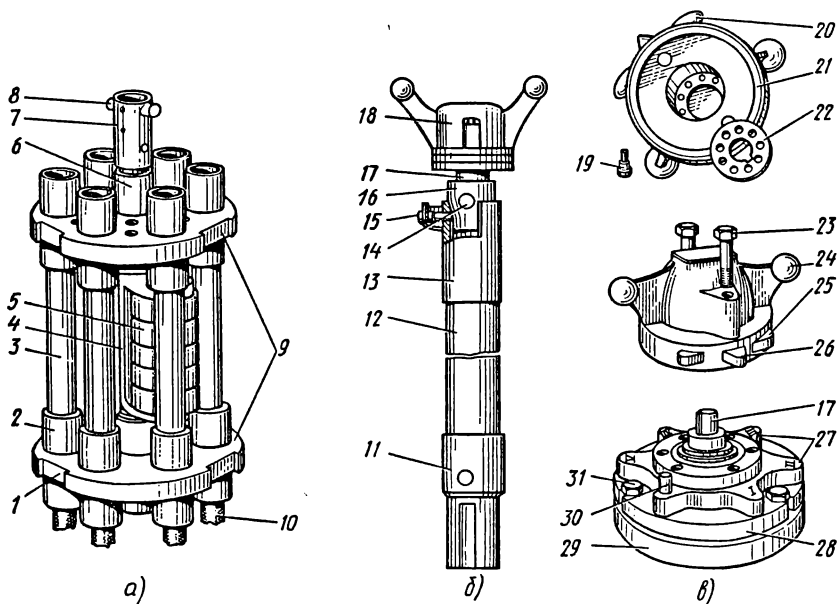


Рис. 49. Однофазное переключающее устройство П6:
а — переключатель, б — привод, в — устройство приводного механизма

ные токи от 16 до 1600 А и устанавливают в трансформаторах III и IV гаритов.

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. 49, а) состоит из верхнего и нижнего гетинаксовых дисков 9 с уступами 1, бумажно-бакелитовых втулок 2, запрессованных в диски, шести латунных никелированных 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. 49, 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. 49, а), жестко скрепленной с концом коленчатого вала переключателя, и входит с ним в зацепление. Верхний конец штанги соединен с валом 17 (рис. 49, 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. 49, в) привода к контактной системе переключающего 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, указы-

вающей 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. В конце обозначения ставят год утверждения технического проекта на устройство РПН. Например, трехфазное устройство РПН с токоограничивающим резистором, соединением фаз в звезду, номинальным напряжением 35 кВ и током 1000 А, разрывом дуги в масле обозначают РНТА-0-35/1000-73.

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

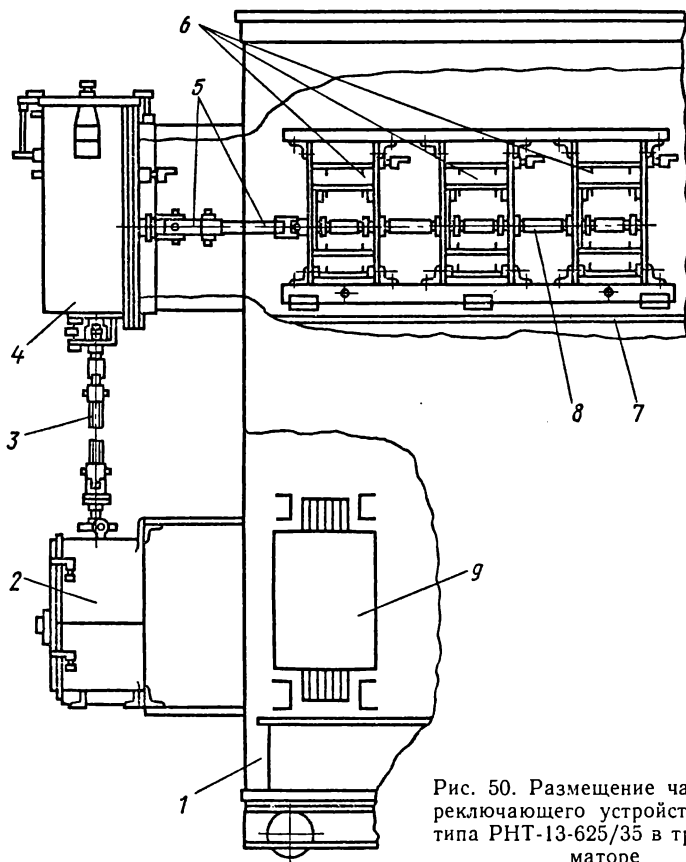


Рис. 50. Размещение частей переключающего устройства РПН типа РНТ-13-625/35 в трансформаторе

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 прерыва 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. 50. Три однофазных избирателя 6 ответвлений фаз *A*, *B* и *C* и реактор 9 установлены на ярмовых балках 7 нижнего (иногда верхнего) ярма. Избиратели сочленены между собой бумажно-бакелитовыми трубками 8, а с контактором — валом 5. Контактная система избирателей работает без разрыва цепи тока, их контакты не обгорают при переключении, поэтому избиратели расположены в баке вместе с активной частью. Действие контакторов сопровождается разрывом тока в параллельной цепи с возникновением дуги, поэтому контакторы размещены в отдельном кожухе 4, 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 2, установленной на стенке бака 1 трансформатора. Переключение происходит так, что избиратели и контакторы всех фаз действуют одновременно. Полный цикл переключения со ступени на ступень происходит за один оборот главного вертикального вала 3, длительность переключения составляет около 3 с. Привод содержит систему сигнализации и счетчик количества переключений, а также дистанционное управление.

Схема действия однофазного переключающего устройства РПН с реактором, показанная на рис. 51, *а* — *ж*, содержит две симметричные цепи. Проследим последовательность работы контактной системы и частей устройства при переходе с ответвления X_m на ответвление X_n .

В нормальном рабочем положении на ответвлении обмотки X_m (рис. 51, *а*) контакты *K1* и *K2* контактора замкнуты, а переключатели *P1* и *P2* избирателя ступеней расположены на ответвлении X_m обмотки. Ток нагрузки I_n распределяется поровну (по $0,5 I_n$) в каждой параллельной цепи и проходит к нейтрали *X* через ответвление X_m , переключатели *P1* и *P2* избирателя, контакты *K1* и *K2* контактора и далее по каждой половине обмотки реактора. Так как ток нагрузки распределяется поровну между половинами обмотки реактора, то эти токи, а следовательно, и магнитные потоки направлены встречно, поэтому они не создают результирующего магнитного поля и индуктивное сопротивление реактора в схеме можно считать равным нулю. Таким образом, в реакторе в нормальном рабочем режиме падения напряжения практически нет.

Для перехода с ответвления X_m на ответвление X_n пользуются ручным приводом с помощью рукоятки или электродвигателем с кнопочным либо автоматическим управлением. При включении привода цикл переключения со ступени на ступень происходит в такой последовательности: размыкается контакт *K2* контактора (рис. 51, *б*), разрывая ток ветви, затем с

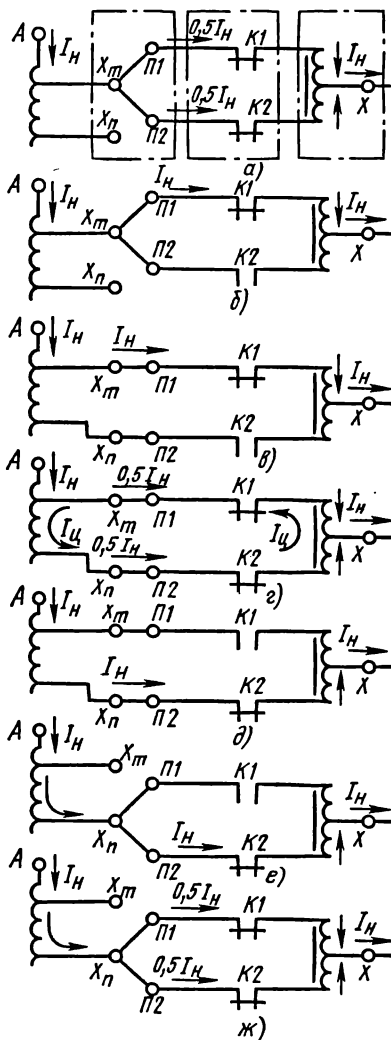


Рис. 51. Схема действия однофазного переключающего устройства РПН с реактором:

$a - ж$ — последовательность переключения контактной системы

некоторым запозданием переключатель $П2$ переходит на ответвление X_n (рис. 51, в). После размыкания контакта $K2$ полный ток нагрузки проходит по верхней ветви через переключатель $П1$, контакт $K2$ и верхнюю половину обмотки реактора, при этом в реакторе происходит некоторое падение напряжения. Затем замыкается контакт $K2$ (рис. 51, г). Ток нагрузки в этом положении (называемом положением «моста») распределяется по двум ветвям поровну, однако кроме нагрузочного тока в образовавшемся контуре проходит циркулирующий ток $I_{ц}$, который пропорционален напряжению ступени и обратно пропорционален индуктивному сопротивлению реактора.

Циркулирующий ток, проходя по обмотке реактора, вызывает в его магнитопроводе магнитный поток, который, образуя противо-эдс, создает индуктивное сопротивление цепи и тем самым ограничивает циркулирующий ток. В этом и заключается роль реактора в данной схеме. Отсутствие реактора вызвало бы в цепи моста ток к.з., который может привести к выгоранию витков ступени обмотки.

Далее размыкается контакт $K1$ контактора (рис. 51, д) и с некоторым запозданием по времени переключатель $П1$ переходит на ответвление X_n (рис. 51, е), полный ток нагрузки проходит по нижней ветви. Цикл переключения заканчивается замыканием контактора $K1$ (рис. 51, ж).

При последующих переключениях со ступени на ступень очередность переключения и действия аппаратуры повторяется. В положении моста (см. рис. 51, г), как было указано ранее, в одной из ветвей проходит ток, состоящий из двух составляющих — половины тока нагрузки и циркулирующего тока. Для увеличения количества ступеней регулирования положения моста часто используют в качестве рабочего, в этом случае при количестве регулировочных ответвлений n получается $2n - 1$ ступеней напряжения.

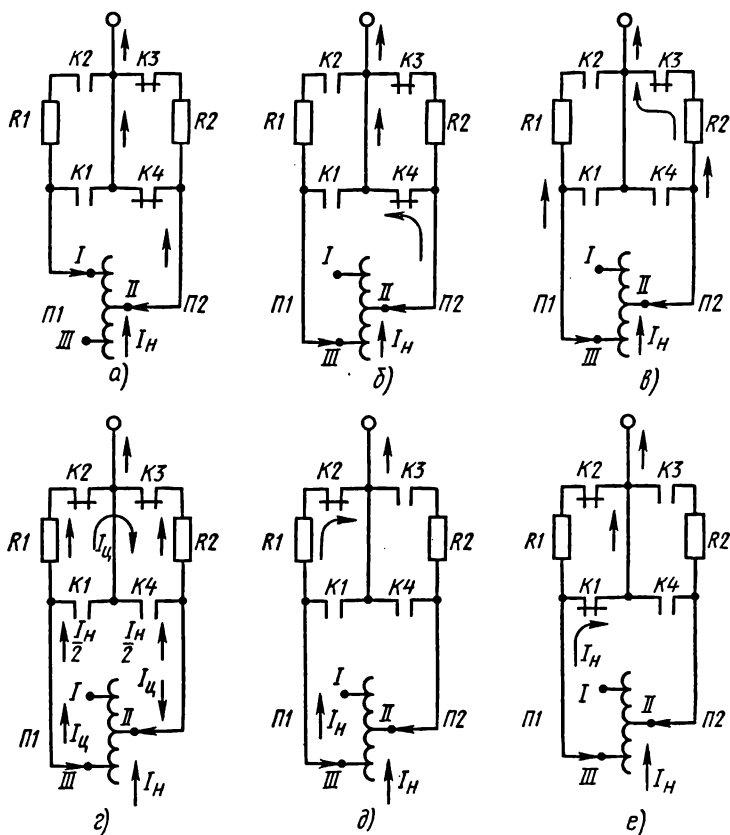


Рис. 52. Схема работы однофазного переключающего устройства РПН на резисторах:
 а — е — последовательность переключения контактной системы со ступени на ступень

Схема действия и последовательность переключения контактов переключающих устройств РПН с резисторами показаны на рис. 52, а — е. Устройство содержит: избиратель, предизбиратель, контактор, токоограничивающие резисторы и приводной механизм с системой управления, механической передачей и сигнализацией положения.

В нормальном рабочем положении на ступени II (рис. 52, 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

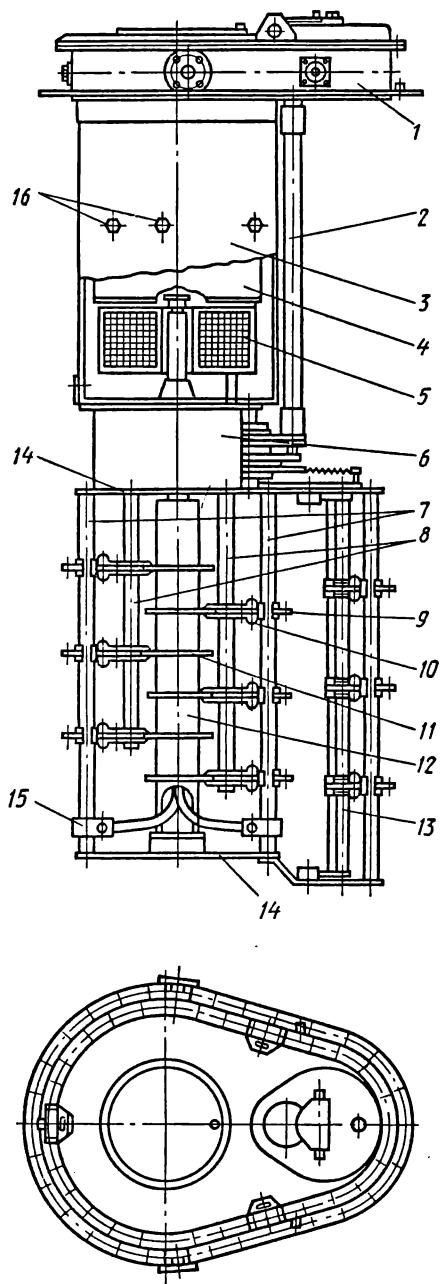


Рис. 53. Компоновка основных частей трех-
фазного устройства РПН на резисторах
РС-4

(рис. 52, б), затем вступает в работу контактор: размыкается контакт $K4$ (рис. 52, в) и ток нагрузки проходит через резистор $R2$.

Далее замыкаются контакты $K2$ (рис. 52, г), образуется положение моста и ток нагрузки проходит через резисторы $R1$ и $R2$. Кроме того, в контуре возникает циркулирующий ток $I_{\text{ц}}$. Затем размыкается контакт $K3$ (рис. 52, д), и ток нагрузки идет через резистор $R1$ так же, как на рис. 52, в. Далее замыкается контакт $K1$, шунтируется резистор $R1$ и на этом заканчивается цикл переключения — трансформатор работает на III ступени напряжения (рис. 52, 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 предизбиратель образуют как бы одну сборочную единицу, что упрощает установку устройства в баке трансформатора, не требует выносного кожуха для контактора; случайный отказ в электропитании моторного 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. 53. 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 выполнено герметично, чтобы масло, в котором находится контактор, не смешивалось 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 токоведущими кольцами 11 (по два на фазу). Рейки с закрепленными на них неподвижными контактами 9 поочередно несут на себе контактный ряд 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 контактными рядами на рейках расположены нечетные контакты для трех фаз, на другом — четные. С помощью колес мальтийской передачи, расположенной 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, расположенными с наружной стороны главного цилиндра. Предызбиратель, расположенный 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, предызбирателя и контактора. Изоляционный вал 2 получает вращение от вертикального и горизонтального валов электрического привода, расположенного 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. 52.

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

§ 27. 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, реже 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 увеличивается путь поверхностного разряда по фарфору и электрическая прочность ввода.

Исходя из допускаемой плотности тока в токоведущем стержне ($2\text{--}4\text{ А/мм}^2$), 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 изготовляют 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 подъема 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 внутренняя полость их заполняется трансформаторным маслом (или другим жидким диэлектриком) под давлением из бака трансформатора. Установлены обозначения съемных вводов, состоящие 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 напряжения до 1 кВ на трансформатор устанавливают съемные составные вводы (рис. 54). 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 токо-

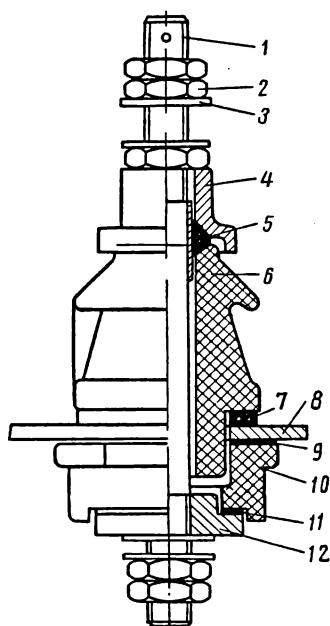


Рис. 54. Съемный составной ввод на ток 400 А и напряжение 1 кВ

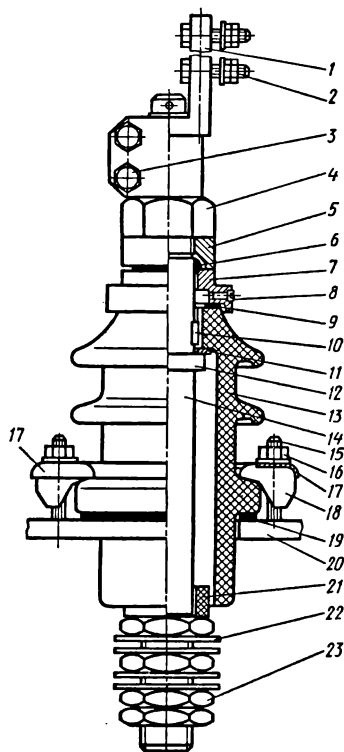


Рис. 55. Съемный ввод на ток 3000 А и напряжение 6—10 кВ

ведущий 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. 55. 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.

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 поступает во 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 свыше 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 вынуждены замыкаться 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 ш и н н ы е в в о д ы, которые состоят из набора медных шин, установленных на резиновых прокладках в гетинаксовой плите, прикрепляемой к крышке трансформатора, а также т р у б ч а т ы е в в о д ы, 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 вво-

дах — 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 маслонаполненными*.

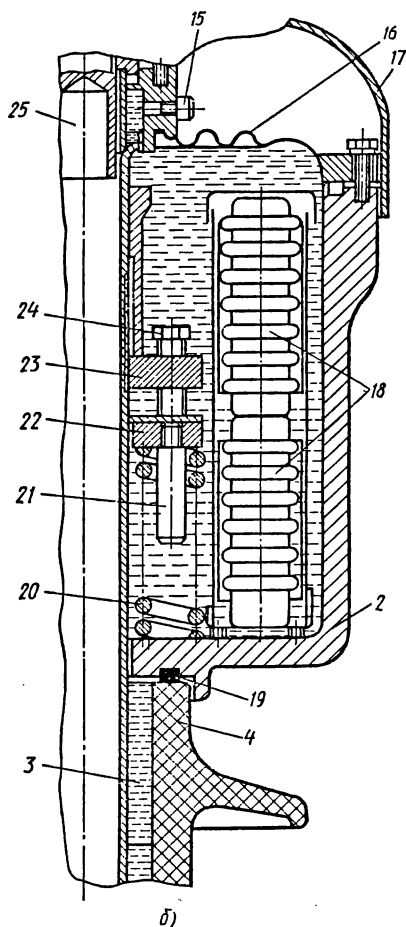
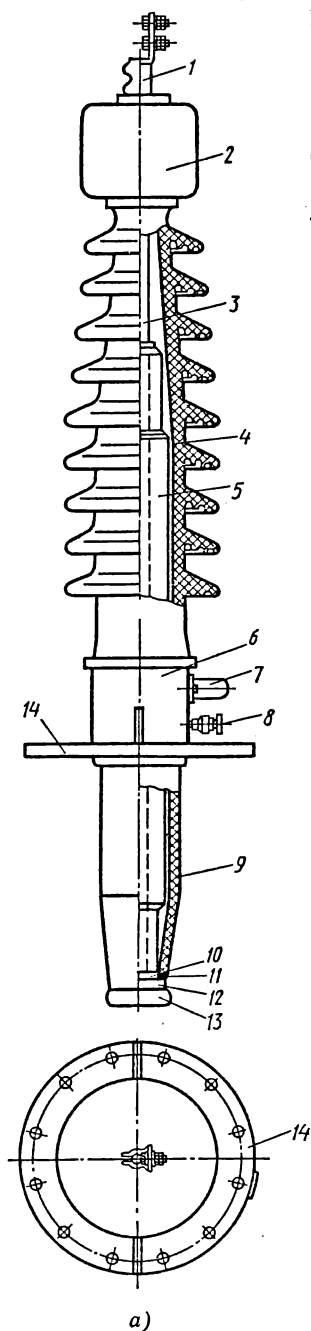


Рис. 56. Герметичный маслонаполненный трансформаторный ввод на напряжение 110 кВ: а — общий вид, б — устройства — стяжное и компенсирующее давление

Устройство бумажно-масляного герметичного маслonaполненного ввода на напряжение 110 кВ показано на рис. 56, 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. 56, 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 по торцам.

При повышении температуры масла, заполняющего ввод и корпус компенсатора, увеличивается 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 устанавливаются в специальных выносных баках давления, которые заполнены трансформаторным маслом, сообщаемым с вводом гибкой трубкой из отожженной 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°C 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. 56, 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. 56, 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: $\frac{\text{ГБМТ}}{0-45}-110/630-\text{У1 (ХЛ1; Т1)}$; $\frac{\text{ГБМТУ}}{0-45}-220/2000-\text{ХЛ1 (У1; Т1)}$. Обозначения вводов расшифровывают 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 — номинальный ток (А); У — усиленная наружная изоляция; У1, ХЛ1, Т1 — климатическое исполнение и категория оборудования.

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.

§ 28. 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. 57) 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. Раз-

← Рис. 57. Основные элементы бака трансформатора

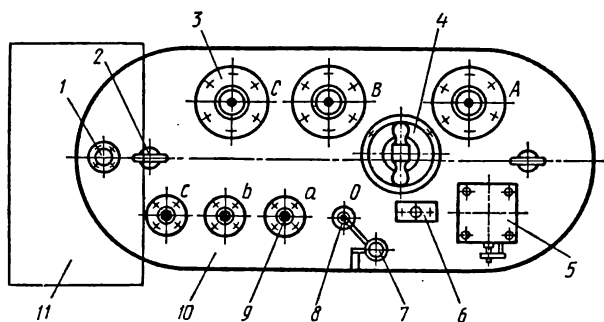
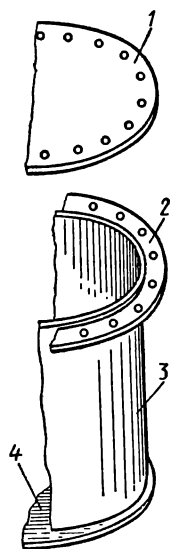


Рис. 58. Крышка трансформатора ТМ-400/10 (вид сверху): 1 — фланец для соединения с расширителем, 2 — рым, 3 — ввод ВН, 4 — переключатель, 5 — кран, 6 — термометр, 7 — пробивной предохранитель, 8 — ввод нейтрали НН, 9 — линейный ввод НН, 10 — крышка, 11 — место установки расширителя

мещение устройств на крышке трансформатора ТМ-400/10 показано на рис. 58.

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

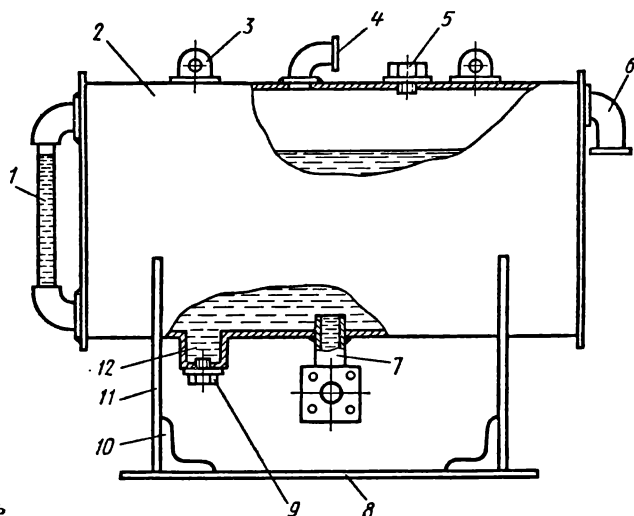


Рис. 59. Расширитель

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 $+40$ °С в нем было масло (обычно 8—10 % объема масла, находящегося в трансформаторе).

На рис. 59 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, изготовленного из листовой стали, установлен маслоуказатель 1 и нанесены краской три горизонтальные черты с контрольными цифрами: -45 , $+15$ и $+40$ °С. Это означает, что в неработающем трансформаторе уровни масла, отмеченные черточками, должны соответствовать указанным температурам окружающего воздуха. Другая торцевая 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, под-

соединяемый 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 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. 60) работает по принципу сообщающихся сосудов. Стеклопаянная толстостенная трубка 7 смонтирована 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

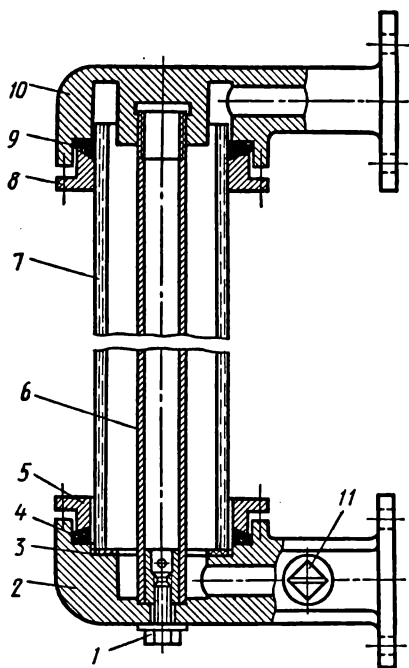


Рис. 60. Маслоуказатель трансформаторов III и IV габаритов

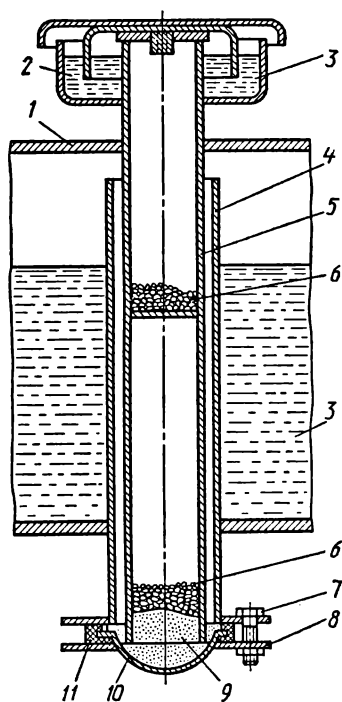


Рис. 61. Воздухоосушитель, встроенный в расширитель

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 разобшения маслоуказателя с расширителем.

На трансформаторах IV габарита и выше устанавливают стрелочные магнитные маслоуказатели (см. § 38), отличающиеся более совершенной конструкцией и надежностью в работе.

Воздухоосушитель (рис. 61) 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. 62) 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 слои трансформаторного масла 11, отверстие в стенке 8 затвора, через решетку с сеткой и слои силикагеля, отбирающего у воздуха влагу. Далее по патрубку 2 и трубе сухой воздух попадает в расширитель. При увеличении объема масла в расширителе воздух идет в обратном направлении. Для контроля за уровнем масла воздухоосушители имеют маслоуказатель (на рисунке не показан).

Термосифонный фильтр (рис. 63) 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 бун-

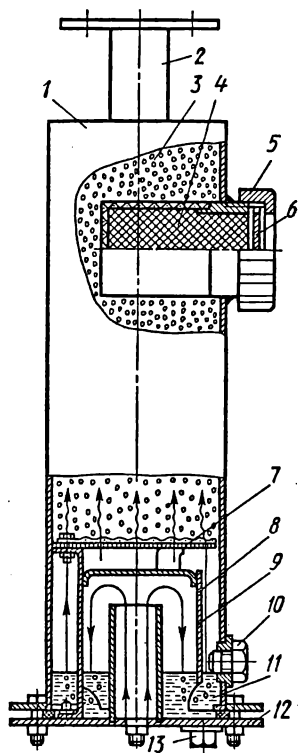


Рис. 62. Воздухоосушитель, устанавливаемый на расширителях трансформаторов III габарита и выше

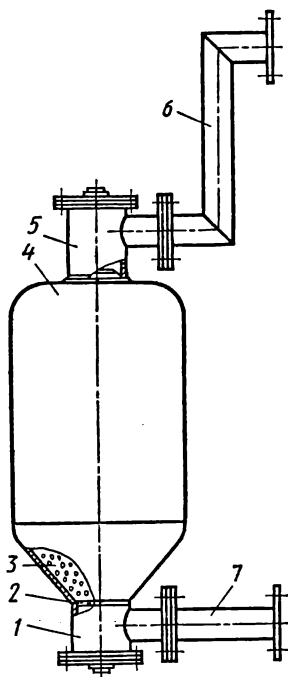


Рис. 63. Термосифонный фильтр

кер 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 слоев масла. Термосифонные фильтры устанавливают на трансформаторах мощностью 2500 кВ·А и более.

Устройство для отбора пробы масла, привариваемое в нижней части к стенке бака (рис. 64), состоит из стального корпуса 1, штифта 2, свободно вращающегося в пробке 3, и втулки 4. При вывертывании пробки из корпуса штифт отойдет вправо и из бака через втулку будет вытекать масло.

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) абсолютная величина отводимых потерь в виде теплоты сравнительно невелика, по-

этому баки таких трансформаторов имеют гладкие стенки. В трансформаторах мощностью более 40 кВ·А (I—III габаритов) применяют навесные радиаторы с трубами овальной или круглой формы (рис. 65). 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 отвод теплоты не обеспечивается поверхностью радиаторов с естественной циркуляцией масла: у них радиаторы имеют более развитую поверхность и обдуваются вентиляторами (система охлаждения Д). Радиатор (рис. 66) состоит из нескольких рядов тонкостенных труб 3, собранных с помощью коробок 4, которые вварены в верхний и нижний коллекторы 5, присоединяемые патрубками 6 с фланцами к стенке бака 7. Под радиатором на кронштейнах 8, прикрепленных

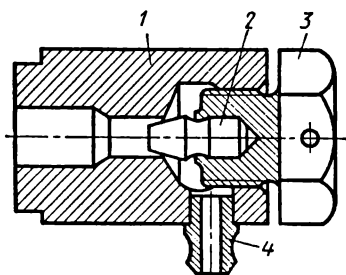


Рис. 64. Устройство для отбора пробы масла

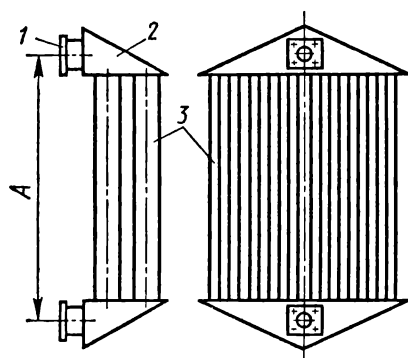


Рис. 65. Прямотрубный двухрядный радиатор:

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

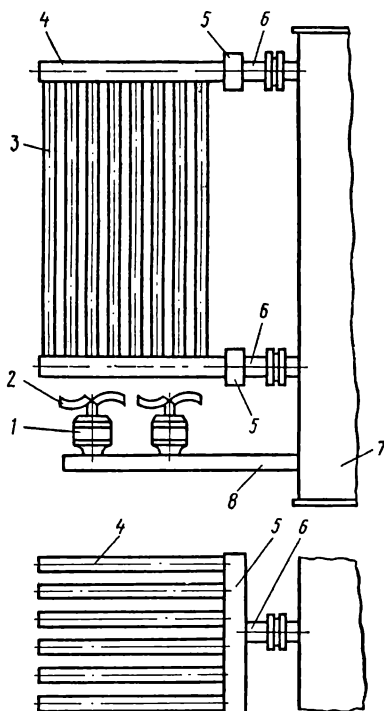


Рис. 66. Прямотрубный радиатор с обдувом вентиляторами

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.

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 $63 \text{ м}^3/\text{ч}$ 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 охладительную колонку, охлаждается в ней и поступает в нижнюю часть 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.

Радиаторные краны, устанавливаемые между фланцами патрубков радиатора и бака (по два на радиатор), позволяют заменять радиатор без слива масла из трансформатора, что очень важно при ремонте. Основными частями крана (рис. 67) являются стальной корпус 1 прямоугольной формы и поворотный диск 3, установленный в отверстии корпуса на большой 4 и малой 2 осях. Ось 4 через сальник 5 выведена наружу. На ее конце закреплена рукоятка 7. Поворачивая рукоятку, закрывают или открывают отверстие в корпусе, в результате чего внутренние полости радиатора и бака сообщаются или разобщаются. Сальник, уплотняемый втулкой 6, не позволяет маслу вытекать через зазор между осью и отверстием в корпусе. Для закрепления диска в закрытом или открытом положениях служит стопорный болт 8.

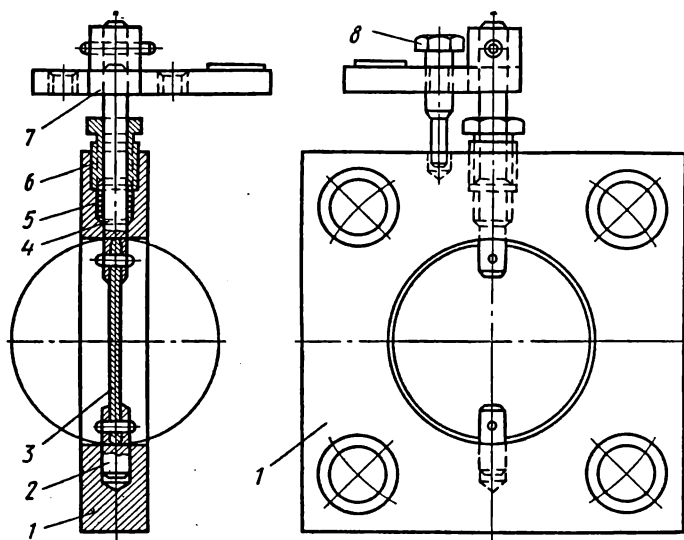


Рис. 67. Радиаторный кран

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, их устройство почти не отличается от устройства крана, показанного на рис. 67.

§ 29. Установка активной части в баке и способы ее крепления

Активную часть устанавливают в бак так, чтобы нижние опорные пластины остова прилегли 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 перекаткой 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. 68, а. К угольнику 2, прикрепленному болтами к полкам верхних ярмовых балок 1, крепится фасонная

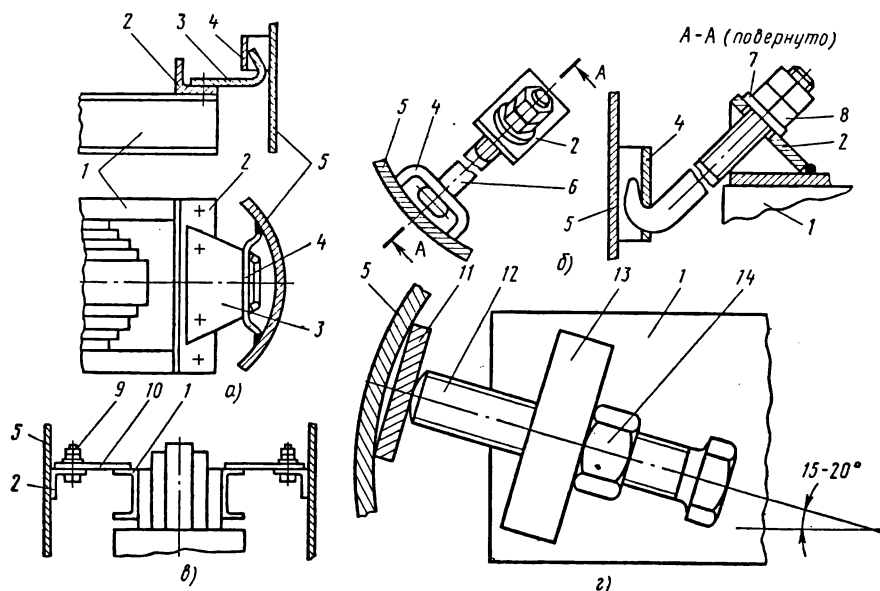


Рис. 68. Крепление в баке активной части:

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

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. 68, б), закрепленными 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. 68, в показан способ крепления активной части той же массы с помощью четырех пластин 10, приваренных к ярмовым 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. 68, 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 контргайк 14 препятствуют их самоотвинчиванию. Иногда распорные винты устанавливают 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.

§ 30. 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, остоле.

По конструктивному признаку различают два вида газового реле: поплавковое и чашечное. Работа поплавкового основана на всплывании и опускании металлических поплавков, чашечного — на всплывании и погружении чашечек с маслом. Промышленностью выпускаются газовые реле: поплавковое — ПГ-22 и чашечное РГ43-66. В последние годы на трансформаторах в основном устанавливают поплавковые газовые реле Бухгольца (рис. 69) производства ГДР.

Реле состоит: из корпуса 1 (рис. 69, а) с фланцами 2 для подсоединения к трубопроводу, смотровыми окнами 3 со шкалой и пробкой 4 для спуска масла; крышки 8 (рис. 69, б) с внутренним механизмом, который

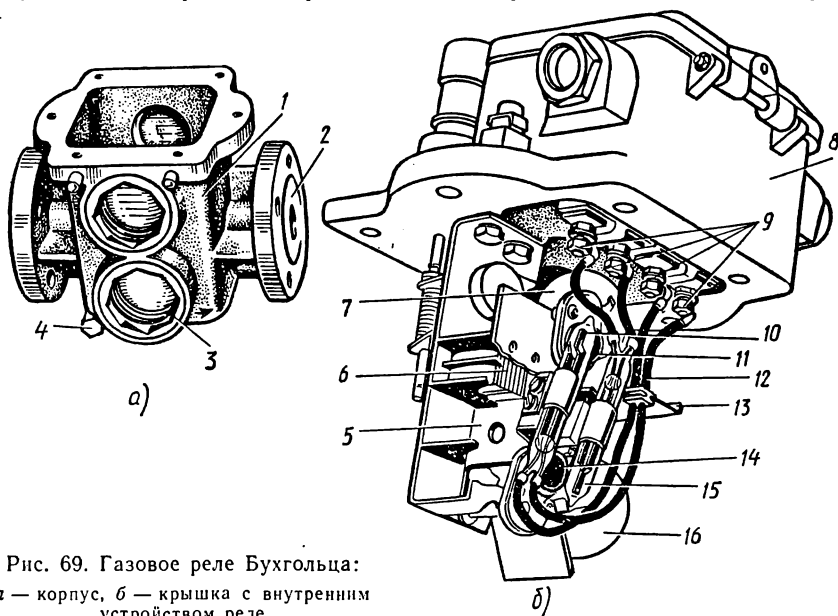


Рис. 69. Газовое реле Бухгольца:

а — корпус, б — крышка с внутренним устройством реле

крепится болтами к корпусу на прокладке для обеспечения герметичности. На крышке размещены встроенный 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 подсоединенные 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 верхней края стенки трубы, выйдет по трубопроводу в расширитель, поэтому нижняя поплавокная система работать не будет — трансформатор останется в работе. При значительных внутренних повреждениях с бурным выделением газа 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.

Для локализации давления внутри бака устанавливают в х л о п н у ю (предохранительную) т р у б у (рис. 70, 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. 70, б), две резиновые прокладки 11

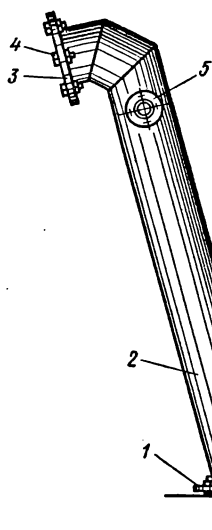
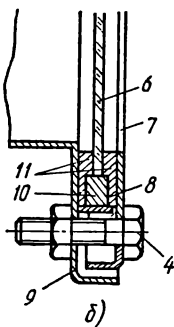


Рис. 70. Выхлопная труба:
а — общий вид, б — устройство днафрагмы



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 токоведущей 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) 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. 71. 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 заземленным 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.

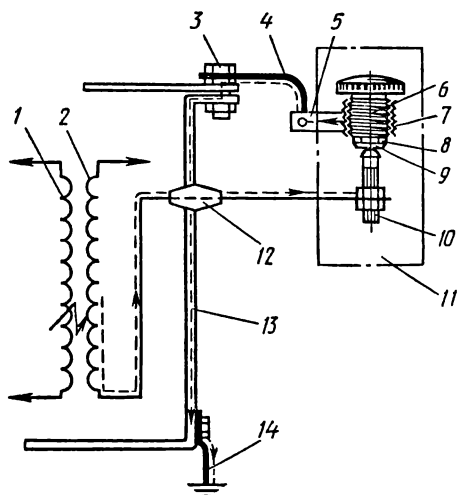


Рис. 71. Схема включения и действия пробивного предохранителя:

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

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, изготавливаемая из маслостойкой прорезиненной ткани, обладает незначительной воздухо- и влагонепроницаемостью. Пленочную защиту устанавливают на трансформаторах III габарита и выше.

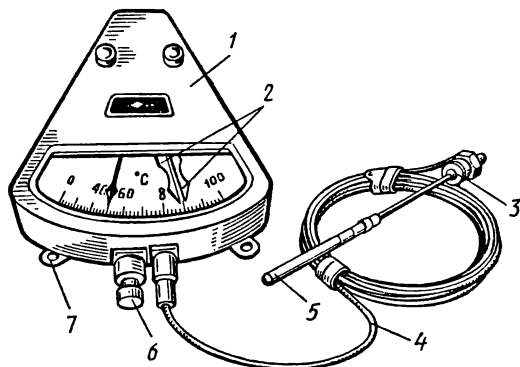
Во избежание контакта масла с воздухом в трансформаторах применяют кроме пленочной и азотную защиту, которая обеспечивает постоянное наличие азота в расширителе и исключает увлажнение внутренней изоляции трансформатора, а также насыщение ее кислородом. Азотную защиту устанавливают в основном на мощных 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. 72) 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

Рис. 72. Манометрический термометр ТСМ-100:

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



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. 73. 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°C 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.

Релейная защита служит для быстрого автоматического отключения трансформаторов при различных коротких замыканиях в обмотках,

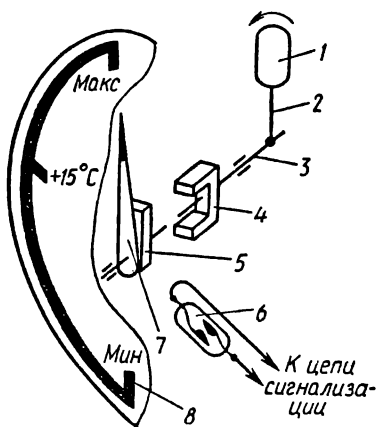


Рис. 73. Устройство стрелочного маслоуказателя

отводах, на вводах; при перегрузках, превышении напряжения сверх допустимого и т. п. Задержка в отключении, измеряемая долями секунды, может усугубить повреждение или разрушить трансформатор. Релейная защита представляет собой целый комплекс различных реле, автоматов, трансформаторов тока и напряжений и других устройств, включаемых в специальные схемы.

Реле, будучи основным органом защиты, реагирует на изменение токов и напряжений защищаемого трансформатора (объекта). Так как токовые реле изготавливают на номинальные токи 5 и 10 А, то их включают через трансформаторы тока, поэтому силовые трансформаторы должны иметь встроенные трансформаторы тока, которые помещают в переходные фланцы вводов напряжением 35, 110 кВ и более, установленных на крышках.

§ 31. Особенности конструкции сухих трансформаторов с воздушным охлаждением

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. Относительно низкая электрическая прочность воздуха требует увеличения изоляционных расстояний между обмотками, отводами и другими токоведущими частями трансформатора, поэтому размеры и масса остова и обмоток, а следовательно, активной части сухого трансформатора по сравнению с масляным той же мощности значительно больше, но не требуются бак, расширитель и другие устройства, связанные с маслом. Сухие силовые трансформаторы изготавливают мощностью не более нескольких тысяч киловольт-ампер и напряжением до 15 кВ.

В качестве сухих силовых применяют чаще трехфазные трансформаторы 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.

Устройство остова и обмоток сухого трансформатора аналогично устройству масляного: 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 силовых трансформаторов наматывают из медных проводов ПСД. Изоляционные детали выполняют из более нагревостойких материалов (стеклотекстолита, стеклолакоткани, фарфора), чем в масляных трансформаторах. Для большей нагревостойкости многослойных цилиндрических обмоток изготавливают межслойную изоляцию из стеклолакоткани. Для улучшения влагостойкости и механической прочности изоляции обмотки после пропитки глифталевым лаком и запекания дополнительно пропитывают лаком ГФ-92 ГС и запекают при 105 °С.

Опорную изоляцию изготовляют, обеспечивая наилучший доступ охлаждающего воздуха. Обмотки НН и ВН устанавливают относительно друг друга, чтобы горизонтальные прокладки обмотки НН не упирались в цилиндр обмотки ВН, т. е. не перекрывали всю ширину воздушного канала и обеспечивали необходимый изоляционный промежуток. С помощью специальных подкладок или выступов опорных колец обмотки НН центрируют цилиндр обмотки ВН. В сухих трансформаторах вместо переключателей применяют гетинаксовую доску, к зажимам которой подводят регулировочные отводы. Соединение медной пластиной соответствующих зажимов на ответвлениях каждой фазы позволяет менять число включенных витков обмотки ВН.

Крепление отводов деревянными планками у сухих силовых трансформаторов не допускается, с этой целью применяют опорные фарфоровые изоляторы и гетинаксовые планки. Для улучшения изоляционных свойств сухих трансформаторов их бакелитовые и гетинаксовые детали (бумажно-бакелитовые трубки, доску) перед сборкой активной части пропитывают лаком ГФ-92 ГС и запекают.

Осевую прессовку обмоток сухих трансформаторов мощностью более 160 кВ·А выполняют прессующими кольцами и нажимными винтами. Собранный активную часть трансформаторов напряжением 6—15 кВ красят с помощью пульверизатора лаком ГФ-92 ГС и запекают в вентилируемой камере при 105—110 °С, при этом доску зажимов, изоляторы и бумажно-бакелитовые детали предохраняют от окраски.

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 магнитопроводов вы знаете?
5. В чем недостатки конструкций магнитопроводов с отверстиями в пластинах?
6. Расскажите о видах изоляции трансформаторов и факторах, влияющих на ее электрическую прочность.
7. В чем преимущества и недостатки катушечной обмотки трансформаторов?
8. Из каких основных частей состоит переключающее устройство?
9. Для чего применяют вводы трансформатора?
10. Где используют маслonaполненные вводы?
11. Расскажите об основных способах крепления в баке активной части трансформатора.
12. Для чего предназначены воздушные трансформаторы?

Глава IV

СБОРКА МАГНИТНЫХ СИСТЕМ (МАГНИТОПРОВОДОВ)

§ 32. Технические требования к пластинам из электротехнической стали. Изоляционные покрытия

Технические требования. Пластины из электротехнической стали делают с отверстиями, если стержни и ярма прессуются шпильками, или без отверстий, если прессовка производится другими способами. Незави-

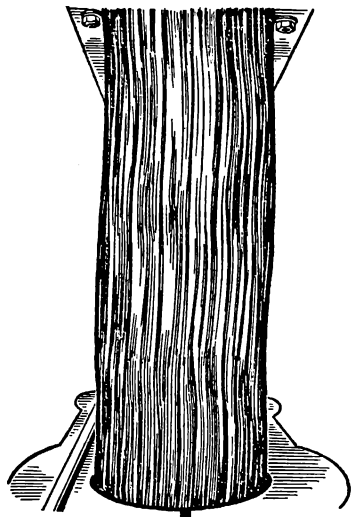


Рис. 74. Волнистость пластин стержня магнитопровода

симо от наличия или отсутствия отверстий пластины магнитопровода должны изготавливаться с учетом следующих технических требований.

Во-первых, пластины стали 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 магнитопровод правильной формы. Неплоскостность листов (рис. 74) делает стержни и ярма криволинейными, ухудшает прессовку и усложняет в дальнейшем насадку обмоток.

Во-вторых, кромки пластин не должны иметь заусенцев. Заусенцы образуются при прессовке, особенно если затуплена режущая часть или плохо отлажены штампы. Заусенцы, размеры которых нередко превышают допустимые, пере-

крывают соседние пластины или нарушают их изоляцию. В результате этого образуются контуры для вихревых токов, которые могут вызвать местные нагревы, увеличение потерь в магнитопроводе 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 и 0,007 мм для стали толщиной 0,5 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. Применяется и зачистка заусенцев вращающимися щетками, хотя ее трудно использовать на автоматических линиях. С помощью щеток успешно удаляют заусенцы на предприятиях, ремонтирующих трансформаторы.

В-третьих, пластины должны иметь размеры с минимальными отклонениями по толщине, длине и ширине. Отклонения от заданных размеров могут вызвать при сборке магнитопровода 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 0,35 мм с нормальной точностью прокатки стандартом установлено отклонение в пределах $\pm 0,03$ мм. Другими словами, пластины из наиболее распространенной стали толщиной 0,35 мм не должны быть более 0,38 мм и менее 0,32 мм. Одна-

ко при сборке магнитопровода сложность создается не столько увеличением или уменьшением толщины всех пластин, сколько их разнотолщиной. 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 измеренная 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 магнитопроводов.

Наконец, в-четвертых, пластины стали должны иметь надежную межлистовую 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 протекают вихревые токи, резко возрастают потери в стали, возникает 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 межливой изоляции — прочность и высокое электрическое сопротивление при минимальной толщине изоляционного слоя. Кроме того, изоляция не должна снижать своих свойств при длительном пребывании в горячем (до 100 °C) трансформаторном масле, к тому же в условиях постоянной вибрации оно должно обеспечивать малый коэффициент трения между листами. Последнее особенно важно для сборщиков трансформаторов, так как при большом трении выполнение операций по сборке — расшихтовке верхнего ярма, насадке обмоток, повторной зашихтовке и осадке пластин ярма — становится затруднительным.

Существует несколько видов изоляционных покрытий стали. Наиболее распространенными в настоящее время являются магниво-фосфатные (термостойкие) и лаковые покрытия. Магниво-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, как правило, перед сборкой магнитопровода. Для лакового покрытия используют масляно-канифольные лаки, изготовленные на основе растительных масел (льняное и тунговое). В качестве растворителей для этих лаков применяют уайт-спирит, скипидар, керосин. Для получения необходимой по техноло-

гии 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 °С 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.

Кроме указанных покрытий применяют покрытие изоляционной пленкой на основе жидкого стекла. Оно по своим качествам уступает лаковой пленке, но является более дешевым.

§ 33. Изготовление пластин из электротехнической стали

Изготовление пластин из рулонной стали. Рулонная электротехническая сталь поставляется с заводов-изготовителей в специальной упаковке, защищающей ее от механических повреждений. Упаковка представляет собой стальную листовую обшивку, которая закрепляется упаковочной лентой с фиксирующими пряжками. Рулоны перевозятся на дере-

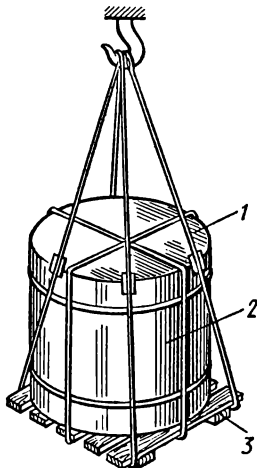


Рис. 75. Подъем упакованного рулона электротехнической стали:
1 — верхнее доньшко упаковки, 2 — цилиндрическая обшивка, 3 — деревянный поддон

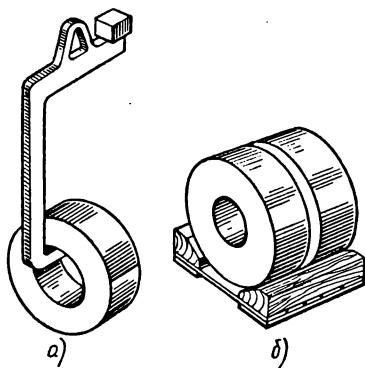


Рис. 76. Транспортировка (а) и хранение (б) в цехе рулонов стали

вянных поддонах установленными на торцы (рис. 75). После распаковки и кантовки их транспортируют (рис. 76) на загрузочные устройства линии продольного реза (раскроя).

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 и штамповка отверстий (если они предусмотрены конструкцией).

Рулоны, прибывающие с заводов-изготовителей, нередко имеют поврежденные кромки шириной до 10 мм. Эти кромки обязательно обрезают. При продольном раскрое, 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 раскрое 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. Боковой зазор между ножами (дисками) настраивают с помощью калиброванных дистанционных втулок и тонких пластмассовых прокладок. Скорости резания на линиях продольного раскроя достигают 60—80 м/мин и более

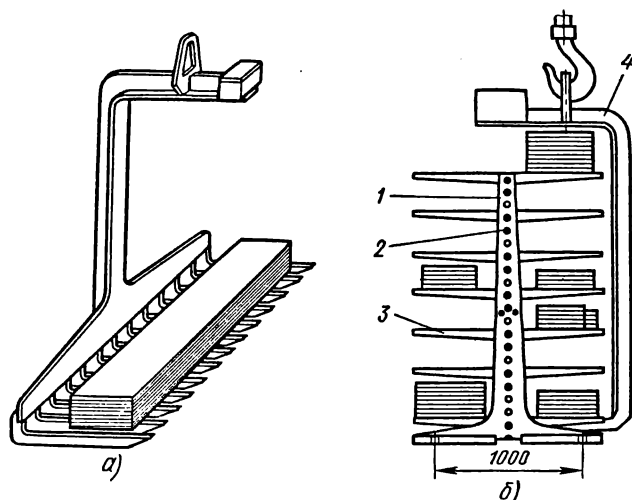


Рис. 77. Вилочный захват для перевозки пластин стали (а) и многоярусный стеллаж (накопитель) для хранения пластин (б).

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

Пластины необходимой длины отрезают поперек направления прокатки на автоматических линиях поперечного раскроя. Штамповка отверстий и высечка пазов (если они предусмотрены) могут выполняться одновременно с разрезанием ленты. Для этого лента рулона, закрепленного на разматывателе, с помощью специального механизма подается под вырубные и отрезные агрегаты. После штамповки и резки пластины собираются укладчиком в стопу. Их разрезают, как правило, гильотинными ножницами, а пластины с косыми стыками — поворотными гильотинными ножницами. Универсальные беспрессовые линии (т. е. линии только для резки) обычно совмещают поперечную резку пластин с прямым и косым стыками.

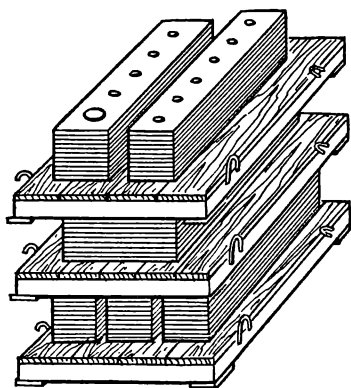


Рис. 78. Неправильное хранение пластин на плоских поддонах

После отрезки пластины одного размера специальным вилочным захватом (рис. 77, а) переносятся и размещаются для хранения в многоярусном накопителе (рис. 77, 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 (рис. 78), 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.

Изготовление пластин из листовой стали. Кроме рулонной на трансформаторные заводы поступает некоторое количество листовой электротехнической стали.

При раскрое рулонной стали длина пластин всегда совпадает с направлением прокатки. Это получается «автоматически», так как поступивший с завода рулон разрезается на отдельные части — «рулончики», ширина которых равна заданной ширине пластин.

Известно, что холоднокатаная сталь обладает резко выраженной анизотропией. Она неодинаково намагничивается относительно направления прокатки: наилучшее намагничивание происходит по направлению, наихудшее — под углом в 55° к прокатке. Поэтому раскрой листовой стали должен выполняться с учетом двух обязательных требований: должны быть минимальные отходы и совпадение длины пластин с направлением прокатки. Для этого на каждый тип магнитопровода, собираемого из пластин листовой стали, составляется специальная карта, в которой указывается схема, последовательность и порядок раскроя заготовок. Однако даже при самом тщательном раскрое использовать полностью листовую сталь не удастся: коэффициент ее использования редко превышает 0,85.

Листовая электротехническая сталь разрезается, как правило, на гильотинных ножницах, имеющих по два ножа: нижний — неподвижный и

верхний — подвижный. Резку пластин начинают с раскроя листа по ширине. Лист вручную подкладывают (до упора) под кромки ножниц и специальным устройством прижимают к столу, предохраняя от горизонтального перемещения и искривленного разреза. Ножницы включают в работу ножной педалью. При этом лист разрезается по размеру так, чтобы направление прокатки совпадало с длинной стороной пластин. Кромки листа (до 5—10 мм) отрезают и отправляют в отходы. Основным недостатком гильотинных ножниц является их низкая производительность.

Обрезку пластин по длине и штамповку отверстий производят на кришошипных или эксцентриковых прессах. Размеры отштампованных пластин проверяют на контрольном столе: прямой угол — угольником, а ширину и длину — линейкой.

Пластины из листовой стали перевозят и хранят так же, как и из рулонной.

§ 34. Влияние технологической обработки на магнитные свойства стали

Известно, что существующая технология изготовления магнитопроводов не позволяет полностью использовать электромагнитные свойства, которыми первоначально обладает электротехническая сталь. После механической обработки (резки и штамповки, удаления заусенцев, хранения и транспортировки пластин и т. п.) обнаруживается ухудшение магнитной проницаемости стали, а в собранном магнитопроводе — увеличение потерь в стали и тока х. х.

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 х. х.

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 нарушаются механические связи поверхност-

ного слоя стали и изоляционного покрытия. 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 штамповки отверстий. Известно, что с увеличением количества отверстий в пластинах магнитопровода возрастают потери в стали и ток х. х. за счет искривления магнитного потока и местного повышения индукции (см. § 18). Кроме того, потери растут и вследствие образования зон наклепа стали вокруг отверстий. При этом влияние штамповки на магнитные свойства и потери определяется отношением поверхности пластины к площади всех зон краевого наклепа. Чем меньше пластина и больше отверстий, тем сильнее влияние штамповки и выше потери. В пластинах небольшой ширины (до 50 мм), где зона наклепа в значительной части расположена вдоль прокатки, магнитные свойства от штамповки отверстий ухудшаются даже сильнее, чем от резки (4—5 %). Лишь в пластинах шириной более 200 мм наклеп от штамповки практически не влияет на потери в стали и ток х. х.

Для уменьшения наклепа следует правильно подбирать инструменты и режимы штамповки. Для получения минимальной зоны наклепа (0,05—0,08 мм) следует применять штампы, выполненные из специальной легированной стали, с высокой чистотой обработки матриц и пуансонов, с зазором между ними не более 1 % толщины штампуемой пластины.

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 х. х. 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.

Другие возможные способы удаления заусенцев (скребками, металлическими щетками) хотя и не увеличивают потери в стали, однако широкого распространения не получили из-за низкой производительности и больших затрат ручного труда.

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 листов 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 х. х., 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. Отжиг пластин производят в специальных печах (непрерывного или периодического действия) путем постепенного повышения температуры до 800—830 °С, выдержки при этой температуре и медленного охлаждения. Отжиг частично восстанавливает магнитные свойства и снижает концентрации напряжений в стали, возникающие при обработке пластин. Эффективность отжига зависит от марки стали, размеров пластин, степени наклепа, режима отжига, индукции и т. п.

Отжиг более эффективен для высококачественной стали и пластин из нее шириной менее 400 мм. Большое значение имеет способ загрузки пластин в печь отжига. Например, в ролланговые печи непрерывного действия целесообразна полистовая (т. е. по одному листу) загрузка стали; допустима загрузка небольшими пакетами по 5—10 пластин. Эффективность отжига при больших пакетах существенно меньше. Важное значение для эффективности имеет индукция в стали: эффект отжига максимален, если индукция в магнитной системе составляет 1,0—1,2 Тл; при большей индукции он уменьшается и при индукции 1,8 Тл и более становится незначительным.

При правильно выбранном режиме и с учетом указанных выше факторов снижение потерь в результате отжига достигает 3—15 %. Другими словами, отжиг лишь частично снимает увеличение потерь, вызванное технологической обработкой стали. Тем не менее, поскольку потери в магнитопроводе 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 доставляется сталь, прошедшая 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 отоженную сталь от неотожженной: после отжига наблюдается некоторое изменение оттенка

цвета термостойкого покрытия, а на кромках (срезах) пластин появляется тончайшая пленка оксида.

§ 35. Сборка плоских шихтованных магнитопроводов с отверстиями в пластинах

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 магнитопровода. Не допускается укладка пластин с нахлестом в стыках или с зазорами, увеличивающими, как известно, ток х. х. трансформатора. Величина зазора должна быть не более 1,5 мм.

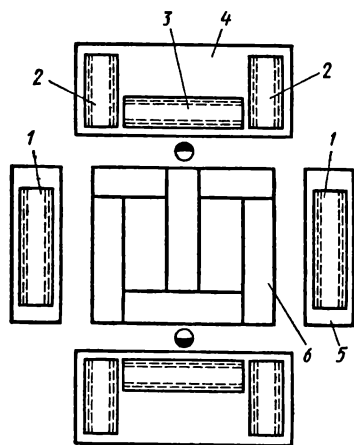
«Гребенка», т. е. выход пластин за плоскость торца пакета, также нежелательна. Ее допускают только для отдельных пластин, причем размер ее не должен превышать 2 мм для трансформаторов V—VI габаритов и 1,5 мм — для трансформаторов меньших габаритов.

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 укладке стали, а также подъеме магнитопровода

должна быть исключена возможность искривления стержней и ярм.

Для сборки к рабочему (сборочному) месту доставляется комплект пластин, прошедших полную технологическую обработку, ярмовые балки, стяжные шпильки или полубандажи, ярмовые бруски, изоляционные прокладки, трубки, шайбы и другие детали. Очень важно правильно разложить пакеты стали 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 магнитопровода трансформатора показана на рис. 79. Сборщики располагаются со стороны укладки верхнего и нижнего ярм. Количество сборщиков (по одному или по двое-трое) зависит от размеров магнитопровода. Пластины стержней обычно размещают слева и справа, пластины ярм — за спиной сборщиков.



● — размещение рабочих при сборке

Рис. 79. Организация рабочего места сборки магнитопроводов трансформаторов мощностью 320—6300 кВ·А:

1 — пластины стержней, 2 — «уголки» ярма, 3 — «серединки» ярма, 4, 5 — стеллажи, 6 — магнитопровод

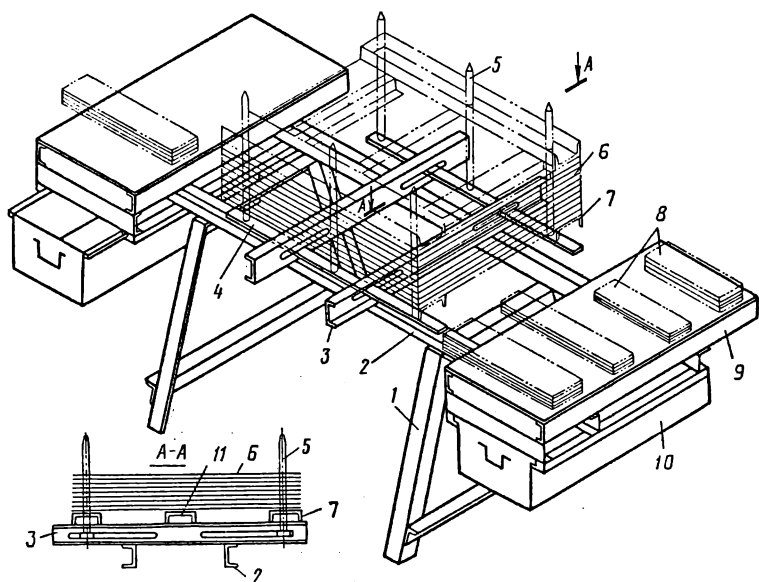


Рис. 80. Стол для сборки магнитопроводов трансформаторов мощностью 100—630 кВ·А

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 магнитопроводов.

Сборка магнитопроводов трансформаторов мощностью 100—630 кВ·А. Магнитопроводы трансформаторов мощностью 100—630 кВ·А с прессовкой стержней и ярм шпильками собирают на сборочном столе сварной конструкции (рис. 80). Две стойки 1, изготовленные из стальных уголков, соединены рамой 2. Сверху поперек рамы устанавливают два швеллера 3 так, чтобы на них опирались ярмовые балки 7. Швеллеры легко перемещаются по двум стальным полосам 4, что позволяет на одном столе собирать магнитопроводы различных размеров. Полосы 4 служат также опорой для технологических оправок 5. По концам стола имеются полки 9, на которые перед сборкой раскладывают пакеты пластин 8. Выдвижные ящики 10 используют для хранения инструмента и крепежных деталей.

Пластины при сборке магнитопровода 6 укладывают так, чтобы каждый последующий слой пластин располагался с определенным сдвигом относительно предыдущего. При этом получается необходимое перекрытие стыков пластин ранее уложенного слоя, т. е. сборка «в переплет» (шихтовка). Шихтовку магнитопроводов производят в горизонтальном положении и выполняют вручную. Сборка начинается с установки ярмовых балок 7 на раздвижные швеллеры 3. Строго в горизонтальной плоскости вдоль осей стержней устанавливают промежуточные опоры 11, подбирая их высоту, равную высоте ярмовых балок. Назначение опор — избежать возможного провисания пластин стержня в процессе сборки. На ярмовые

балки укладывают изоляцию из электрокартона («мосты»); в отверстия ярмовых балок 7 и опор 11 вставляют технологические оправки 5.

Технологические оправки играют важную роль в сборке «шпилечных» магнитопроводов, так как для таких магнитопроводов необходимо обеспечить совпадение отверстий в пластинах всех пакетов. Если этого не сделать, то при установке основных прессующих шпилек можно смять края отверстий, вызвать замыкание пластин и «пожар» в стали. Технологические оправки точно фиксируют положение каждой пластины.

Шихтовку магнитопровода производят, как правило, в два листа в строгом соответствии с так называемой «схемой шихтовки» (см. рис. 18, з). Схема указывается в сборочном чертеже каждого магнитопровода и определяет порядок укладки пластин. Нарушение ее недопустимо.

Существуют два положения укладки пластин в магнитопровод, указанные на рис. 18, з. Положения чередуются (I—II, II—I и т. д.) и одинаковы для всех пакетов магнитопровода.

Шихтовку начинают с самого узкого пакета (его называют «крайним»), осторожно укладывая пластины на опорные поверхности. При этом пластины фиксируют технологическими оправками, которые пропускают через отверстия в стали.

Между оправками и отверстиями всегда остаются какие-то зазоры. При наличии зазоров может образоваться нахлест пластин или неплотное прилегание их друг к другу. Поэтому торцы пластин каждого пакета слегка подбивают деревянными или медными молотками. Правильность шихтовки периодически проверяют, измеряя (по диагонали) расстояние между отверстиями в пластинах.

В местах, указанных в чертеже, в пакет закладывают ленты заземления с изолирующими коробочками 3 (см. рис. 27) и продолжают укладку остальных пластин.

Контроль толщины пакетов. В процессе сборки необходимо постоянно контролировать количество пластин, закладываемых в магнитопровод. 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 собранного магнитопровода 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 магнитопровода с суммарной толщиной пакетов, например, 500 мм такая ошибка составит ± 5 —20 мм. При уменьшении толщины пакета уменьшается его сечение и возрастают потери х. х., а при увеличении толщины произойдет недопустимое «расширение» магнитопровода и станет невозможной насадка обмоток. Чтобы обеспечить плотное прилегание пластин, необходимо несколько раз в процессе сборки опрессовывать собранную часть магнитопровода. Усилие прессовки устанавливают из расчета удельного давления на пластины самого широкого пакета (среднего по отношению к другим) в $(3 \div 4) \cdot 10^5$ Па (3—4 кг/см²). При таком давлении неплотности практически исчезают, и измеренная толщина пакетов соответ-

ствуется 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) размер только самого верхнего пакета. Конечно, добавив в него какое-то число пластин, можно формально выдержать указанный в чертеже размер. Однако увеличение (или уменьшение) сечения только одного крайнего пакета не сможет компенсировать изменение сечения всего магнитопровода.

Прессовка и кантование магнитопровода. После окончательной опрессовки и проверки толщины на собранный магнитопровод укладывают верхнюю изоляцию («мосты»), а на нее — ярмовые балки; далее последовательно вынимают технологические оправки, а в освободившиеся отверстия вставляют прессующие шпильки 11 (см. рис. 21, в). На один конец каждой шпильки предварительно наворачивают и раскернивают гайку 8, надевают изоляционную трубку 12, втулку 10, шайбу 13 и стальную шайбу 9. На другой конец надевают такие же втулки и шайбы, наворачивают гайки, слегка стягивая узел прессовки. Окончательно подбивают пакеты и постепенно, переходя от шпильки к шпильке, затягивают их до получения номинальной толщины стержней и ярм. Прессовку начинают, как правило, со средних шпилек и осуществляют за несколько проходов. Обычным инструментом при этом является гайковерт.

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

Особенности сборки магнитопроводов трансформаторов мощностью 1000—6300 кВ·А и более. Сборка магнитопроводов трансформаторов мощностью 1000—6300 кВ·А практически не отличается от сборки магнитопроводов трансформаторов мощностью 100—630 кВ·А. Однако такие магнитопроводы собирают не на столе, а на двух козлах, на которые поперек устанавливают ярмовые балки и опорные подкладки (швеллеры). Поверхности подкладок и балок тщательно выравнивают, добиваясь строго горизонтального положения в одной плоскости.

Магнитопроводы трансформаторов мощностью 10 000 кВ·А и более собирают на стендах, защищающих активную сталь и весь магнитопровод от повреждений при кантовании. Стенд (рис. 81, а) состоит из двух массивных сварных угольников 1, связанных шпильками 2. Он имеет Г-образную форму; удлиненной стороной его ставят на пол и на этой стороне собирают магнитопровод. Короткая сторона используется для упора и устойчивости магнитопровода при кантовании в вертикальное положение. Перед сборкой ярмовые балки 4 устанавливают поперек рамы на винтовые домкраты 6, с помощью которых регулируют положение балок относительно поверхности сборочной площадки (вертикальные полки балок должны размещаться на одинаковой высоте и иметь строго горизонтальные плоскости). Между балками на стенд укладывают поперечные швеллеры 7, а на них — два или три (по числу стержней) продольных швеллера 3 (рис. 81, б). Верхняя плоскость швеллеров должна быть в одной плоскости с изоляцией, уложенной на ярмовые балки. Между швеллерами 3 ставят

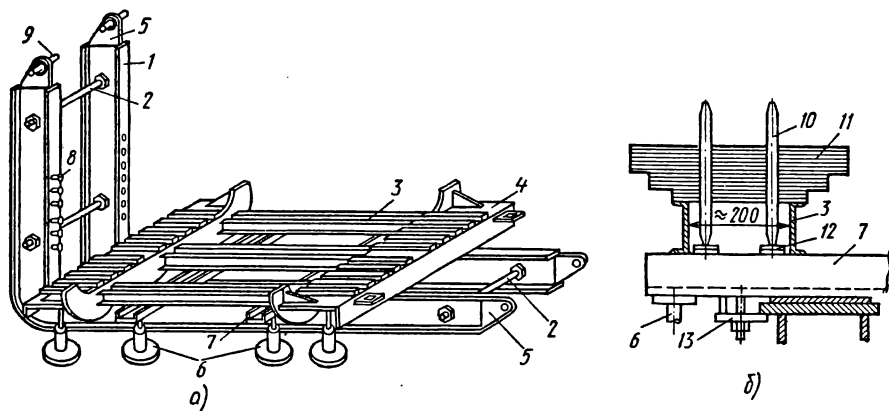


Рис. 81. Стенд для сборки магнитопроводов с отверстиями трансформаторов мощностью свыше 10 000 кВ·А:

а — общий вид, *б* — поперечный разрез стержня; 1 — сварной угольник, 2 — соединительная шпилька, 3 — продольные швеллеры, 4 — ярмовая балка, 5 — подъемные проушины, 6 — винтовой домкрат, 7 — поперечные швеллеры, 8 — опорные болты, 9 — валики для подъема, 10 — технологические оправки, 11 — стержень магнитопровода, 12 — опорные планки под оправки, 13 — скоба для крепления швеллеров

опорные планки 12 для упора технологических оправок 10. Тщательно проверяют расстояние между балками и параллельность их горизонтальных полок; укладывают первый слой пластин, как это указано в схеме шихтовки. В отверстия пластин вставляют оправки так, чтобы на каждую пластину приходилось не менее двух оправок.

Сборку производят аналогично сборке магнитопроводов малой мощности, точно соблюдая порядок и последовательность, установленные схемой шихтовки. Контроль толщины пакетов производят штангенциркулем, отсутствие перекоса пакетов по ширине и длину — угольником, правильность положения стержней магнитопровода — метром, измеряя расстояние между отверстиями. Фактическую толщину пакетов определяют после предварительной опрессовки уже собранной части магнитопровода.

После сборки, как и у магнитопроводов малой мощности, вынимают все оправки и в каждое отверстие вставляют прессующие шпильки с надетыми бумажно-бакелитовыми трубками и шайбами, с предварительно наворачнутыми и раскерненными гайками. С помощью гидравлического пресса опрессовывают стержни; на выступающие концы шпилек надевают шайбы, наворачивают и затягивают гайки до указанного в чертеже размера. Окончив прессовку стержней, на ярма укладывают «мосты», снизу вставляют в отверстия ярмовые шпильки с изоляционными трубками; ставят шайбы и наворачивают гайки. Опрессовав ярма, окончательно затягивают ярмовые шпильки.

В подъемные проушины 5 вставляют валики 9, и с помощью двух крюков подъемного крана приподнимают стенд, поворачивают его на 90° и ставят в вертикальное положение. Зачалив магнитопровод, снимают его со стенда и передают на отделку. На рис. 82 показана схема подъема и кантования мощного трансформатора.

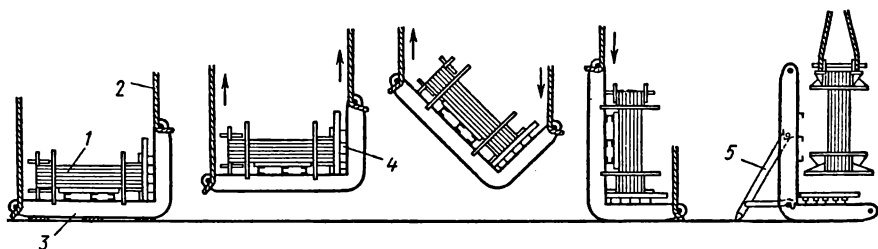


Рис. 82. Последовательность подъема и кантования магнитопровода мощного трансформатора:

1 — магнитопровод, 2 — тросы для подъема, 3 — стенд-кантователь, 4 — опорные болты, 5 — предохранительный упор

Отделка магнитопровода. Операция отделки завершает сборку и является последней перед сдачей ОТК и контрольными испытаниями магнитопровода.

Отделку начинают с очистки магнитопровода от пыли продувкой сжатым воздухом. Для защиты каналов в активной стали от попадания посторонних предметов (металлических стружек, обрезков и т. п.) нижнее ядро покрывают чехлом. При отделке выравнивают неплоскостность, вызванную неодинаковой затяжкой прессующих шпилек; выпрямляют смятые края пластин; временно ослабляя запрессовку отдельных шпилек, исправляют положение изоляционных и стальных шайб и т. п. Удаляют лишние концы шпилек, выступающие из гаек иногда на 30—40 мм. Концы шпилек отпиливают или откусывают пневматическими кусачками. Чтобы исключить самоотвинчивание гаек, их раскернивают, а «откусанные» концы шпилек заглаживают ударами молотка.

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

§ 36. Сборка плоских шихтованных магнитопроводов без отверстий в пластинах

Общие требования и организация рабочего места сборщиков бесшпильчных магнитопроводов не отличаются от рассмотренных для магнитопроводов с отверстиями в пластинах. Однако отсутствие отверстий и оправок, фиксирующих положение пластин, требует применять не только другие стенды для сборки, но также изменять способ укладки и ориентирование пластин; возрастает сложность сборочных операций, увеличивается возможность ошибок.

И хотя рабочему теперь не нужно приподнимать пластины на высоту оправок, а затем осторожно опускать их на ранее уложенные, общая трудоемкость шихтовки несколько выше, чем у магнитопроводов с отверстиями.

Сборка магнитопроводов трансформаторов мощностью до 250 кВ·А. Магнитопроводы трансформаторов небольших мощностей, изготавливаемые крупными сериями, удобно собирать на столе, оснащем ступенчатыми упорами (рис. 83). Стол имеет стальную плиту 3, на котором приварены

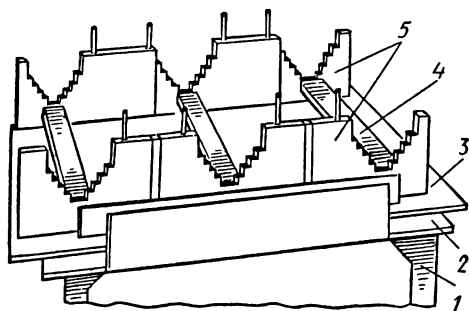


Рис. 83. Стол для сборки магнитопроводов трансформаторов мощностью до 250 кВ·А:

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

три швеллера 4 на расстоянии, равном расстоянию между осями стержней магнитопровода. Концы швеллеров упираются в вырезанные стенки (ступенчатые 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 магнитопровода в соответствии со схемой шихтовки. Ступенчатые упоры являются, по существу, шаблонами для сборки одного определенного магнитопровода. 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 магнитопроводов с другим числом пакетов и другим расстоянием между осями стержней. Поэтому при большой номенклатуре и мелкосерийном производстве малых трансформаторов ступенчатые упоры не применяют. Вместо них используют универсальные сборочные столы несложной конструкции (рис. 84), на которых собирают одно- и трехфазные магнитопроводы для трансформаторов мощностью до 630 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

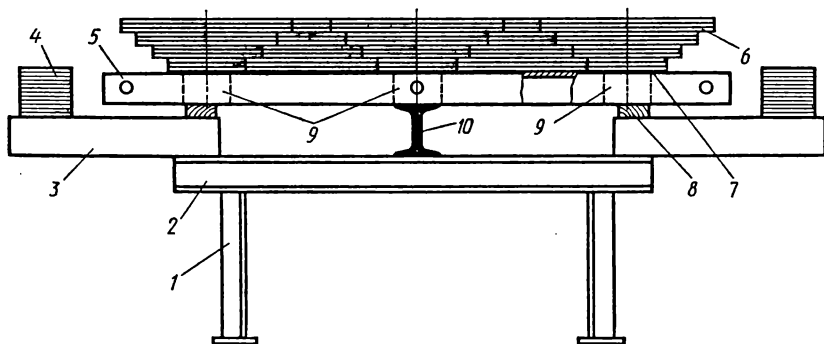


Рис. 84. Универсальный стол для сборки трехфазных и однофазных «бесшпильных» магнитопроводов трансформаторов мощностью до 630 кВ·А

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 магнитопровода начинают с укладки пластин первого (самого узкого) пакета. Пластины размещают в соответствии с I положением схемы шихтовки (см. рис. 18, 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 листов и зазоры в стыках. Аналогично производится сборка второго и следующих пакетов магнитопровода.

При отсутствии оправок, ориентирующих пластины, положение каждого следующего пакета необходимо контролировать по отношению к предыдущему. Пакеты должны располагаться строго симметрично

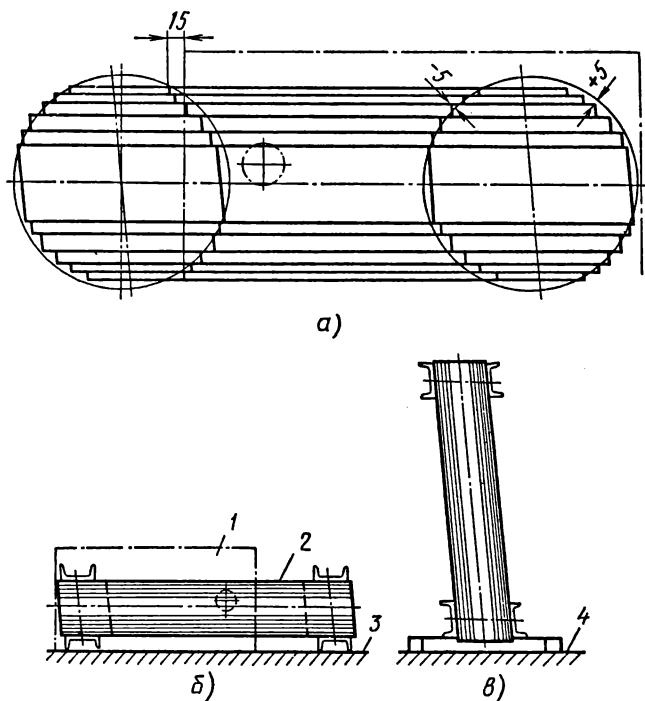


Рис. 85. Возможные ошибки при сборке магнитопровода: а — смещение пластин по ширине и длине, б — смещение пластин по длине, в — перекос магнитопровода по вертикали; 1 — контрольная пластина, 2 — магнитопровод, 3 — плоскость стола, 4 — дно бака

относительно осей стержней и ярм; смещение пакетов вызывает нарушение формы сечения (рис. 85, а), затрудняет или делает невозможной насадку обмоток. Если пакеты смещаются по длине, то это может вызвать перекося и неправильную установку активной части в баке трансформатора (рис. 85, б), привести к отклонению плоскости магнитопровода от вертикали (рис. 85, в).

После сборки последнего верхнего пакета проверяют толщину магнитопровода; укладывают «мосты» и ярмовые балки, ориентируя их по чертежу. В отверстия ярмовых балок (см. рис. 24,б) вставляют прессырующие шпильки 10 с трубками 8 и равномерно запрессовывают магнитопровод. Вертикальные шпильки, соединяющие ярмовые балки, и подкладки под магнитопровод ставят и закрепляют непосредственно перед кантовкой в вертикальное положение. Для малых трансформаторов на этом заканчивается сборка остова, т. е. магнитопровода со всеми деталями, соединяющими его в единую конструкцию. Остов магнитопровода поднимают с помощью крана, зачаливая его за верхние ярмовые балки.

Сборка магнитопроводов трансформаторов мощностью 320—1000 кВ·А. Магнитопроводы трансформаторов мощностью 320—1000 кВ·А собирают на тех же столах несложной конструкции (см. рис. 84), что и магнитопроводы трансформаторов небольших мощностей. Последовательность операций и требования к их выполнению не отличаются от рассмотренных ранее. Особенности сборки связаны с конструктивными отличиями магнитопроводов более мощных трансформаторов. Так, при соединении ярмовых балок вертикальными пластинами (см. рис. 26) 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 листов магнитопровода. Дальнейшая сборка производится аналогично рассмотренной ранее.

Магнитопроводы с комбинированными или косыми стыками собирают так же, как и с прямыми. Однако для них требуется более тщательная подгонка положения 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 магнитопровода 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 магнитопроводов специально не предусматривают. Однако при подъеме в вертикальное положение активная сталь стержней испытывает значительные изгибающие напряжения, особенно если стержни высокие и небольшого диаметра. Магнитопроводы с такими стержнями при подъеме, а иногда и после установки в вертикальное положение могут потерять устойчивость: пластины их стержней изогнутся. Особенно опасно (если не принять защитных мер) расщихтовывать верхнее ярмо такого магнитопровода: стержни, лишенные механической связи, могут внезапно прогнуться и

нанести травму сборщику. Чтобы избежать этого, на стержни магнитопровода ставят струбцины, 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 магнитопроводов трансформаторов мощностью 1000—6300 кВ·А. Обычно ее проводят на специальном сборочном стенде-кантователе 1 (рис. 86).

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 горизонтальными.

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 магнитопровода 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.

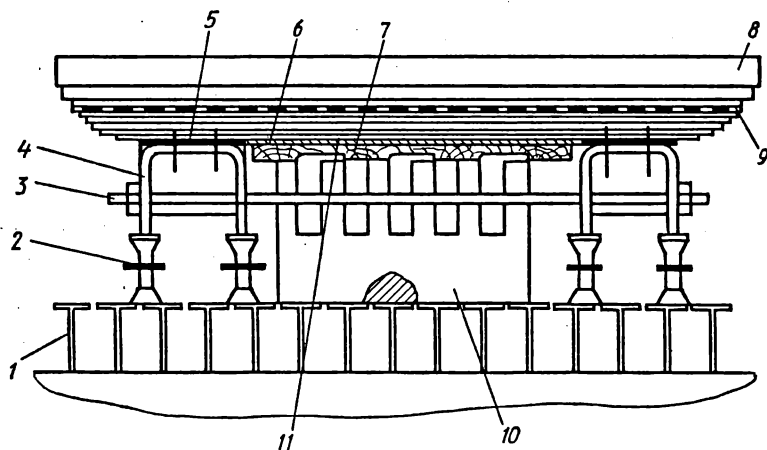


Рис. 86. Сборка магнитопроводов трансформаторов мощностью 1000—6300 кВ·А

Пакеты, разделенные с двух сторон каналами с изоляционными «пяточками», должны быть надежно заземлены. Заземляющие ленты и изолирующие полоски из электрокартона закладывают между пластинами стали в местах, указанных в чертеже.

Известно, что толщину собранного магнитопровода 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 магнитопровод заложено меньше стали, то даже при полностью стянутых ярмовых балках (зазоры между брусками и балками отсутствуют) он может оказаться недопрессованным. По внешним признакам ярмо кажется запрессованным (бруски и балки плотно стянуты), а в действительности необходимая прессовка и, следовательно, заданное количество стали в магнитопроводе отсутствуют. Недостаточная прессовка сказывается не только на уменьшении сечения магнитопровода, но может стать причиной опасных травм при кантовке или перевозке остова; верхние балки 1 (см. рис. 26) в момент подъема (кантовки) магнитопровода могут потерять сцепление с пластиной 5, и кран попросту «выдернет» их, что приведет к разрушению остова. Отсюда очевидна необходимость полного вложения стали и тщательного контроля толщины магнитопровода.

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 7, ориентируя их строго по чертежу, 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 ленты заземления магнитопровода.

С помощью двух крюков крана зачаливают остов и поднимают его в горизонтальное положение. Если предусмотрено конструкцией, то стержни запрессовывают стеклобандажами.

Особенности сборки магнитопроводов трансформаторов мощностью 10 000—40 000 кВ·А. Сборку производит бригада из четырех сборщиков на сборочном стенде с прессующей балкой (рис. 87,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 собранный

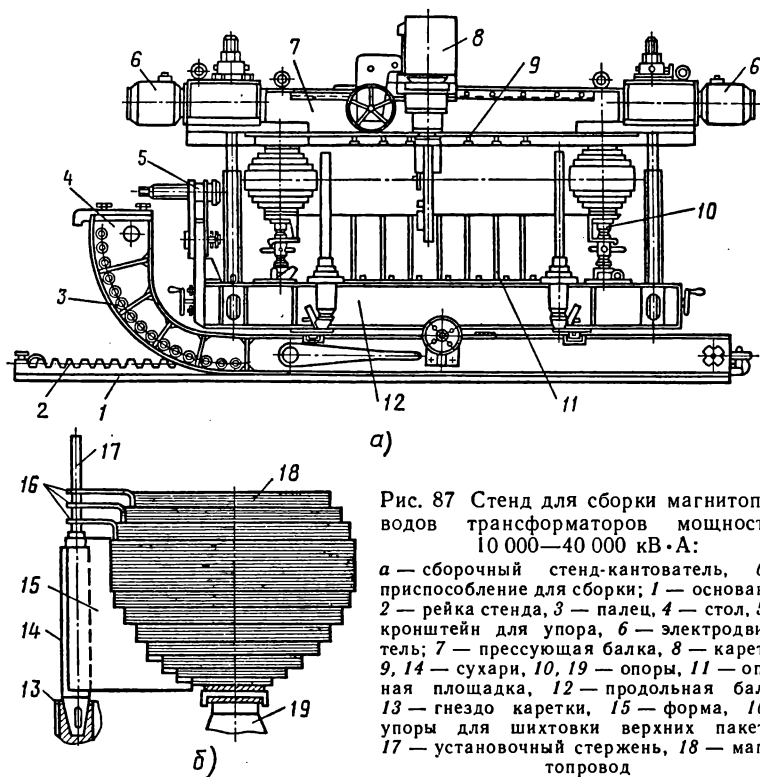


Рис. 87 Стенд для сборки магнитопроводов трансформаторов мощностью 10 000—40 000 кВ·А:

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 — магнитопровод

магнитопровод при кантовке. Прессующая балка 7 с перемещающейся по ней кареткой 8 обеспечивает прессовку стержня. На нижней стороне каретки закреплены 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. 87, б), имитирующее первые пакеты активной стали. Нижние пакеты магнитопровода 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, что нежелательно.

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 бесшпильчных магнитопроводов.

После шихтовки последних пластин производят опрессовку и стяжку магнитопровода. 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 магнитопроводы получаются ровными, без волнистости. Одновременно с прессовкой затягивают болты на ярмовых брусках и гайки на полубандажах, фиксируя ярма в запрессованном состоянии.

Фиксация стержней после опрессовки производится технологическими бандажами, которые ставят на местах постоянных стеклобандажей, но с большим шагом.

Существуют два способа намотки бандажей из стеклоленты: когда магнитопровод находится на стенде в горизонтальном положении и после подъема магнитопровода в вертикальное положение. Для намотки бандажей при горизонтальном положении магнитопровода используют специальный механизм, установленный на прессующей балке 7. Намотку выполняют непосредственно после опрессовки стержня. Стеклолента должна наматываться с натяжением 80—90 кг, что обеспечивает монолитность и прочность бандажа. По окончании намотки прогревают верхние слои стеклобандажа на длине 100—150 мм в месте окончания последнего витка. Для нагрева обычно применяют электропаяльники, при этом происходит быстрая полимеризация лака (при температуре 120—130 °С), и конец стеклоленты надежно приклеивается к бандажу. Ширина и шаг бандажей определяются размерами сухарей 8 прессующей балки, между которыми размещаются бандажи. Конструкция балки позволяет наматывать стеклобандажи шириной не более 20 мм с шагом 120—150 мм. Из-за ограниченности ширины приходится увеличивать число и толщину бандажей, наматываемых на стержень.

При намотке стеклобандажей в вертикальном положении магнитопровода 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.

Намотку стеклобандажей производят с помощью специального намоточного устройства, снимая постепенно ранее установленные технологические бандажи. Стеклобандажи становятся монолитными и прочными после полимеризации лака, которым пропитана стеклолента. Обычно совмещают процесс полимеризации с сушкой активной части трансформатора.

Кантовка остова в вертикальное положение производится аналогично тому, как показано на рис. 82. Отделка магнитопровода без отверстий в пластинах отличается от рассмотренной ранее в § 35 лишь отсутствием шпилек для прессовки активной стали.

§ 37. Сборка стыковых магнитопроводов

В отечественном трансформаторостроении стыковые магнитные системы используют почти исключительно в конструкциях стержневых реакторов (см. § 21).

Магнитопровод стержневого реактора состоит из трех элементов: верхнего 17 и нижнего 16 ярма и вставок 14 стержней (см. рис. 28). Каждый из элементов магнитопровода собирают отдельно.

Большинство реакторов имеет шпильчную конструкцию магнитопровода и прямоугольное сечение ярм (рис. 88). Это во многом определяет особенности сборки. Так, сборку ярм выполняют на столе, и она не отличается от сборки малых магнитопроводов.

Каждый слой пластин ориентируют по технологическим оправкам, пропускаемым в отверстия пластин, и укладывают в соответствии со схемой шихтовки (рис. 88,а). Толщину отдельных пакетов и полностью собранного ярма проверяют под соответствующим давлением.

При сборке ярм особенно важно следить за пластинами, которые будут сочленениями с вставками стержня. Совершенно недопустима «гребенка» пластин в месте стыка; их поверхность должна быть ровной, без выступов и нахлеста. Небрежность при сборке, особенно наличие «гребенки», недостаточная прессовка вызывают повышенный уровень шума и недопустимую вибрацию магнитопровода, что может стать причиной разрушения реактора.

Прессовка собранных ярм производится шпильками, которыми заменяют технологические оправки. Шпильки изолируют от активной стали трубками и электрокартонными шайбами и с помощью гаек надежно запрессовывают ярма.

При работе элементы реактора испытывают непрерывную вибрацию. Даже если ее уровень не превышает допустимый, существует опасность ослабления и раскручивания гаек, прессующих ярма. Это может вызвать дальнейшее ослабление прессовки и увеличение вибрации, что в конечном итоге может привести к разрушению изоляции и обмоток реактора. Отсюда очевидна важность надежной запрессовки и предупреждения самоотвинчивания гаек. Существуют различные способы, предохраняющие резьбовые соединения от ослабления затяжки. Наиболее часто в реакторах применяют установку замковых пластин, шплинтов или керновку резьбы шпилек и гаек. Надежно запрессованное ярмо с зафиксированными гайками зачаливают за балки и устанавливают в вертикальное положение.

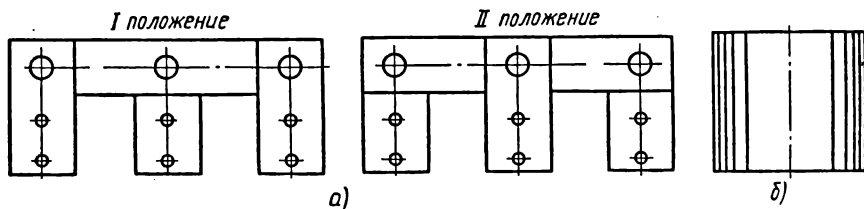


Рис. 88. Схема шихтовки ярм реактора:
а — схема шихтовки, б — сечение ярма

Сборку вставок (см. рис. 29) выполняют на столе со стальной плитой. Плита должна иметь ровную поверхность, на которой удобно подбирать и комплектовать пластины соответствующих пакетов. Вставки с диаметром описанной окружности до 300 мм собирают вручную, используя собственные стяжные шпильки. На шпильку 1 наворачивают гайку 2, ставят стальную пластину 3, изоляционную подкладку 4 и трубку 10 и пропускают шпильку в отверстия предварительно подобранных пакетов 5—9. На свободный конец шпильки 1 устанавливают те же детали 3, 4, 10 и второй гайкой 2 слегка подпрессовывают пакеты. За счет зазора между отверстиями и трубкой 10 пластины могут образовать «гребенку». Чтобы исключить ее, вставку укладывают торцами пакетов на плиту и осторожными ударами деревянного молотка перемещают пластины так, чтобы они заняли одинаковое положение относительно центральной шпильки 1.

После проверки толщины вставку надежно запрессовывают, а гайки раскернивают, исключая возможность распрессовки во время работы реактора.

Известно, что немагнитные зазоры в реакторе образуются электрокартонными, гетинаксовыми или стеклотекстолитовыми прокладками. Прокладки имеют форму и толщину, строго соответствующую указанной в чертеже.

Величина зазоров реактора определяется расчетом и не может произвольно меняться. В отдельных конструкциях зазоры могут иметь разную толщину, и во избежание ошибок следует тщательно сверять размеры прокладки с чертежом, добиваясь их точного совпадения. Любая небрежность при установке зазоров может привести к браку: электрические испытания реактора обязательно выявят ошибку, устранение которой потребует разборки реактора, снятия обмоток и изменения толщины прокладок.

Сборка составных частей реактора (см. рис. 28) начинается с установки под нижнее ядро 16 опорных пластин 1. В пластины вворачивают вертикальные шпильки 4 так, чтобы концы их (с отверстиями для шплинтов) выступали из пластин 1. Шпильки шплинтуют, а затем выворачивают до упора шплинта в пластину. Этим достигается надежное законтрирование вертикальных шпилек, стягивающих составные части магнитопровода.

Нижнее ядро со шпильками 4 ставят на сборочную площадку и укладывают на его выступы (начала стержней) прокладки, вставки 14 до полной сборки по чертежу. На последние прокладки (верхний зазор) ставят ядро так, чтобы шпильки 4 вошли в отверстия яровых балок 6. На концы шпилек надевают электрокартонные подкладки 11 и верхние опорные планки 8, наворачивают и слегка подтягивают гайки 9. Окончательно выравнивают положение вставок на каждом стержне и запрессовывают магнитопровод, равномерно подтягивая гайки. Подъемные кольца 10, наворачиваемые на шпильки 4, надежно предохраняют гайки 9 от отвинчивания, а собранный магнитопровод — от распрессовки. Последними устанавливают ленты заземления 18, размещая их в местах, указанных в чертеже.

§ 38. Сборка навитых ленточных магнитопроводов

Навитые ленточные магнитопроводы являются составными частями трехфазных пространственных магнитопроводов, применяемых для силовых трансформаторов небольшой мощности. Сборка ленточных магнитопроводов состоит из двух этапов: изготовление отдельных навитых магнитопроводов и полная сборка магнитопроводов из этих составных частей.

Изготовление навитого магнитопровода включает наливку (намотку) лент из рулонной стали и придание ему требуемой формы. Ленту предварительно нарезают на автоматических линиях продольного реза. Фасонная форма сечения навитого магнитопровода создается лентами различной ширины.

Сборка пространственного магнитопровода заключается в соединении трех отдельных навитых частей с образованием из них симметричного трехфазного магнитопровода. Сочленение частей осуществляется на специальных станках с помощью стеклобандажей, наматываемых на стержни каждой пары магнитопроводов.

Контрольные вопросы

1. Какие требования предъявляются к пластинам магнитопровода?
2. Зачем нужно изолировать пластины?
3. Чем отличается раскрой рулонной стали от раскроя листовой?
4. Как резка и штамповка влияют на качество электротехнической стали?
5. Каковы основные отличия сборки магнитопроводов с отверстиями и без отверстий в пластинах?
6. Указать особенности сборки магнитопроводов с косым стыком.
7. Почему возникает потеря устойчивости стержней магнитопровода после сборки?
8. В чем опасность неполного вложения стали в магнитопровод?
9. С какой целью и каким образом выполняют заземление магнитопровода?

Глава V

ПЕРВАЯ СБОРКА (МОНТАЖ ОБМОТОК И ИЗОЛЯЦИЯ)

§ 39. 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 (монтаж обмоток и изоляция) включает снятие ярмовых балок, распрессовку и расшихтовку верхнего ярма, укладку

нижней изоляции и насадку обмоток, установку верхней изоляции и прес-сующих колец, шихтовку и прессовку верхнего ярма и осевую прессовку обмоток.

Вторая сборка (монтаж и соединение схемы отводов) 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. 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 (установка активной части в бак и полная сборка трансформатора) 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.

§ 40. Подготовка к операциям первой сборки

Сборка трансформаторов производится на специальных рабочих местах. Например, первая сборка производится на сборочной площадке, т. е. месте, на которое устанавливают магнитопровод. 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. Остовы 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. 89). Стеллажи 1 могут перемещаться в горизонтальной плоскости, что позволяет вплотную придвинуть их подъемные площадки 4 к стержням магнитопровода. 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 магнитопровода. Особое внимание следует обращать на поверхность сборочной площадки. Она

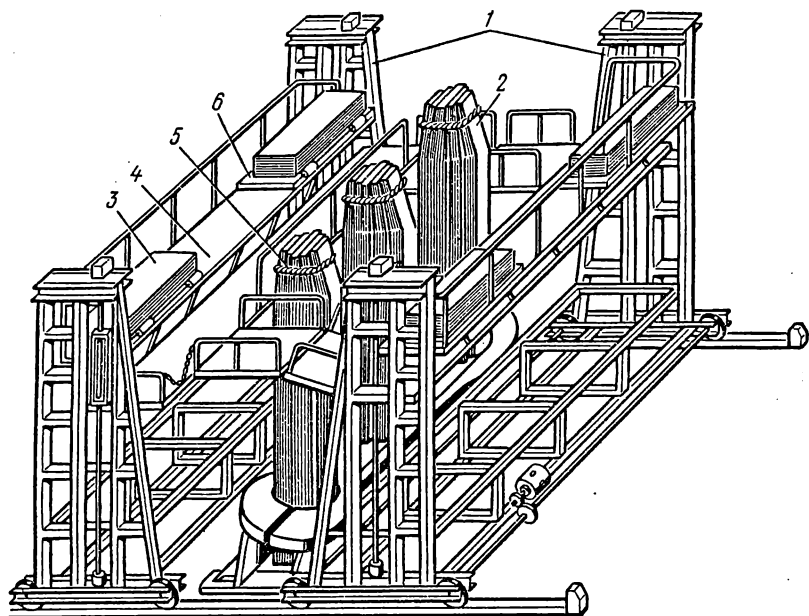


Рис. 89. Остов трансформатора мощностью 40 000 кВ · А в механизированных стеллажах:

1 — стеллажи, 2 — магнитопровод после расширтки, 3 — пластины верхнего ярма, 4 — подъемная площадка, 5 — ремни для стягивания стержня, 6 — переносной контейнер

должна быть ровной, без выбоин и бугров. Даже небольшая ее неровность может привести к смещению стержней магнитопровода относительно друг друга (рис. 90). Показанные на рисунке смещения l' относительно l достигают 10—15 мм. Такие смещения очень опасны, так как ведут к образованию зазоров в стыках пластин или их нахлесту при шихтовке верхнего ярма. Общая длина зазоров становится равной величине смещения стержней магнитопровода (до 10—15 мм), что вызывает недопустимое увеличение тока х.х. трансформатора.

К установленному на сборочной площадке остову подводят механизированные стеллажи и поднимают на необходимую высоту площадки 4 (см. рис. 89). На верхние полки площадок помещают свободные переносные контейнеры 6; подбирают технологическую оснастку (торцовые ключи, скобы, ремни 5, стропы

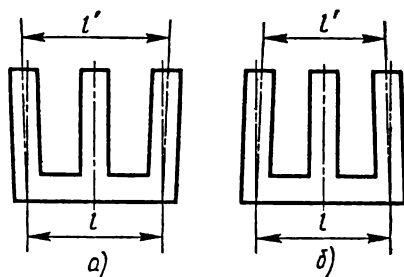


Рис. 90. Возможные смещения стержней в случае неровности сборочной площадки:

а — смещение крайних стержней от среднего, б — смещение к среднему стержню

для зачаливания и снятия ярмовых балок); проверяют наличие комплекта изоляционных деталей, обмоток, прессующих колец и т. п. и приступают к разборке верхнего ярма.

§ 41. Распрессовка и расшихтовка верхнего ярма магнитопровода

Распрессовка ярма. Перед расшихтовкой верхнее ядро магнитопровода необходимо распрессовать.

В трансформаторах мощностью до 160 кВ·А для распрессовки достаточно ослабить гайки на горизонтальных шпильках, стягивающих верхнее ядро, 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. 24, 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 с магнитопроводами без отверстий в активной стали прессовка ярем производится ярмовыми брусками и полубандажами. Для распрессовки ярем у таких остовов 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 ядро, 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. Большая масса и число пакетов ярма уже в начале распрессовки могут вызвать «провалы», т. е. выпадение пластин стали, и «завалы» верхней части стержней. Чтобы предотвратить это, необходимо сразу после распрессовки стянуть ядро П-образными скобами 2 (рис. 91, 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 магнитопровода.

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.

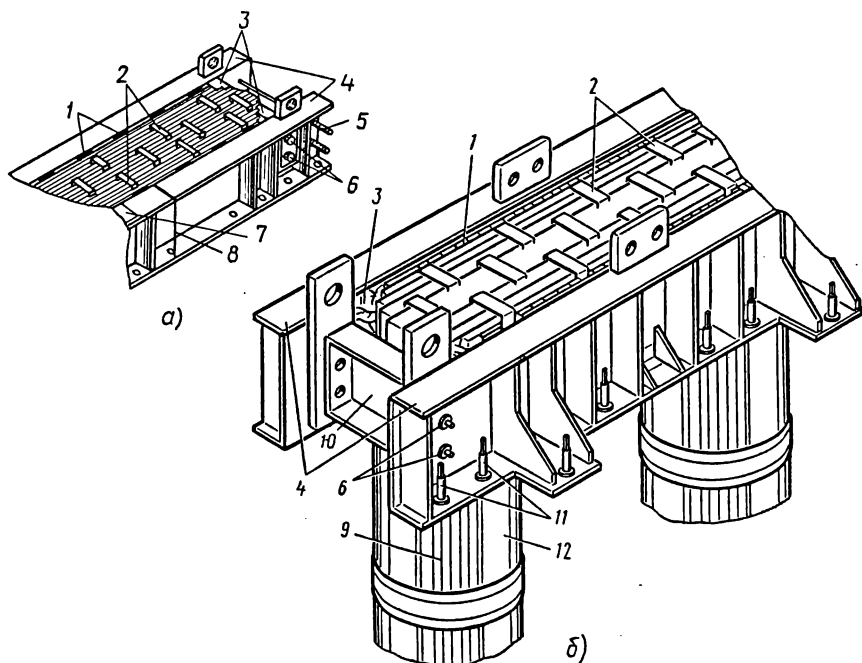


Рис. 91. Верхние ярма трансформаторов в процессе распрессовки:

a — 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 — лента заземления, 8 — киперная лента, 9 — стержень магнитопровода, 10 — ярмовый брус, 11 — нажимные винты, 12 — вертикальная стяжная пластина

Распрессовку ярма выполняют торцовыми ключами, отворачивая с одной стороны магнитопровода 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.

Распрессовка ярма у «шпильчатого» магнитопровода аналогична рассмотренному. Отличие лишь в том, что распрессовку начинают с ослабления затяжки и удаления шпилек с трубками из отверстий в ярме и только тогда распрессовывают ярмовые бруски.

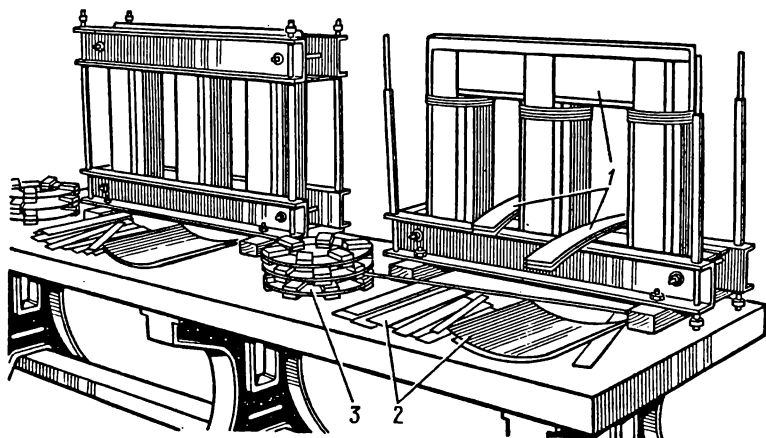


Рис. 92. Расшихтовка верхнего ярма магнитопровода трансформатора мощностью 100 кВ·А:

1 — пластины верхнего ярма, 2 — детали, подготовленные к сборке, 3 — ярмовая изоляция

Расшихтовка ярма. Расшихтовку верхнего ярма магнитопровода 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 (рис. 92).

Расшихтовку верхнего ярма трансформаторов большей мощности производят с двух сторон начиная с крайних пакетов. По мере расшихтовки вынимают П-образные скобы, временно стягивающие пластины ярма, и одновременно — по две или три пластины с учетом того, как был собран магнитопровод. Пластины аккуратно складывают в стопы на специальные переносные контейнеры.

Расшихтованные пластины укладывают строго в том порядке, в котором они находились в ярье, т. е. крайние пластины должны быть самыми нижними на контейнере; на них укладывают следующие 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 закончиться не обязательно на его середине. Чтобы не ошибиться при начале шихтовки, место, откуда вынимают последний лист стали, отмечают киперной лентой, прокладываемой между пластинами стержня.

Подготовка магнитопровода к насадке обмоток. После расшихтовки магнитопровод 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. 89. 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 на стержень практически невозможно.

Магнитопровод 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 магнитопровода. 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. В случае повреждения изоляции между пластинами можно проложить полоски телефонной бумаги и промазать лаком, изолируя их таким образом друг от друга. После осмотра и устранения дефектов магнитопровод следует очистить от пыли, тщательно продув струей сжатого воздуха.

§ 42. Монтаж обмоток трансформатора мощностью до 160 кВ·А

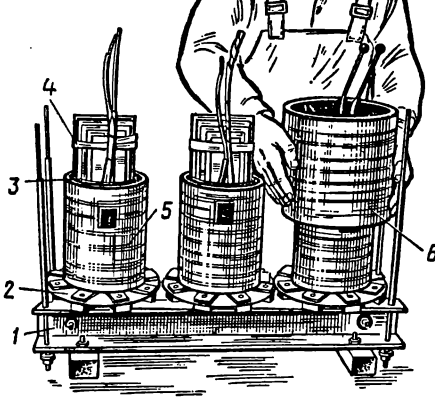
Монтаж обмоток трансформатора любой мощности начинают с установки уравнильной изоляции (см. рис. 33). У трансформаторов небольшой мощности ее делают чаще всего из деревянных планок, которые укладывают на нижние ярмовые балки. Как известно, уравнильная изоляция служит для выравнивания плоскости ярма и ярмовых балок. Собственно концевой изоляцией обмоток является ярмовая из электрокартона, показанная на рис. 33, *и, л*. Иногда уравнильную изоляцию совмещают с ярмовой (рис. 93), в этом случае ярмовая изоляция имеет увеличенные нижние прокладки, выполняющие роль уравнильной изоляции.

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 магнитопровода. 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 воспользо-

Рис. 93. 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



ваться чертежами остова или монтажа отводов. Сопоставляя расположение пластин, угольников и отверстий в ярмовых балках с чертежами, сборщик может легко определить, как следует 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 надевают 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 электрокартона. 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. Цилиндр устанавливают обычно с перехлестом краев листа в 10—20 мм и до насадки обмотки стягивают киперной лентой 4.

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.

Обмотки насаживают поочередно, начиная с крайнего стержня; одновременно снимают с него и киперную ленту 4. 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 приведет к аварии трансформатора. Нельзя допускать, чтобы обмотка слишком свободно сидела на стержне; 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. 35,

а, б), как правило, выходят сверху; их выгибают и размещают так, чтобы они не мешали насадке обмоток ВН.

Обмотки ВН (см. рис. 35, в) насаживают также вручную, поочередно, начиная с крайней фазы (см. рис. 93). 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 (рис. 94, а) 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 по чертежам.

После правильной насадки обмоток ВН отгибают концы обмоток НН, очищают их ножом от витковой изоляции, выравнивают, выгибают, задавая им форму, указанную в чертеже, и тщательно изолируют. Концы изгибают так, чтобы они оказались между ярмовой балкой и торцевой поверхностью обмотки ВН, как показано на рис. 94, б. Для изоляции применяют полоски кабельной бумаги шириной 20 мм. Перед началом

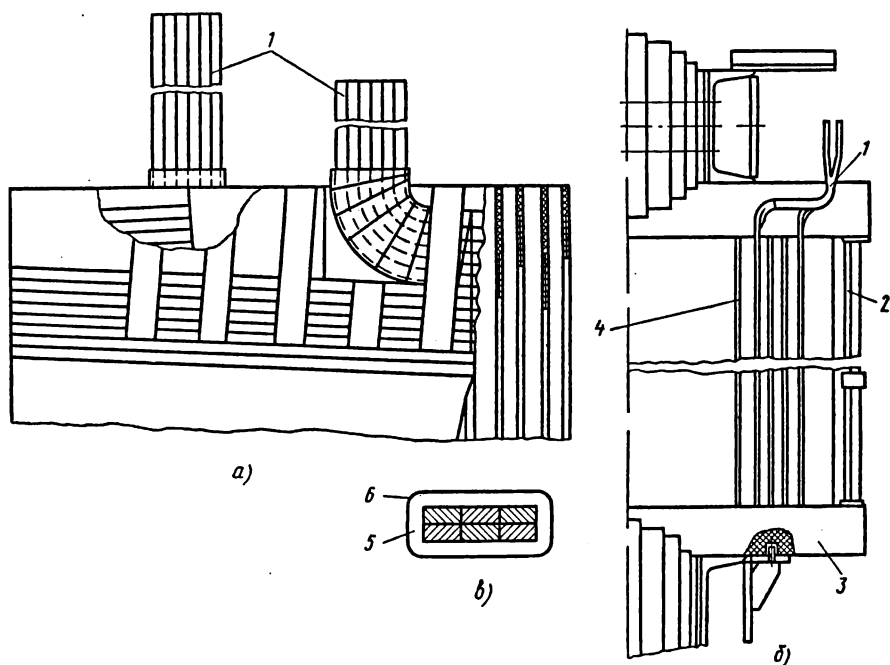


Рис. 94. Расположение и изолирование концов цилиндрической обмотки НН: а — выход концов из двухслойной обмотки, б — выгиб концов, в — укладка проводов в пучок; 1 — концы обмотки НН, 2 — обмотка ВН, 3 — нижняя уравнивательная и ярмовая изоляции, 4 — обмотка НН, 5 — изоляция отвода, б — киперная лента

изоляции концы проводов укладывают в пучок по указанному в чертеже эскизу (рис. 94, а). На этом же рисунке показаны толщина и количество слоев изоляции 5.

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 6, намотанной вполуперекрышку поверх бумаги.

§ 43. Монтаж обмоток и изоляция трансформаторов мощностью 250—6300 кВ·А

В трансформаторах мощностью 250—6300 кВ·А применяют и цилиндрические, и катушечные обмотки НН и ВН. Подготовка к монтажу и 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. Стяжка и запрессовка обмоток производится 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. Это очень важно для сборки: 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 зашпиговать верхнее ядро магнитопровода. Поэтому перед снятием плит у каждой катушечной обмотки обязательно проверяют высоту. Она указана в чертеже обмотки, на сопроводительном ярлыке или на специальной полоске электрокартона на одной из катушек обмотки.

Если при проверке обнаружится, что высота обмотки больше необходимой и подтянуть ее не удастся, то ее надо еще раз просушить в вакуум-сушильном шкафу. Повторную сушку следует провести и в том случае, если после распрессовки высота обмотки окажется больше указанной на 5—6 мм.

Верхние стяжные плиты 2 (рис. 95) 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 в месте их выхода из обмотки (рис. 96, а)

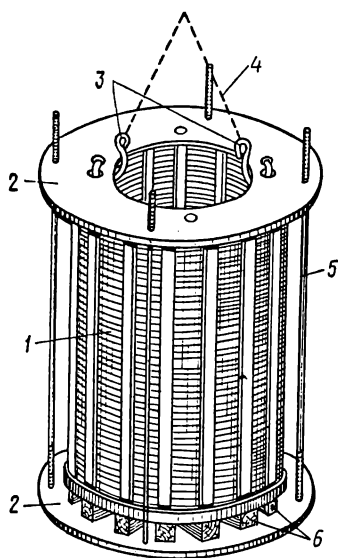


Рис. 95. Обмотка перед снятием верхней плиты:

1 — обмотка, 2 — стяжные плиты, 3 — крюки для подъема, 4 — положение тросов с крюками при снятии плиты, 5 — стяжные шпильки, 6 — деревянные подкладки

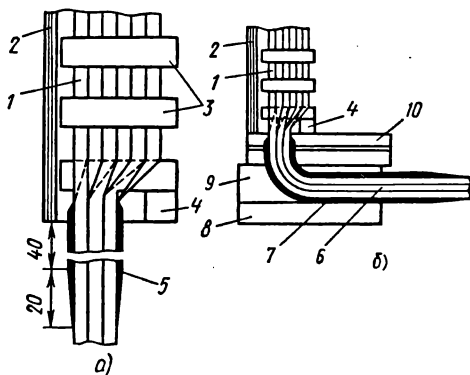


Рис. 96. Расположение концов обмотки НН и их изоляция:

а — выход нижнего конца обмотки, б — после насадки; 1 — обмотка, 2 — бумажно-бакелитовый цилиндр, 3 — прокладки 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

и предохраняют клинья от разрушения. Это объясняется тем, 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 обрубает с помощью стамески; снизу это делают перед насадкой обмотки на стержень. Клинья отрезают на уровне торцов цилиндров 7 и 19 (см. рис. 32). При этом сборщик должен следить, чтобы не повредился 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. 96, б) изолируют на небольшом расстоянии от места выхода из обмотки; провода большей части концов остаются только с собственной витковой изоляцией. 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 обмотка пропитана лаком или провода имеют собственную лаковую изоляцию, то концы обмотки обжигают с помощью газовой горелки, а образовавшуюся окалину счищают ножом или шкуркой.

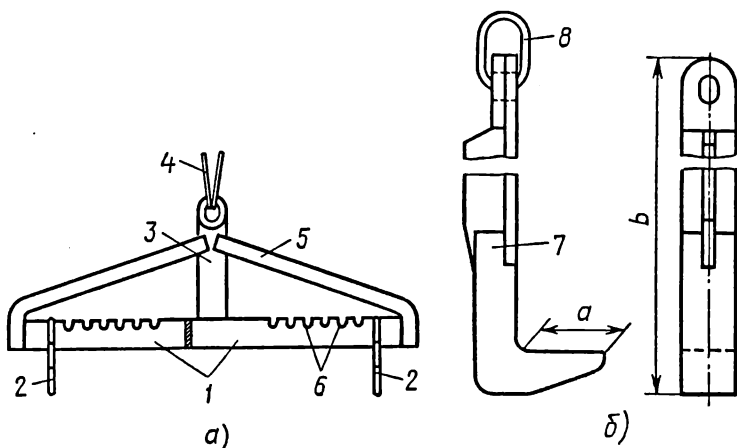


Рис. 97. Подъемные приспособления для насадки обмоток:
 а — двухлучевая траверса, б — лапа для подъема обмоток; 1 — лучи траверсы, 2 — крюк, 3 — вертикальная перемычка, 4 — ушко, 5 — рама, 6 — гнезда, 7 — лапа, 8 — кольцо

Насадку обмоток трансформаторов производят с помощью приспособления, состоящего из двухлучевой траверсы (рис. 97, а) и подъемных лап 7 (рис. 97, б). Длина b подъемных лап должна быть такой, чтобы при насадке обмотка могла опуститься на прокладки ярмовой изоляции. Опорная часть a лапы не должна выступать внутрь за опорное кольцо 4 (см. рис. 96), но в то же время оно должно опираться на лапу не менее чем $\frac{3}{4}$ своей ширины.

Чтобы поднять обмотку, лапы устанавливают под ее опорное кольцо с противоположных сторон обмотки. Причем их располагают только под «столбами» прокладок 3 строго по оси и так, чтобы после насадки лапы не оказались между стержнями магнитопровода: это затруднило бы их снятие. Установленные под опорное кольцо лапы 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 провисания 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 струей сжатого воздуха. Провода нижнего конца обмотки выгибают, складывают в пучок и изолируют так же, как и конец цилиндрической обмотки.

С помощью крана обмотку подвозят к магнитопроводу и по командам

сборщика располагают над стержнем так, чтобы оси обмотки и стержня примерно совпадали. Придерживая руками обмотку, сборщик насаживает ее на стержень и следит, чтобы острые края пластин не повредили ее цилиндр (рис. 98).

При насадке обмотки на стержень с прессовкой стеклобандажами цилиндр должен касаться (скользить) по уже установленным расклинивающим деталям (планкам, клиньям, трубкам). Чтобы «заправить» обмотку на стержень, используют полоски электрокартона толщиной 1 мм и шириной 100—150 мм. Эти полоски вставляют между торцами планок (клиньев, трубок) и цилиндром обмотки; осторожно опуская обмотку, направляют ее на стержень.



Рис. 98. Насадка обмотки трансформатора мощностью 6300 кВ·А

Обмотка должна опускаться 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 уравнильной 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 трансформаторов должны опускаться под собственной тяжестью. При слишком свободной насадке между цилиндром обмотки и стержнем может оказаться зазор. Если стержень запрессован 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, надо проверить, свободно ли устанавливаются расклинивающие детали. Если они вставляются с трудом, плотно, то обмотку можно освободить от лап и считать насадку законченной. Если же они проходят свободно, надо

проверить размеры стержня и этих деталей, найти и устранить ошибку в изготовлении.

Чтобы легко снять подъемные лапы, на ярмовую изоляцию предварительно ставят две-три деревянные подкладки, на которые и опускают обмотку. Лапы освобождают от стягивающих ремней и выводят из-под опорного кольца обмотки.

Траверсу с лапами кран отводит в сторону, из-под опорного кольца выбивают подкладки и окончательно осаживают обмотку на ярмовую изоляцию.

§ 44. 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 к. з. в эксплуатации. Однако способы крепления обмоток различны и зависят от конструкции трансформаторов различных мощностей. Так как опорой внутренней обмотки является стержень магнитопровода, то его конструкция определяет и способ ее радиального крепления. В стержнях с прессовкой стеклобандажами деревянные детали, фиксирующие положение обмотки относительно стержня, уже установлены и прижаты к нему стеклобандажами. Они служат как бы дополнением стержня магнитопровода, придавая его сечению форму круга и обеспечивая этим надежную 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 насадка обмотки производится на незапрессованный стержень, и ее расклиновка одновременно является и прессовкой стержня.

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. 99) 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»), то 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.

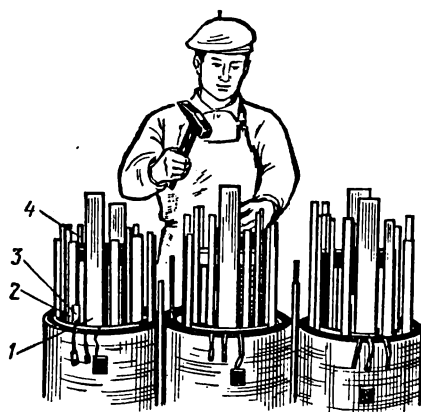


Рис. 99. Расклиновка обмоток трансформаторов:
1, 2 — деревянные планки, 3 — электрокартонная коробка, 4 — круглый деревянный стержень

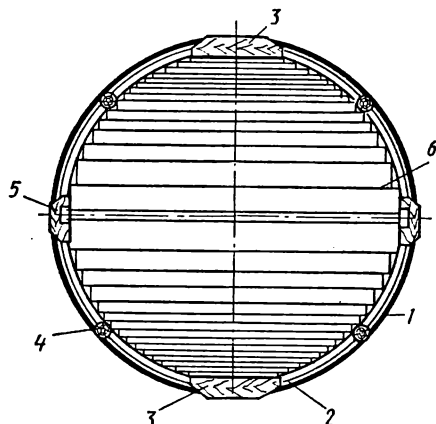


Рис. 100. Сечение стержня магнитопровода с прессовкой стеклобандажами:
1 — стеклобандаж, 2 — электрокартонная подкладка, 3, 5 — фасонные планки, 4 — деревянный стержень, 6 — стержень магнитопровода

Радиальное крепление обмотки НН производится с помощью деревянных фасонных планок и круглых стержней (см. рис. 21, а). Расклиновку начинают с установки фасонных планок, прессующих стержни. Вручную их вставляют в указанное в чертеже 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 стали магнитопровода, 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 магнитопровода. Если он запрессован стеклобандажами (рис. 100), 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 магнитопровода не имеет прессовки стеклобандажами, то расклиновка обмотки обычно совмещается с его запрессовкой. На рис. 21 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 магнитопроводов 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 магнитопровода промежутки между пластинами стержня и цилиндром может быть больше или меньше номинального. Если промежутки велики и планка проходит в него свободно, без заметных усилий сборщика, то стержень магнитопровода 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 противоположных 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 выполнить установку планок.

После расклиновки обмотки планками устанавливают круглые деревянные стержни в углы, образованные двумя разными по ширине пакетами стержня. 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 магнитопровода. Сборщику приходится подбирать диаметры стержней по месту, чтобы обеспечить их плотную установку и хорошее раскрепление обмотки.

Надежное радиальное крепление будет обеспечено 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 изоляционные прокладки, расположенные горизонтально, 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.

§ 45. Особенности монтажа обмоток и изоляции трансформаторов мощностью до 25 000 кВ·А с ВН 110 кВ

Укладка нижней ярмовой и уравнильной изоляции. В трансформаторах большой мощности уравнильная изоляция представляет собой электрокартонное кольцо, разрезанное на части, к которому с двух сторон прикреплены прокладки из прессованного электрокартона (см. рис. 33, а). Уравнильную изоляцию укладывают на верхние полки нижних ярмовых балок и частично на ядро, выравнивая в одной плоскости полки и средний пакет ядра. Прокладки уравнильной изоляции должны плотно прилегать к полкам ярмовых балок. Если из-за неточности изготовления обнаружится перекося полок, то толщину прокладок разрешается подогнать по месту так, чтобы создать опорную плоскость для обмоток на уровне выступа ядра. На уравнильную изоляцию укладывают ярмовую. Она представляет собой кольцо из электрокартона (см. рис. 33, и) с прикрепленными к нему прокладками 2.

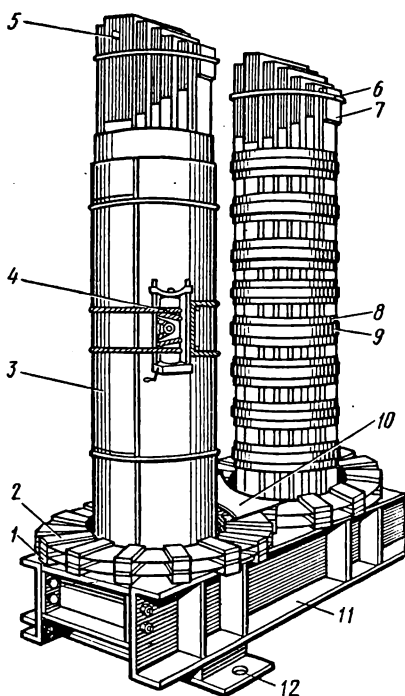
Как известно, ярмовая изоляция часто состоит из основного кольца 1 и дополнительного сегмента 6. Кольцо ярмовой изоляции надевают на стержень магнитопровода и осторожно опускают на прокладки уравнильной изоляции так, чтобы вырез в кольце для вывода концов внутренней обмотки располагался на «своей» стороне, а прокладки совпадали по высоте (рис. 101). Смещение прокладок ярмовой 2 и уравнильной 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. 33, м). Ее поднимают с помощью крана и пенькового каната и, придерживая руками, надевают на стержни, осторожно опускают на уравнильную изоляцию, добиваясь полного совпадения прокладок.

Установка деталей радиального крепления обмоток. У большинства мощных трансформаторов, выпускаемых отечественными заводами, стержни прессуют стеклобандажи. Как известно, в таких конструк-

Рис. 101. Монтаж изоляции однофазного трансформатора с ВН 110 кВ:

1 — уравнильная изоляция, 2 — ярмовая изоляция, 3 — «мягкий» цилиндр, 4 — приспособление для затяжки цилиндра, 5 — отметка места окончания расшивки, 6 — ремень для стяжки верхней части стержня, 7 — пластина, 8 — полоса электрокартона, 9 — стеклобандаж, 10 — пластина из электрокартона, 11 — ярмовая балка, 12 — опорная пластина



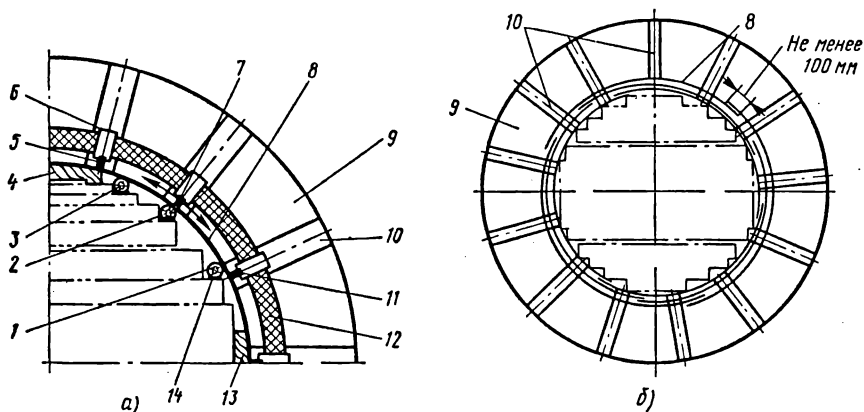


Рис. 102. Схема установки внутренней обмотки (а) и расположения листов «мягкого» цилиндра из электрокартона (б):

1, 2, 3 — деревянные стержни, 4, 13 — деревянные планки, 5, 7, 11 — вертикальные клинья обмотки, 6 — прокладки обмотки, 8 — цилиндр из электрокартона, 9 — ярмовая изоляция, 10 — прокладка ярмовой изоляции, 12 — обмотка, 14 — полоса электрокартона

циях деревянные детали радиального крепления обмотки (планки, круглые стержни) установлены заранее и прижаты стеклобандажами к стержню магнитопровода.

Если же стержни прессуются шпильками, то сборщик устанавливает детали радиального крепления обмоток на стержень в соответствии с чертежом (рис. 102, а). Деревянные планки 4 и 13, фиксирующие обмотку по торцам стержня, ставят в зазор между ярмовой изоляцией и активной сталью сердечника и плотно прижимают к стержню. Если из-за волнистости стали какая-либо планка не везде прилегает к стержню, то ее подгоняют по месту, т. е. на отдельных участках уменьшают ее толщину. Неудачная подгонка увеличит диаметр изоляционного цилиндра и затруднит насадку обмотки.

В углы, образованные соседними пакетами магнитопровода, устанавливают круглые деревянные стержни 1, 2, 3, расклинивающие обмотку. Устанавливают расклинивающие стержни как до, так и после насадки внутренних обмоток. На практике их целесообразно ставить после насадки, так как невозможно определить заранее, сколько свободного места останется в углах между соседними пакетами. Руководствоваться размерами сборочного чертежа не всегда возможно: диаметр расклинивающих стержней может оказаться больше требуемого. В результате наружный диаметр электрокартонного цилиндра получится больше внутреннего диаметра обмотки. При насадке обмотки клинья 7, 11 будут «разворачивать» ее, как показано на рис. 102, а стрелками, т. е. «уводить» с прокладок ярмовой изоляции. Это недопустимо; насадку обмотки в этом случае следует прекратить, приподнять ее, а затем вновь повторить насадку, что вызовет дополнительную затрату времени и усилий. Если клинья заранее не ставить, обмотку можно направить точно по прокладкам ярмовой изоляции, а затем произвести «расклиновку», подобрав

деревянные стержни по месту. Способы и требования к расклиновке рассмотрены ранее (см. § 44).

Намотка цилиндров. Обмотки мощных трансформаторов изолируют от магнитопровода 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.

Электрокартон выпускается заводом-изготовителем стандартных размеров. В заготовительном цехе его разрезают на листы необходимой высоты и длины. Обычно цилиндры толщиной 4—8 мм получают из нескольких листов 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. 102, б); 2) первый лист следует располагать таким образом, чтобы перекрытия соседних листов оказались бы между прокладками ярмовой изоляции. Исключение составляет последний лист, конец которого 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. 101). 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 по высоте стержня. Считается допустимым, если он превышает внутренний диаметр обмотки на 5—7 мм.

Проверка обмоток НН на отсутствие обрыва и замыканий проводов. У двухобмоточных трансформаторов первой на стержне обычно располагается обмотка НН. Часто такие обмотки выполняются винтовыми. Как и у трансформаторов 35 кВ, обмотки трансформаторов 110 кВ поступают в сборочный цех запрессованными в плиты. После наружного осмотра и 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 относитель-

но друг друга. После распрессовки относительное положение проводов изменится, плотное касание нарушится, и возможное замыкание исчезнет.

Проверку обмоток производят с помощью мегаомметра, как правило, сборщик и контролер (см. § 70).

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 (как 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 НН или емкостных колец обмоток ВН (рис. 103, 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 они будут упираться в прокладку 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. 103, в) по размерам, указанным в чертеже. В вырезах размещают вертикальные части изоляционных барьеров —

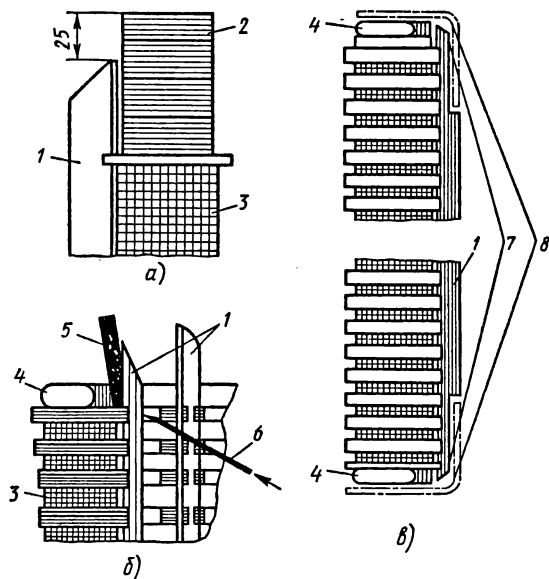


Рис. 103. Подготовка обмоток к насадке:

а — обрубка клиньев обмотки НН, б — обрубка клиньев обмотки ВН, в — эскиз обрубке клиньев обмотки ВН для установки 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

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.

Монтаж обмоток. Процесс насадки обмоток мощных трансформаторов во многом аналогичен с операциями при сборке трансформаторов меньших мощностей. Насадка производится краном с помощью подъемных лап на двух- или трехлучевой траверсе (рис. 104). Лапы располагают по оси соответствующих «столбов» прокладок. Чтобы не повредить нижнее емкостное кольцо, на опорную часть лапы ставят прессованную подкладку из электрокартона, более широкую, чем лапа. Этим уменьшается давление на емкостное кольцо, предохраняется его изоляция от повреждения и облегчается снятие лап из-под обмотки.

Для успешной насадки нужно правильно выбрать места для установки лап и удалить из-под обмотки деревянные подкладки 6, расположенные в местах размещения опорных частей. Установленные лапы 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 лапы 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 сверху донизу натирают парафином.

Перед насадкой обмотки верхнюю часть стержней магнитопровода закрывают электрокартоном толщиной 0,5—1 мм, чтобы избежать случайного повреж-

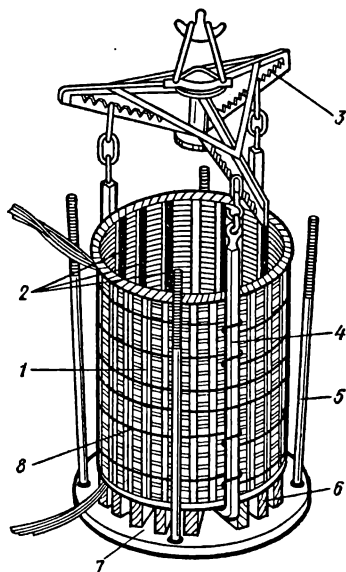


Рис. 104. Подъем обмотки с помощью трехлучевой траверсы: 1 — обмотка, 2 — вертикальные клинья обмотки, 3 — траверса, 4 — подъемная лапа, 5 — шпилька, 6 — нижняя деревянная подкладка, 7 — стальная стяжная плита, 8 — хлопчатобумажная веревка

дения 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. § 43) «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.

Не всегда насадка обмотки с первого раза оказывается успешной. Нередко 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 перемотать 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 цилиндра возможно сильно натягивают хлопчатобумажной веревкой, что обычно удерживает его на месте.

Обмотки НН, нижние концы которых размещаются между прокладками ярмовой изоляции, при насадке останавливают на расстоянии 300—

400 мм для изгиба и изолирования концов (под обмотки подставляют специальные стойки).

Изолирование концов внутренних обмоток — ответственная операция. Концы проводов размещаются 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. 33, в) — угловые шайбы. Для увеличения электрической прочности между наружными обмотками ВН разных фаз устанавливают междофазные перегородки (см. рис. 33, к). Таким образом, сборка маслобарьерной изоляции состоит из намотки цилиндров, установки дистанцирующих прокладок и угловых шайб.

Намотка цилиндров производится так же, как и под обмотку НН. Угловые шайбы поступают в сборочный цех в собранном виде. Нижняя угловая шайба надевается на цилиндр сверху через стержень и осторожно опускается на ярмовую изоляцию. Если диаметры шайбы и цилиндра совпадают, то 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 наружу, 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 ярем трансформатора одинакова, и 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.

§ 46. Установка прессующих колец

Прессующие кольца (см. § 24) 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 (рис. 105, а), 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 (рис. 105, б, в) относительно обмотки: прорезь должна располагаться всегда между определенными прокладками ярмовой изоляции. Внешне одинаковые кольца нередко отличаются, например, распо-

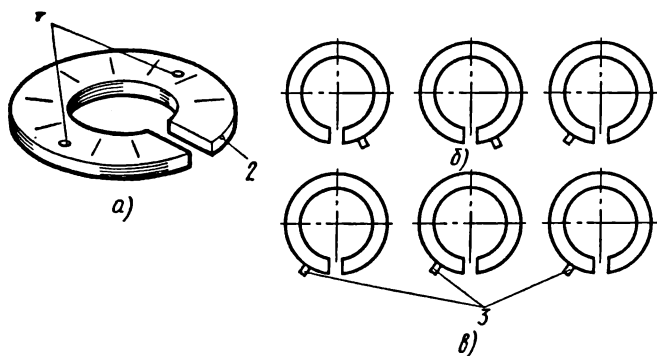


Рис. 105. Прессующее кольцо:

a — общий вид, *б* — правильная установка колец, *в* — неправильная установка колец; 1 — отверстия для подъемных колец, 2 — отверстия для крепления ленты заземления, 3 — лента заземления

ложением отверстия для крепления ленты заземления. На рис. 105, *б*, *в* показано правильное и неправильное положение колец согласно чертежу. Нетрудно заметить, что на двух стержнях они установлены неверно — перевернутыми на 180°. Если такую ошибку заранее не предупредить или вовремя не обнаружить, то ядро придется расшихтовать только для того, чтобы правильно установить кольца.

Прессующие кольца после установки на обмотки не должны быть выше стыка листов ядра и стержня. В противном случае окажется невозможным зашихтовать ядро: пластины будут упираться в кольца и их не удастся осадить до стыка с соответствующими пластинами стержня. Увеличение высоты обмоток происходит из-за увлажнения в процессе сборки или

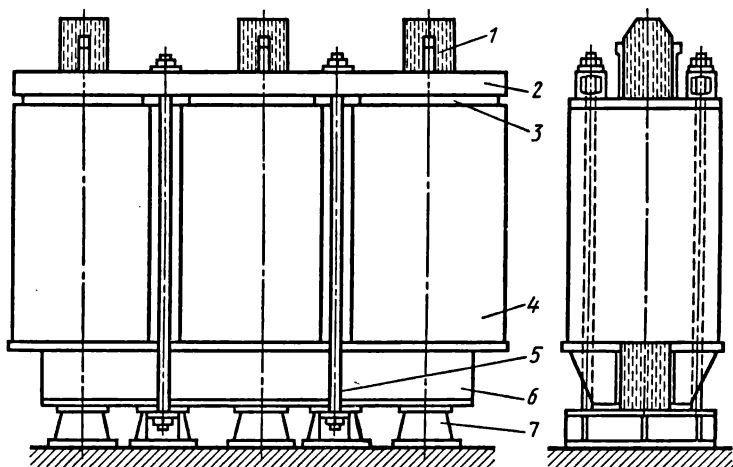


Рис. 106. Схема прессовки обмоток мощных трансформаторов:

1 — стержень магнитопровода, 2 — прессующие балки, 3 — прессующие кольца, 4 — обмотка, 5 — прессующие шпильки, 6 — ярмовая балка, 7 — подставка под активную часть

неполноценной сушки при изготовлении. Для выравнивания высоты обмоток, установленных непосредственно на стержне магнитопровода, необходимо произвести их подпрессовку. Подпрессовку обмоток выполняют различными 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.

У трансформаторов больших мощностей подпрессовывают обмотки с помощью балок 2 (рис. 106). С обеих сторон трансформатора на прессующие кольца 3 устанавливают две такие балки. В специальные подставки 7 вставляют вертикальные шпильки 5 и пропускают их через нижние ярмовые балки 6 в отверстия балок 2. Опрессовку обмоток выполняют одновременно два сборщика. Переходя от шпильки к шпильке, они равномерно подтягивают гайки, постепенно осаживая обмотки. Прессовку прекращают, когда прессующие кольца опустятся ниже стыка пластин ярма и стержня. Балки и шпильки снимают после окончания шихтовки трансформатора.

§ 47. Шихтовка верхнего ярма

Шихтовка верхнего ярма магнитопровода — 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 х.х. 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 ярм, 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.

Способы шихтовки различаются в зависимости от размеров магнитопровода 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. 107, а) так, чтобы торцы касались пластин крайних стержней. Для удобства шихтовки к внутренним граням

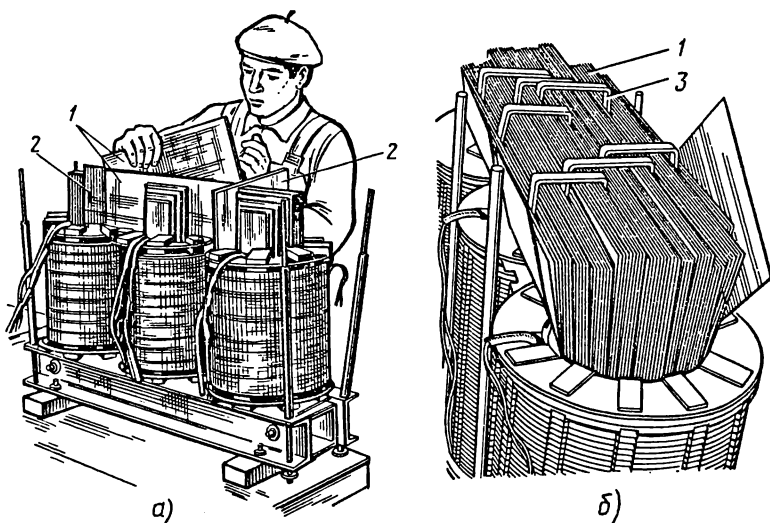


Рис. 107. Шихтовка верхнего ярма:

а — у трансформаторов мощностью до 160 кВ·А, *б* — у трансформаторов мощностью 6300 кВ·А; 1 — пластины среднего пакета, 2 — технологические пластины, 3 — П-образные скобы

крайних стержней временно прижимают две технологические пластины 2, в которые упирают пластины ярма. Когда пластины ярма среднего пакета установлены, временные пластины 2 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. Установку угловых пластин начинают с наружного края пакета так, чтобы они плотно стыковались с верхними обрезами коротких пластин

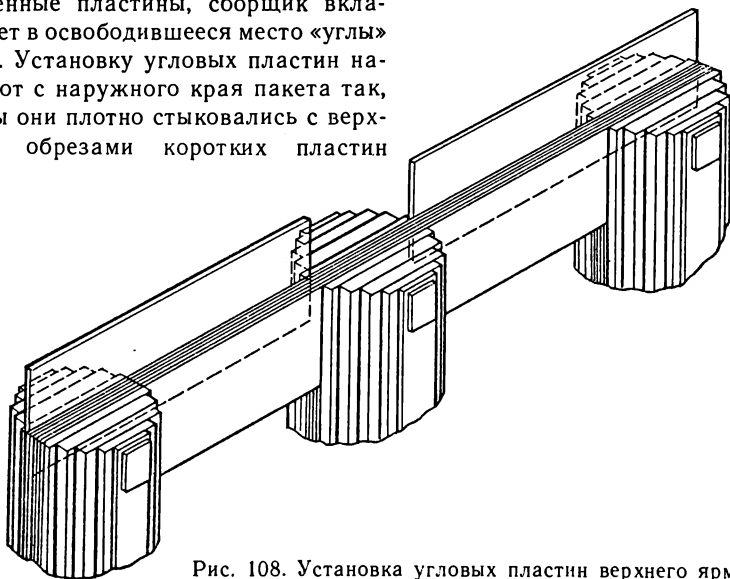


Рис. 108. Установка угловых пластин верхнего ярма

стержня и одновременно вплотную прилегали к боковому торцу пластин среднего стержня (рис. 108). При этом внимательно следят, чтобы каждая угловая пластина не была выше пластин стержня. Если не соблюдать указанных условий, не удастся правильно закончить шихтовку: в яре окажутся зазоры («просветы») и придется искать ошибку и производить перешихтовку.

В том же порядке собирают в яро пластины других пакетов, т. е. сначала укладывают средние пластины, а затем — угловые. Пластины яра 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 яра, устраняя «гребенку» и зазоры между «углами» и пластинами среднего стержня.

Шихтовка яра у трансформаторов больших мощностей производится по тем же правилам. Однако ее выполняет не один, а два или несколько сборщиков сразу с двух сторон яра. Важно начать шихтовку с того места, откуда был вынут последний лист при расшихтовке (его всегда отмечают на стержне магнитопровода). Если начать шихтовку с другого места, то это приведет к нарушению порядка в расположении пластин, т. е. к нехватке их с одной стороны яра и к излишку с другой, и потребует в конечном итоге разборки уже зашихтованной части яра.

Пластины верхнего яра в процессе шихтовки удерживаются только под воздействием трения и пластинами стержня. При больших размерах и массе пластин яро 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 яра и стержня, средний пакет может опираться непосредственно на прессующие кольца (под другие пакеты надо ставить подкладки соответствующей толщины). По мере шихтовки пластины яра сверху стягивают П-образными скобами, располагая их в шахматном порядке (см. рис. 107, б). Каждый следующий пакет, а иногда и слой в пакете притягивают скобой к предыдущему. Таким образом удастся удержать пластины и обеспечить форму яра до запрессовки.

У трансформаторов с шпильчатыми магнитопроводами пластины яра дополнительно ориентируют по отверстиям для прессующих шпилек. С этой целью применяют конусные стальные оправки, которыми подправляют выступающие листы стали.

После укладки двух-трех слоев пластин сборщик должен подбивать их торцы, ликвидируя нахлесты или зазоры между ними. Однако полностью эти явления ликвидировать не всегда удается. Как ни тщательно готовится сборочная площадка, исключить возможность какого-то смещения стержней (см. рис. 90) 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. 24). 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 магнитопровода (см. рис. 18, а, б, в) практически нет магнитного потока; основная его часть проходит в средней части ярма, т. е. там, где и получились зазоры между пластинами.

§ 48. 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 габаритами.

Трансформаторы мощностью до 400 кВ·А. Ярмовые балки у трансформаторов мощностью до 400 кВ·А (рис. 109, а) устанавливают вручную. Определив, какой стороне (ВН или НН) принадлежат балки 2, их устанавливают на подкладки 6 (причем вертикальные прессующие шпильки 4 пропускают через отверстия в балках). Верхнее ярмо предварительно стягивают с помощью горизонтальных прессующих шпилек 3 так, чтобы сохранилась возможность осадки выступающих пластин ярма. 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 ярма между пластинами ставят заземляющую ленту (см. рис. 27). Для этого тонкой оправкой осторожно раздвигают пластины ярма (на расстоянии 10—12 мм от края) и в образовавшуюся щель помещают один конец ленты на глубину 25—30 мм. Другой ее конец закрепляют на ярмовой балке.

Обмотки у трансформаторов небольшой мощности прессуют с помощью верхних ярмовых балок, затягивая торцовым ключом 5 (см. рис. 109) гайки на вертикальных шпильках 4. Прессовка производится до окончательной запрессовки ярма, когда у балок уже нет возможности перемещаться. 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 ярмо 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 ярмовой балки и кольцом почти всегда имеется пространство, используемое для деталей запрессовки обмоток. Перед установкой балок это пространство заполняют деревянными подкладками,

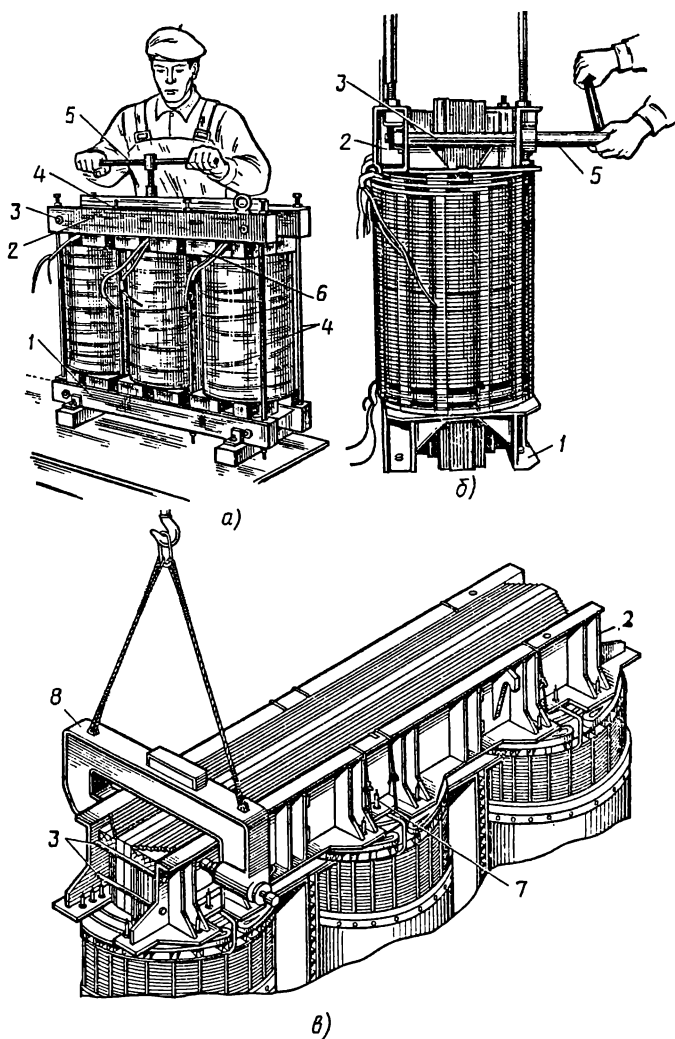


Рис. 109. Прессовка верхнего яра магнитопровода:

а — осевая прессовка обмоток трансформатора мощностью 250 кВ·А, *б* — предварительная подпрессовка яра трансформатора мощностью 1000 кВ·А, *в* — прессовка яра трансформатора большой мощности балкой; 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

которые ставят на прессующие кольца. Ярмовые балки с помощью крана или других грузоподъемных устройств устанавливают на эти подкладки так, чтобы упорные пластины (замковые выступы) балок (см. рис. 26) поместились бы под аналогичными выступами вертикальных пластин.

Как и у трансформаторов меньшей мощности, предварительную прессовку верхнего яра выполняют ярмовыми балками с помощью шпилек,

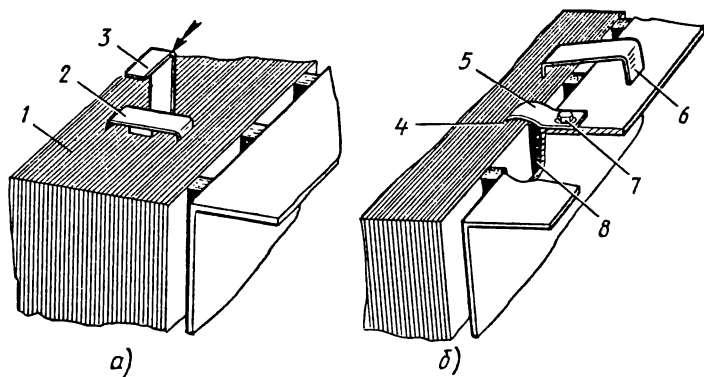


Рис. 110. Снятие скоб перед прессовкой (а) и установка заземляющей ленты (б):

1 — ярмо, 2, 3, 6 — скобы, 4 — электрокартонная полоса, 5 — заземляющая лента, 7 — стальной болт, 8 — прокладка «моста»

устанавливаемых по их торцам. Шпильки могут быть постоянными или временными. По мере прессовки П-образные скобы, стягивающие ярмо, снимают, и балки принимают на себя все усилия по удержанию пластин стали. Скобы легко вынимаются из ярма. Между ярмом 1 (рис. 110) 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 ленту устанавливают так же, как и у трансформаторов небольших мощностей. Место установки ленты 5 (рис. 110, б) определяется отверстием для ее крепления на ярмовой балке. Обычно ленту размещают напротив одной из прокладок «моста» 8 таким образом, чтобы после прессовки прокладка надежно закрепила (зажала) ее в ярме. Скоба 6 в этом случае используется как оправка, раздвигающая пластины для установки заземляющей ленты. Чтобы лента 5 не замкнула торцы пластин, вместе с ней вставляют полоски электрокартона 4 толщиной 0,5 мм одинаковой с лентой ширины. Полоска, установленная под лентой, изолирует ее от стали ярма.

До окончательной прессовки верхнего ярма необходимо осадить пластины в тех пакетах, где это не удалось сделать при шихтовке. Осадка пластин производится так же, как и у трансформаторов небольших мощностей. Однако при этом приходится учитывать, что размеры пластин и масса ярма значительно больше. Поэтому для осадки пластин затрачиваются значительные усилия; используются тяжелые молотки; возрастает опасность забоин и загибов у отдельных пластин ярма. 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 ярма до стыка с пластинами стержней, устанавливают детали замкового клинового устройства, изоляционные подкладки, полубандажи или стяжные шпильки (см. рис. 24, 25, 26), а затем производят окончательную прессовку ярма.

Прессовка верхнего ярма требует больших физических усилий. Обычно торцовые ключи (рис. 109, б) с короткой (500—700 мм) рукояткой не пригодны 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 поступательное перемещение прес-сующей гайки при каждом повороте ключа на часть (30—45°) полного оборота составляет доли миллиметра, то 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.

В последнее время для прессовки ярм мощных трансформаторов широко применяют специальные гидробалки 8 (рис. 109, 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 производят прессовку крайних участков 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 пяты; 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 удастся, так как за время сборки происходит увлажнение обмоток и увеличение их осевого размера. 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 до необходимого минимума. Он определяется всегда существующей возможностью некоторого перемещения (относительно ярма) верхних ярмовых балок при подъеме активной части. Запрессовка обмоток считается достаточной, если зазор между сталью 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. Назовите способы проверки винтовых обмоток на отсутствие обрыва и замыкания проводов.
4. Укажите общие правила, предъявляемые к изолированию концов обмоток.

5. Является ли чередование пластин ярма и стержня основным правн шихтовки?
6. С какой целью используют фибровые подкладки при осаживании пласти верхнего ярма?
7. В каких случаях применяют ключи-«трещотки» на первой сборке трансформаторов?

Глава VI

ВТОРАЯ СБОРКА (ИЗГОТОВЛЕНИЕ, МОНТАЖ И СОЕДИНЕНИЕ ОТВОДОВ)

§ 49. Общие сведения

Вторая сборка включает все операции по изготовлению, монтажу и соединению отводов трансформатора (см. § 25). На второй сборке комплектуют и устанавливают переключатели (избиратели); собирают отводы и подводят к ним концы обмоток в соответствии со схемой трансформатора; производят соединение отводов 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 группе 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 принципиальных схем соединения обмоток. Они определяются заданными схемой и группой соединения, способом регулирования напряжения, конструкцией обмоток трансформатора. Однако возможные конструктивные решения каждой из схем намного превосходят общее их число.

Одной из основных операций второй сборки является соединение между собой токоведущих частей трансформатора.

Как известно (см. § 24), существует два способа соединения отводов и обмоток — разъемное и неразъемное. Большинство соединений делают неразъемными. Только там, где по условиям сборки или монтажа необходимо отсоединять токоведущие детали, применяют болтовые разъемные соединения.

Различают несколько способов выполнения неразъемных соединений: пайка мягкими (с температурой плавления ниже 300 °С) или твердыми (с температурой плавления выше 600 °С) припоями; горячая сварка (дуговая, аргоно-дуговая); холодная сварка; соединение методом прессования. Выбор того или иного способа зависит от материала и площади сечения соединяемых проводников, характера механических нагру-

зок, которые будут возникать в местах соединения, от производственных условий.

§ 50. 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. Большое содержание олова влияет на жидкотекучесть и «смачиваемость» припоя. Там, где надо пропаять узкие и глубокие щели, применяют припой с высоким содержанием олова — ПОС-40, ПОС-50 и др. Припой с небольшим содержанием олова (ПОС-18, ПОС-30) используют для лужения контактных частей отводов: луженые контакты обладают значительно меньшим переходным сопротивлением.

Различают горячее и электролитическое лужение. Пайка с помощью мягких припоев применяется сравнительно редко. Это объясняется невысокой механической прочностью полученного соединения, необходимостью использовать флюс, относительной дороговизной припоя. Поэтому ее применяют только там, где нельзя использовать другие способы (пайку твердыми припоями, сварку и др.).

Так, обмотки из круглого провода \varnothing до 0,8 мм в трансформаторах соединяют с помощью припоя ПОС-40. С этой целью концы проводов

подготавливают к пайке: очищают от изоляции (ножом или наждачной 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 ПОС-40 и флюс. Нагрев продолжают до тех пор, пока не расплавится припой.

С помощью мягких припоев соединяют отводы из гибкого кабеля марки ПБОТ с наконечниками переключателей и вводов 6—110 кВ (рис. 111). Наконечник 2 закрепляют между губками 5 слесарных тисков так, чтобы они зажали его резьбовую часть 6. Для защиты резьбы между губками и наконечником помещают электрокартонную коробочку 4. В отверстие наконечника закладывают несколько кусочков флюса и плотно вставляют конец кабеля 1. В места среза ци-

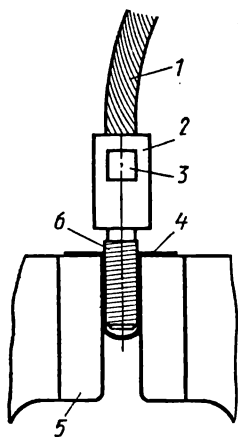


Рис. 111. Схема пайки кабеля с контактным наконечником:

1 — кабель, 2 — наконечник, 3 — срез (под ключ), 4 — электрокартонная коробочка, 5 — губки тисков, 6 — резьбовая часть наконечника

линдрической 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 кабелем 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.

§ 51. Пайка твердыми припоями

Пайка твердыми (медно-фосфористыми и серебряными) припоями широко применяется при сборке трансформаторов. Основное достоинство такой пайки — высокая механическая прочность и хорошая электропроводность места соединения. Наиболее высокими качествами обладают серебряные припои ПСР-15 и ПСР-45. 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 электропаяльными 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. Основным недостатком 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 припоями ПМФ производят, предварительно уложив провода друг на друга внахлест. Длина нахлеста должна быть не менее одной и не более двойной ширины провода. Перед пайкой концы соединяемых проводов готовят: оголяют, отмотав или срезав на конус изоляцию; укладывают друг на друга, уплотняя легкими ударами молотка; при необходимости связывают тонким медным проводом («вязкой»).

При пайке твердыми припоями используют специальные прессы и щипцы, подключенные к электропаячному агрегату (рис. 112). Его основной элемент — однофазный понижающий трансформатор 1 мощностью

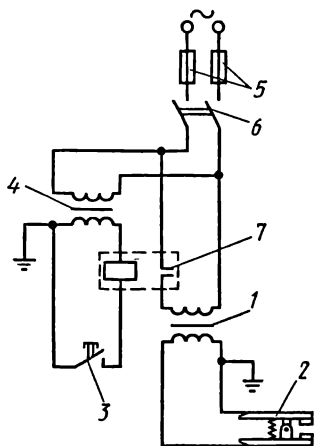


Рис. 112. Схема включения электропаячного агрегата:
1 — понижающий трансформатор, 2 — шипцы, 3 — педальный выключатель, 4 — пусковой трансформатор, 5 — предохранители, 6 — рубильник, 7 — контакты контактора

50 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 до 3000 А. 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 7 (рис. 113, а), установленном на катки 2. Для удобства перемещения агрегат имеет ручку 1; специальные скобы 4, связанные с ярмовыми балками трансформатора, служат для подъема и зачаливания при перевозке краном. К шинным отводам НН 9 подключают электропаячные шипцы. Электропаячные шипцы (рис. 113, б) имеют несложную конструкцию.

Токопроводящие стержни 10 припаяны к гибкому кабелю 18, покрытому асбестовой изоляцией. К концам кабеля 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.

Соединение стержней 10 с графитовыми (угольными) электродами 14 производится через съемные электрододержатели 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 шипцов до смыкания электродов. Именно этой ручкой производят сближение электродов и зажим деталей перед пайкой. Переносные шипцы во время пайки приходится постоянно поддерживать в определенном положении. Для удобства иногда используют несложные стойки (рис. 113, в), на подставку которых во время работы помещают шипцы. Высоту подставки можно легко регулировать в зависимости от места пайки.

Соединяемые детали плотно зажимают между графитовыми электродами щипцов и пропускают электрический ток. 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 проч-

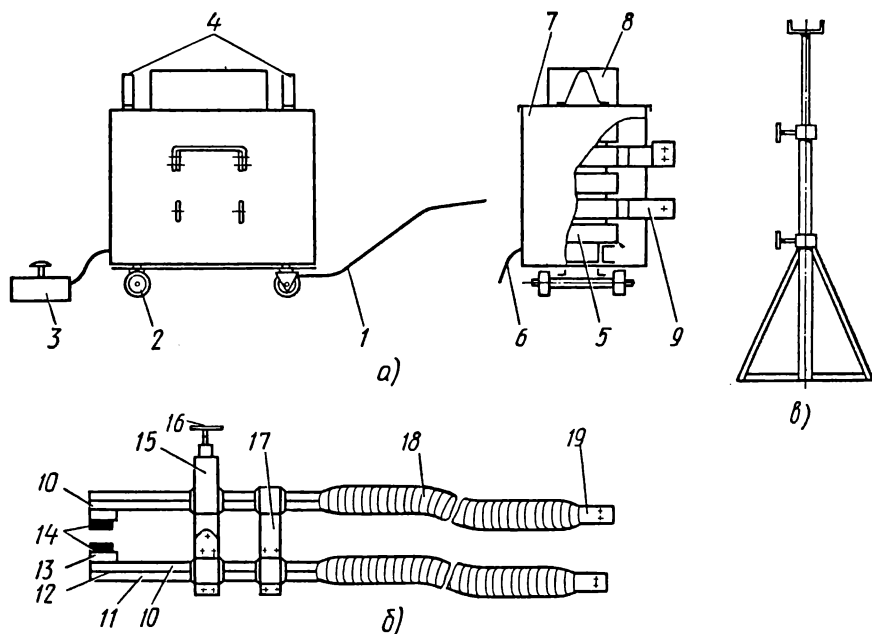


Рис. 113. Передвижной электропаячный агрегат:

а — общий вид, *б* — электропаячные шипцы, *в* — стойка; 1 — ручка, 2 — каток, 3 — педальный выключатель, 4, 15, 17 — скобы, 5 — трансформатор, 6 — ввод ВН, 7 — кожух, 8 — коробка контакторов, 9 — отводы НН, 10 — токоведущий стержень, 11 — стальная пластина, 12 — прокладка, 13 — электрододержатель, 14 — угольный электрод, 16 — ручка, 18 — кабель, 19 — контактная пластина

вода и пропой не затвердеет; острые углы и шероховатости на пайке зачищают напильником.

Стационарный электропаячный пресс используют для пайки кабелей и шин большого сечения, применяемых в отводах трансформатора. Его называют прессом, так как соединяемые детали (кабели, шины, компенсаторы) перед пайкой зажимают, как бы прессуют между графитовыми электродами 5 (рис. 114). Верхняя 6 и нижняя 9 бабки пресса могут перемещаться по направляющей трубе 2, закрепленной на стойке 1. Труба

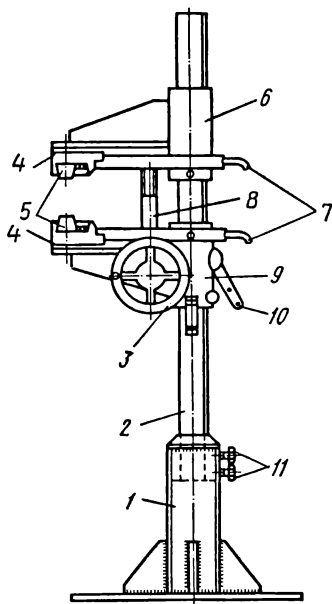


Рис. 114. Стационарный электропаячный пресс:

1 — стойка, 2 — труба, 3 — штурвал, 4 — электрододержатели, 5 — электроды, 6, 9 — верхняя и нижняя бабки, 7 — кабели к трансформатору, 8 — винт, 10 — рукоятка, 11 — болт

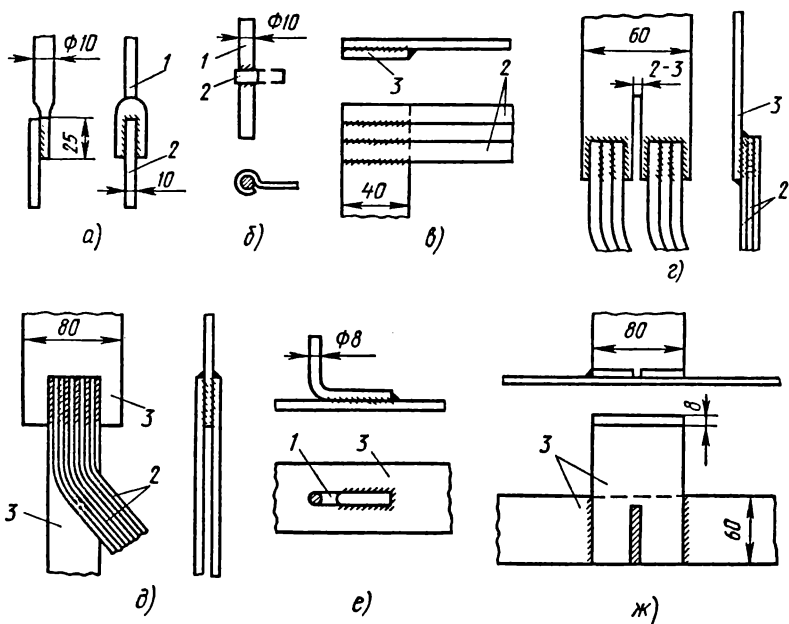


Рис. 115. Соединения электропайкой:

а и б — соединения проводов обмотки с отводами из круглого провода, в, г и д — соединения проводов обмотки с отводами из шинной меди, е и ж — соединения отводов между собой; 1 — круглый провод отвода, 2 — провод обмотки, 3 — шина отвода

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 кабелям сечением по 400 мм². Каждый кабель в отдельности и оба вместе покрывают теплоизоляцией — асбестовой лентой.

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 поддерживания соединяемых деталей. Включение и отключение трансформатора — кнопочные, причем контакт — «кнопка» (педаль включения) может быть перенесена в любое место рядом с прессом и установлена так, чтобы включение производилось ногой сборщика.

Для пайки самых крупных соединений созданы прессы с пневматическим зажимом деталей перед пайкой. В конструкции этих прессов предусмотрено механическое опускание верхнего электрододержателя и плот-

ный зажим деталей между электродами. На рис. 115 показаны соединения, получаемые с помощью электропайки.

§ 52. Электродуговая сварка

Сварка угольным электродом. Соединение обмоток из круглого медного провода \varnothing до 3 мм производят 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. 116. Провода одного диаметра скручивают вместе; если провода обмотки и отвода имеют разные диаметры, то провод меньшего диаметра накручивают на больший (рис. 116, а). 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. Более длительное горение дуги сожжет скрутку и оставит несваренными концы проводов. Место сварки тщательно зачищают напильником; концы проводов изгибают, придавая им форму, удобную для изолирования (рис. 116, б).

Обмотки трансформатора (на время сварки) закрывают от попадания капель металла чехлом из брезента или листом электрокартона. Во время сварочных работ глаза сборщика 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. Обе шины размещают в специальном приспособлении на угольной подкладке. В подкладке делают канавку в зоне стыка свариваемых шин; в качестве флюса применяют состав, состоящий из плавленной буры (95 %) и металлического магния (5 %).

Сварка алюминиевых шин производится в таком же приспособлении, но применяя специальный флюс (хлористый калий — 50 %, хлористый натрий — 30 %, криолит — 20 %).

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

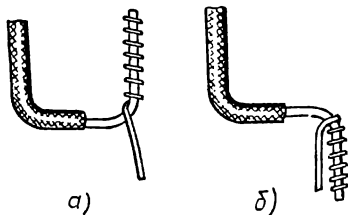


Рис. 116. Соединение круглых проводов электросваркой:

а — соединение подготовлено для сварки, б — соединение подготовлено для изолирования

не разрушают, и она препятствует образованию спая. Применяемые припой 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 начали применять сварку не на воздухе, а в среде инертного газа — аргона. Назначение аргона — убрать (сдуть) оксидную пленку с поверхности расплавленного металла и воспрепятствовать ее образованию 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 сварочный полуавтомат ПШП-10. В качестве электрода применяют алюминиевую проволоку \varnothing 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 \varnothing 2—4 мм. Сварочный ток выбирают в пределах 30—300 А в зависимости от толщины свариваемой шины. Для такой сварки используют установку ИПК-350-4, горелку, редуктор, прибор для измерения расхода аргона, графитовые пластины. Перед сваркой соединяемые детали собирают вместе и надежно скрепляют.

§ 53. Холодная сварка

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 препятствует электропайке проводов и шин, 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: из меди и алюминия. Алюминиевая часть отвода приваривается аргонно-дуговой сваркой к обмотке, а медная — к выводу. Между собой медные и алюминиевые проводники соединяют холодной стыковой сваркой.

Холодная сварка — один из наиболее технологичных способов соединения металлов: алюминия — с алюминием, алюминия — с медью, а так-

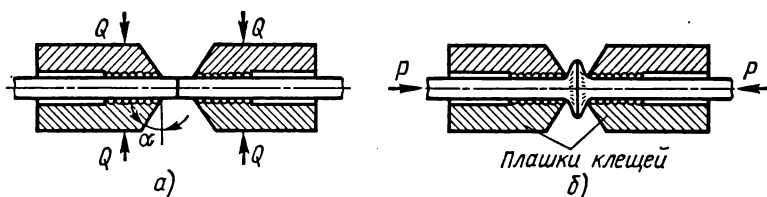


Рис. 117. Схема холодной сварки проводов:

а — до сварки, б — после сварки; Q — усилие зажима, P — усилие сжатия (осадки)

же и меди с медью. Она проводится без нагревания, когда 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. Схема холодной сварки показана на рис. 117, 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, исключает 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 тщательно оберегают от по-

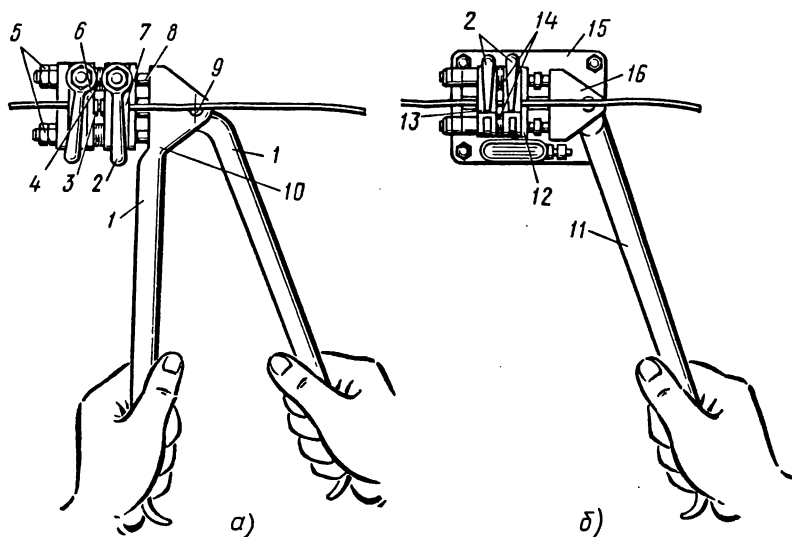


Рис. 118. Ручные сварочные клещи КС-6 (а) и настольный сварочный станок СНС-3 (б):

1 — ручки клещей, 2 — ручка зажима, 3 — зажимная разъемная пластина, 4 — возвратная пружина, 5 — регулирующие гайки, 6, 13 — неподвижные зажимы, 7, 12 — подвижные зажимы, 8 — шток, 9 — ось поворотной ручки, 10 — корпус, 11 — рычаг осадки, 14 — направляющие штоки, 15 — установочная плита, 16 — корпус станка

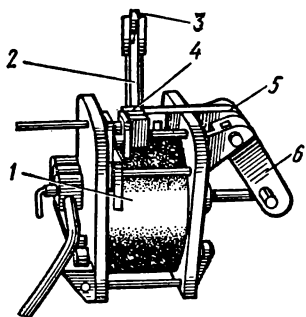


Рис. 119. Сварочная машина МСХС-8:

1 — цилиндр, 2 — замок, 3 — эксцентрик, 4 — плашка, 5 — стенка, 6 — рычаг

падания 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 мм^2) применяют ручные сварочные клещи КС-6 или настольный станок СНС-3, нагрузка прилагается вручную через рычаг (рис. 118, а, б). Медно-алюминиевые «переходники», т. е. конструкции, составленные из медного и алюминиевого проводов, изготавливаются сразу, за одно усилие сжатия (осадку). Для этого ручки 1 клещей сводят до упора, и на сваренном «переходнике» остается только отсечь грат.

Алюминиевые и медные провода и шины сечением до 70 мм^2 соединяют на пневматической сварочной машине МСХС-8 (рис. 119). Машину устанавливают на устойчивом передвижном столе; соединяемые провода зажимают с помощью эксцентриков 3. Усилие сжатия через систему рычагов 6 передается на сварочную головку.

Для сварки медных и алюминиевых шин сечением до 150 мм^2 используют машину МСХС-35 с гидравлическим приводом для зажима и осадки металлов.

Холодную сварку шин сечением до 1500 мм^2 выполняют на мощных сварочных машинах МСХС-80 и МСХС-120.

§ 54. 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 (кабели) между собой и с контактными частями. Обязательной деталью для опрессовки («холодной пайки») является промежуточная медная трубка, в которую помещают концы соединяемых кабелей (рис. 120, а, б). Внутренний и наружный диаметры трубки должны быть строго определенными для каждого кабеля. Так, для кабеля сечением 16 мм^2 следует применять трубку с внутренним диаметром 6 мм и наружным 9 мм; для кабеля сечением 50 мм^2 —9 и 12 мм; для кабеля 150 мм^2 —16 и 20 мм и т. д. Использование «чужих» трубок для опрессовки недопустимо: соединение получается непрочным, с высоким электрическим сопротивлением.

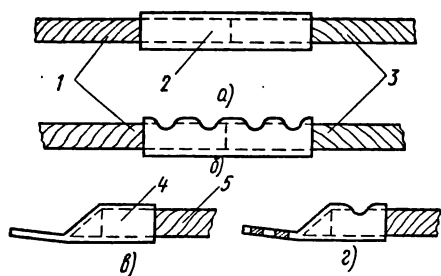
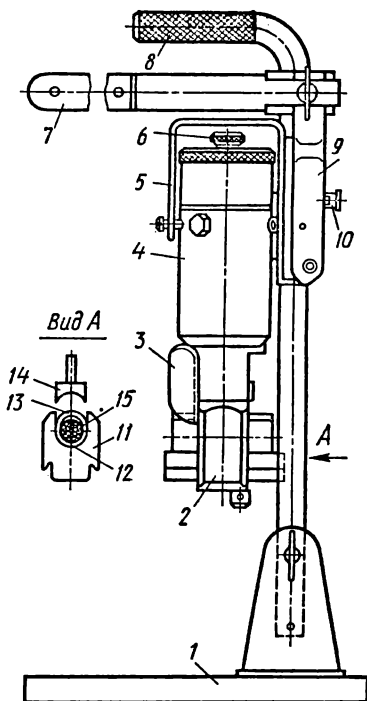


Рис. 120. Соединение гибких кабелей опрессовкой:

a — подготовка к опрессовке гибких кабелей, *б* — кабели после опрессовки, *в* — подготовка к соединению кабеля с наконечником, *г* — кабель с наконечником после опрессовки; 1, 3, 5 — соединяемые кабели, 2 — медная трубка, 4 — наконечник

Рис. 121. Малогабаритный гидравлический пресс МГП-3:

1 — основание, 2 — захват пресса, 3 — рычаг возврата, 4 — цилиндр, 5 — скоба, 6 — пробка для заливки масла, 7 — рукоятка, 8 — трубчатая стойка, 9 — вильчатая ручка, 10 — головка стопора, 11 — матрица, 12 — «ручей» матрицы, 13 — трубка или наконечник, 14 — пуансон, 15 — кабель



Опрессовку выполняют с помощью ручного пресса (для сечений до 25 мм^2) или малогабаритного гидравлического пресса типа МГП-3 (рис. 121). Пресс имеет набор матриц 11 и пуансонов 14 для всех стандартных сечений кабеля ($50\text{—}300 \text{ мм}^2$). Медную трубку или наконечник предварительно отжигают: это делает медь мягкой и облегчает прессовку. Концы соединяемых кабелей отрезают так, чтобы срез был ровным, а его плоскость перпендикулярна оси провода. Кабели должны одинаково входить в трубку. Поэтому их концы предварительно размечают: трубку прикладывают к сдвинутым вплотную кабелям так, чтобы место стыка оказалось против ее середины. На поверхности концов делают отметки, которые определяют, на какую длину надо вложить кабель в трубку. Весь участок от отметки до среза кабеля бандажируют слоем тонкой медной проволоки ($\varnothing 0,3 \text{ мм}$). Проволока слегка обжимает кабель, а при опрессовке входит в тело трубки и кабеля, способствуя их прочному соединению. Трубку плотно надевают на концы кабеля, проверяя по отметкам, состыковались ли они внутри. Зазор между кабелями не должен быть более 1—2 мм. Легкими ударами молотка трубке придают слегка овальную форму, чтобы она свободно входила в «ручей» матрицы 12. Матрицу с уложенной в нее трубкой 13 надевают на захваты 2 пресса; пресс устанавливают в удобное для работы положение; пуансон 14 подводят к трубке и, перемещая рукоятку 7, создают усилия, опрессовывающие трубку с кабелем. Размер пуансона позволяет опрессовать за один переход не более 20 мм кабеля, поэтому соединение приходится выполнять за 4—5 переходов. Прессовка

на каждом переходе заканчивается, когда указатель пресса совпадает с риской «стоп» и срабатывает предохранительный клапан. Аналогично соединяют кабель с контактным наконечником (см. рис. 120, в, г). Соединение опрессовкой не занимает много времени; оно надежно в механическом отношении и практически не увеличивает электрическое сопротивление контакта.

§ 55. Заготовка отводов

Известно, что в конструкции каждого отвода можно выделить главную часть — собственно отвод от обмотки и контактную часть — конструкцию связи отвода с токоведущей шпилькой ввода, контактным стержнем переключателя (избирателя) или отвода с отводом. Главную часть отвода делают из круглого провода, кабеля 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 $\varnothing 6$ —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. Для снятия изоляции удобно использовать несложное приспособление, показанное на рис. 122. Отвод 1 зажимают между губками 3 с помощью эксцентрика 2. Другой конец отвода, с которого снимается изоляция, помещают между фасонными ножами 5 и 6. Нажимая на педаль 4, опускают верхний нож 5, который прижимает провод к нижнему ножу 6. Ножи пререзают изоляцию, и провод, зажатый губками 3, перемещают вправо. При этом изоляция, расположенная слева от ножей, легко снимается с провода. Аналогично от изоляции освобождают и второй конец провода.

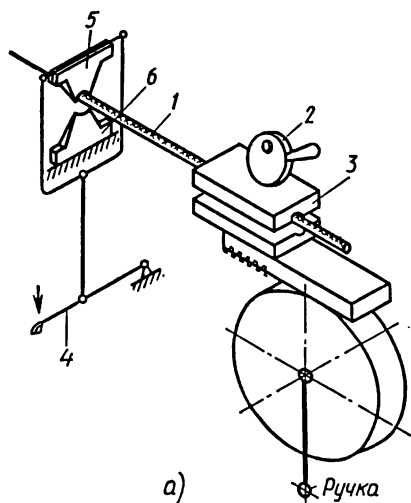


Рис. 122. Схема приспособления для снятия изоляции с провода ПБ

Заготовленные главные части отводов маркируют: на каждую навешивается сопроводительный ярлык с номером заказа трансформатора, наименованием (обозначением) отвода и длиной 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 «разбивают» (плюшат) до размеров, указанных в чертеже.

В трансформаторах большой мощности отводы из круглого провода имеют $\varnothing 12$ —30 мм и более; они имеют сложную форму (рис. 123, а). Есть отводы, которые состоят из нескольких частей, соеди-

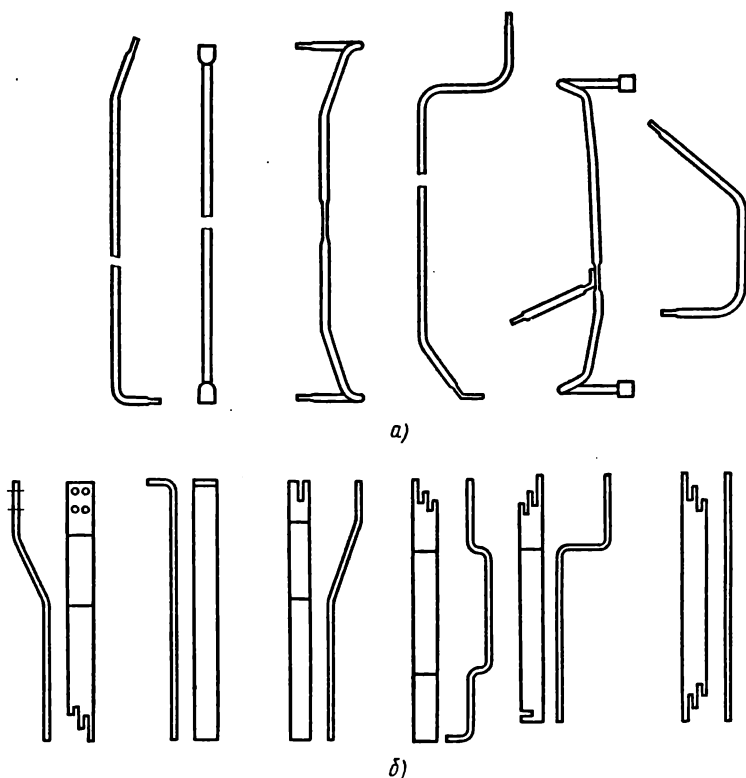


Рис. 123. Главные части отводов из круглого провода (а) и шин (б)

няемых пайкой с твердым припоем. При изготовлении главной части таких отводов прежде всего размечают места изгиба и расплющивания провода. Для облегчения загибов провода помещают в электропаечный 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 в натуральную величину). Нередко приходится повторять эти операции, чтобы получить необходимую форму отвода.

Изготовление главной части отводов из гибкого кабеля. Многожильный кабель марки ПБОТ поставляется изготовителем на барабанах. Для сматывания и нарезки кусков требуемой длины барабаны помещают в стационарные или переставные стойки (рис. 124, а, б). Последние удобны там, где нет подъемных устройств, позволяющих поднять и переставить барабан в пределах заготовительного участка. Переставные стойки 1 представляют к «щекам» барабана 2 и, вращая гайки 4, опускают гнезда 5, пока они не совпадут с центральным отверстием в «щеках» барабана. В отверстия вставляют ось 6; гайками 4 и винтами 3 барабан приподнимают над полом. В этом положении с него легко сматывают и на циркулярной пиле отрезают куски кабеля необходимой длины. Каждую заготовку

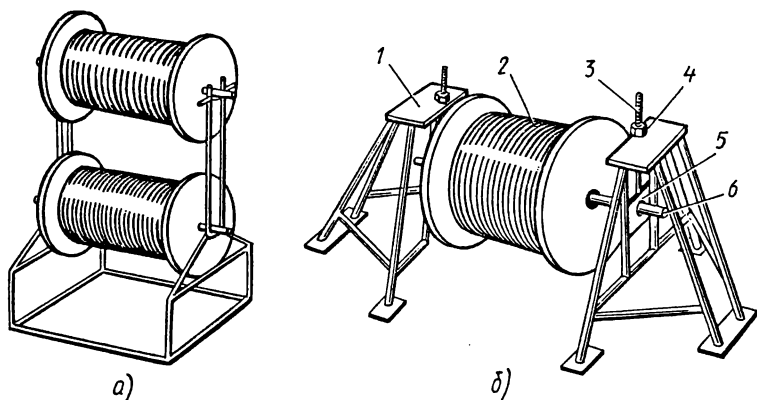


Рис. 124. Стойки для барабанов с кабелем:

а — стационарная, б — переставная

снабжают ярлыком с указанием номера заказа, типа трансформатора, обозначения отвода и длины заготовки.

Концы кабеля, соединяемые с контактными частями, специально готовят к пайке. Для этого с конца заготовки срезают изоляцию так, чтобы освободить место для пайки и защитить оставшуюся ее часть от обгорания. Для качественного восстановления изоляцию срезают «на конус» (рис. 125), длину образующей которого делают равной десятикратной толщине изоляции кабеля.



Рис. 125. Подготовка конца кабеля к пайке:

а — бандажировка после снятия изоляции, б — конец кабеля после расплющивания

Перед пайкой концы кабеля расплющивают. Чтобы избежать разматывания («распушения») отдельных ветвей кабеля при расплющивании, на конец заготовки наматывают бандаж из медной проволоки $\varnothing 0,3—0,8$ мм. Расплющивают кабель на стальной плите несильными ударами молотка. Размеры кабеля после расплющивания должны строго совпадать с указанными в чертеже.

Обработку других концов кабеля не делают: ее выполняют после установки и закрепления отводов на активной части трансформатора.

Изготовление главной части отводов из шин. Существует большое разнообразие конфигураций шинных отводов (рис. 123, б). 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.

Шины отрезают на станке (циркулярной пиле), показанном на рис. 126. Через промежуточную прокладку 2 шину 4 прижимают двумя прижима-

ми 3 к верхней плите 1. К шинне осторожно подводят вращающуюся фрезу 5 и, перемещая ее горизонтально, отрезают необходимую заготовку. Шинные заготовки обязательно маркируют. Для этого на плоской части каждой шины выбивают ее обозначение, указанное в чертеже отвода.

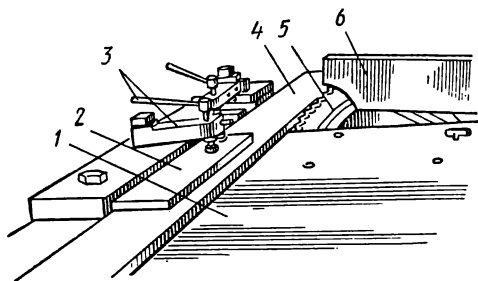


Рис. 126. Станок (циркулярная пила) для отрезания кабеля и шин:

1 — верхняя плита, 2 — прокладка, 3 — прижимы, 4 — шина, 5 — фреза, 6 — защитный кожух

Необходимо проверить параллельность сторон каждой шины в горизонтальной и вертикальной плоскостях. При незначительных 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 электропаячном 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 разметку шин производят 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. Разрезы на шинах делают для удобства пайки: невозможно одинаково разогреть сразу и большой пучок проводов и шину. Поэтому провода обмотки разделяют на несколько групп. Разрезы позволяют пространственно отделить места соседних паяк и защитить от разогревания предыдущее соединение.

Выполняют разрезы на циркулярной пиле. Размеченный конец шины (рис. 127, а) подводят к вращающемуся диску пилы так, чтобы разрез получился строго по линии разметки (рис. 127, б). Лишнюю часть каждого «пальца» отрезают после выполнения всех продольных разрезов, и шина приобретает вид, показанный на рис. 127, в. К подготовленным местам паяк подводят отдельные группы проводов обмотки.

Размеченные шины изгибают на ручном приспособлении или гибочном станке с пневматическим зажимом и механическим приводом. Для гибки в приспособлении (рис. 128) шину устанавливают точно по разметке в зазор между неподвижной передней 5 и задней 4 губками. Ширину прорези устанавливают в зависимости от толщины шины с помощью винта 2, регу-

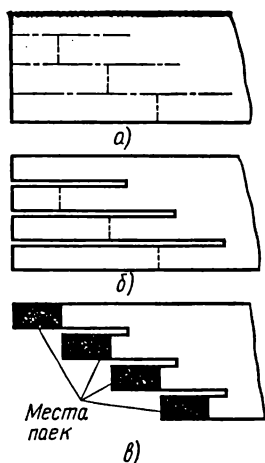


Рис. 127. Последовательность выполнения разрезов на конце шины:
а — шина после разметки,
б — шина после продольных разрезов, в — шина после поперечных разрезов

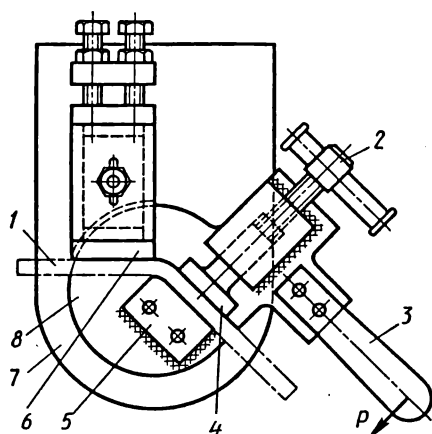


Рис. 128. Приспособление для загибки шин вручную:
1 — шина, 2 — винт, 3 — рычаг, 4, 5 — задняя и передняя губки, 6 — колодка, 7 — опорная плита, 8 — поворотный сегмент

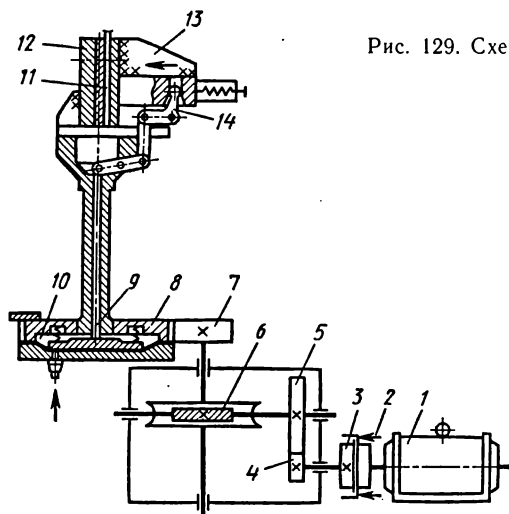


Рис. 129. Схема шиногибочного станка

лирующего положение задней губки. Соответственно изменяют положение опорной колодки 6. Нажимая на рычаг 3, поворачивают сегмент 8 и изгибают шину на заданный угол.

На шиногибочном станке механизированы и гибка, и закрепление шин между губками (рис. 129). Электродвигатель 1 через муфту 3 приводит в движение станок. Для точной фиксации угла загиба служит колодочный тормоз 2; через зубчатые колеса 4 и 5, червячную пару 6 и зубчатое

колесо 7 приводится в движение колесо 8, надетое на стальную втулку. Верхний конец втулки служит корпусом зажимного устройства. Внутри колеса размещен пневматический зажим 10. Зажим передает усилия на шток 9, рычаг 14 и подвижную губку 13. Губка 13 прижимает шину 11 к неподвижной губке 12. Угол поворота губок фиксируется по делениям лимба, закрепленного на столе.

Для просечки отверстий в шинах применяют универсальные прессы. С помощью сменяемых пуансонов и матриц можно получить отверстие любой требуемой по чертежу формы. Для получения лысок в отверстиях применяют сверлильные станки, используя сверла большего диаметра, чем диаметры отверстий.

Изготовление контактной части отводов. Наиболее часто контактной частью отводов служат компенсаторы (см. § 25). 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 (намотки) 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. 130, 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 пропаивают и лудят. Эти операции проделывают по-разному в зависимости от толщины компенсатора. Так, компенсаторы сравнительно небольшой толщины (см. рис. 43, 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 пара 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

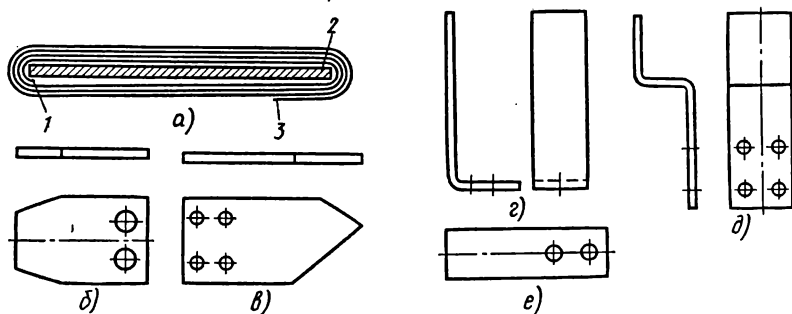


Рис. 130. Контактные части отводов:

а — компенсатор из ленточной меди, б — е — пластины и угольники; 1 — начало намотки ленты, 2 — оправка, 3 — конец ленты компенсатора

волосяной щеткой, в горячем состоянии обжимают на прессе и промывают в проточной воде. На контактной части размечают и на универсальном прессе штампуют отверстие для токоведущей шпильки вывода, а затем снимают драчевой пилой заусенцы, наплывы олова, тщательно закругляют острые углы.

Компенсаторы, имеющие значительную толщину (см. рис. 43, а, б), пропаивают медно-фосфористым припоем на стационарном электропаечном 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. 130, б — е) подбирают и отрезают на циркулярной пиле заготовки медных шин; их размечают, срезают углы, на универсальном прессе штампуют отверстия. Загибку пластин и угольников производят, как правило, после штамповки отверстий. Все пластины и угольники 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. Поэтому контактную часть лудят уже после припайки пластин (угольников) к кабелю или шине отвода.

Соединение главных и контактных частей отводов. Соединение главных и контактных частей в большинстве случаев выполняют неразъемным. Из различных способов неразъемных соединений наибольшее распространение получила пайка медно-фосфористым припоем. Для пайки компенсатор (пластину, угольник) и шину (кабель, отвод) помещают между электродами электропаечных щипцов или пресса. При этом вниз всегда кладут деталь, имеющую большую поверхность (рис. 131, а). Изоляцию на прилегающем к пайке участке кабеля 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.

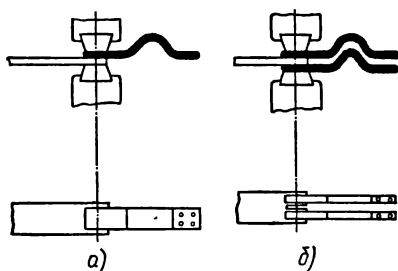


Рис. 131. Пайка отводов с компенсаторами:

а — в один прием, б — в два приема

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. 131, 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.

Соединение отводов из круглого провода с контактными частями производится аналогично рассмотренному.

§ 56. Комплектовка переключателей

Подготовительной операцией перед сборкой отводов является комплектовка переключателей. Это особенно относится к переключателям барабанного типа (см. рис. 49, а), которые перед установкой на активную часть должны быть укомплектованы отводами и бумажно-бакелитовыми цилиндрами. На рис. 132, а показан такой переключатель в рабочем положении.

Комплектовку начинают с установки отводов: переключатель 1 закрепляют в слесарных тисках так, чтобы их губки зажали один из контактных стержней 8 (рис. 132, 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. Обычно после этого отвод легко ввинчивается от руки.

Установленные отводы плотно затягивают гаечным ключом: недостаточная затяжка может вызвать частичное отвинчивание и ухудшить контакт с переключателем.

Установка отводов в переключателе может быть различной. В одних случаях все отводы располагаются, например, только снизу переключателя

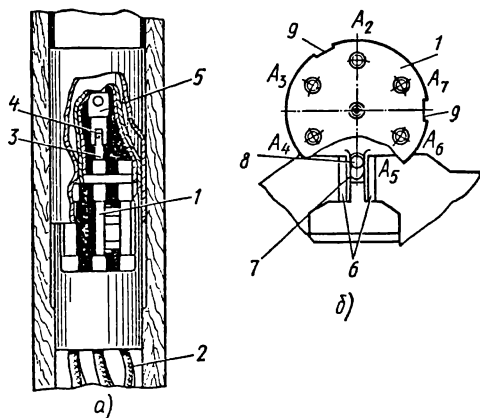


Рис. 132. Переключатель барабанного типа в сборке: а — в рабочем положении, б — при установке отводов фазы А; 1 — переключатель, 2 — отвод, 3 — переходная втулка, 4, 9 — прорези в муфте и в доске переключателя, 5 — нижняя муфта штанги, 6 — губки тисков, 7 — электрокартонная коробочка, 8 — контактный стержень

теля. 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 (см. рис. 141, а).

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. 132, а), связанным с ярмовыми балками трансформатора.

Переключатель закрепляют с помощью шпилек и гаек из изоляционного материала (текстолит, дельта-древесина, бук). Отверстия в планках (для шпилек) выполняют в заготовительном цехе; отверстия в цилиндрах делают сборщики. До установки в переключатель отверстия просверливают только в общем цилиндре 6 (рис. 133). 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 два наиболее простые. Первый способ — разметка с помощью полоски электрокартона толщиной 0,5 мм (рис. 134, а). Нельзя применять киперную или другую

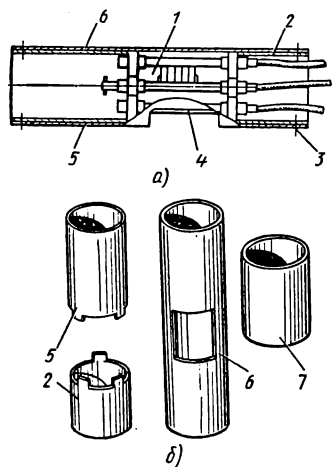


Рис. 133. Комплектовка переключателя бумажно-бакелитовыми цилиндрами:

а — переключатель в сборе, б — цилиндры; 1 — переключатель, 2, 5 — внутренние цилиндры, 3 — отверстия для крепления переключателя к деревянным планкам, 4 — контактный стержень № 2, 6, 7 — общий и защитный цилиндры

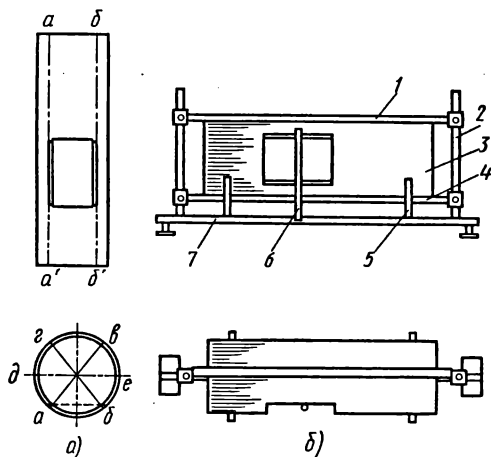


Рис. 134. Разметка общего цилиндра:

а — полосой из электрокартона, б — в приспособлении; 1, 4 — верхняя и нижняя мерительные планки, 2 — стойка, 3 — цилиндр, 5 — пластина, 6 — фиксатор, 7 — основная планка

ленту, которая при натяжении может растянуться: это приведет к ошибке в разметке. На наружной поверхности цилиндра проводят две прямые линии aa^1 и bb^1 , которые являются продолжением линии разреза цилиндра. Лентой охватывают окружность цилиндра и определяют ее длину; сложив ленту пополам, откладывают половину длины от точек a и b и находят положение точек v и $г$. Отмерив лентой дуги ag и bv и разделив их пополам, отмечают точки d и e . На образующих, проходящих через точки d и e , на расстоянии от торцов, показанном в чертеже, располагают искомые центры отверстий $з$ (см. рис. 133). Еще более простой второй способ (рис. 134, б); для его воспроизводства требуется несложное приспособление, в которое устанавливают цилиндр так, чтобы края выреза плотно прижались к фиксатору 6. Верхнюю 1 и нижнюю 4 мерительные планки прижимают к поверхности цилиндра и закрепляют на стойках 2. По мерительным планкам 1 и 4 проводят образующие и отмечают на них искомые центры отверстий. Отверстия сверлят ручной электродрелью или на сверлильном станке. Переключатель 1 (см. рис. 133) 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. Несовпадение 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. 132, а).

Избиратели переключающих устройств РПН поступают в сборочный цех готовыми: их полностью собирают на участках специализированного производства. Однако нередко в трансформаторах с реакторными ПУ 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.

§ 57. 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 и присоединения к нему регулировочных отводов.

Трансформаторы мощностью до 100 кВ·А. На рис. 135, а показана конструктивная схема отводов ВН трехфазного трансформатора мощностью

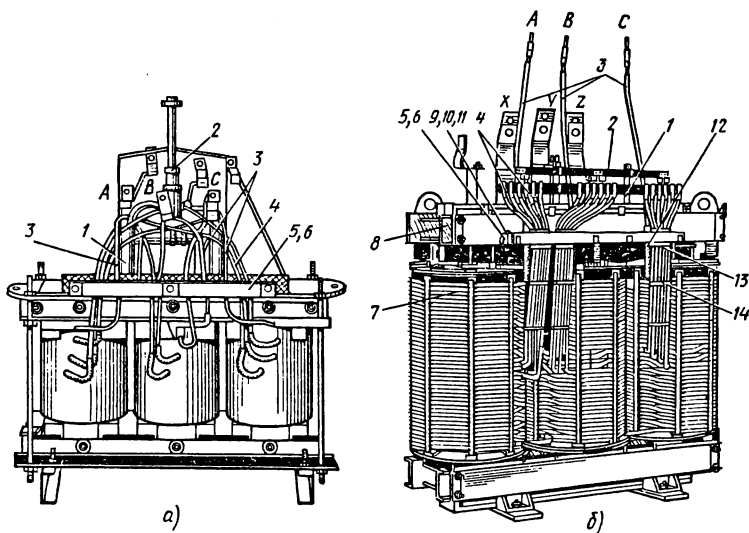


Рис. 135. Конструктивные схемы отводов ВН трансформаторов мощностью 63 кВ·А (а) и 630 кВ·А (б):

1 — стальная скоба, 2 — переключатель ПВВ, 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

63 кВ·А. Переключатель 2 или его макет закрепляется на стальных скобах 1. К неподвижным контактам переключателя присоединяют заготовки, сверяясь с маркировкой каждого отвода. На верхней ярмовой балке 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 расстоянии 40—50 мм); оставшуюся изоляцию закрепляют от разматывания нитками, обматывая ее, или склеивают эмульсией. Перед сваркой еще раз проверяют подводу концов в соответствии с электрической схемой. Сварку производят угольным электродом; места соединения тщательно зачищают и изолируют.

Трансформаторы мощностью 160—1600 кВ·А. На рис. 135, 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 ПВ) выполняют радиусом, равным 6—10-кратному диаметру провода. Концы отводов подводят к соответствующим ответвлениям обмо-

ток, отмеряют по месту и отрезают лишнюю длину. С концов отводов снимают изоляцию (на расстоянии 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 крепления 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 большой степени определяет особенности сборки отводов ВН.

На рис. 136, а показана конструктивная схема отводов ВН трансформатора ПБВ мощностью 1600 кВ·А. Переключатели ПБВ чаще всего закрепляются 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. 136, 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. 136, б). Размеры планок выбраны так, чтобы после затяжки болтов между планками оставался небольшой промежуток. Если основная и накладная планки соприкасаются, то 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. 136, а), то 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 выводам трансформатора или контактам переключателя. Базой для отсчета служит одна из основных планок или полка ярмовой балки. На рис. 136, а показано расстояние (размер К) от балки до линейного вывода (все размеры указываются в сборочном чертеже).

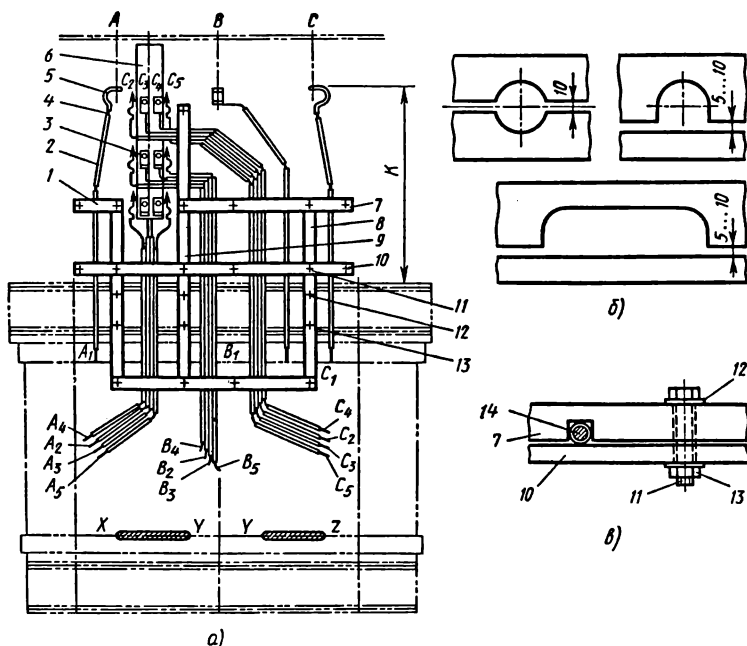


Рис. 136. Конструктивная схема отводов ВН трансформатора ПБВ мощностью 1600 кВ·А:

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

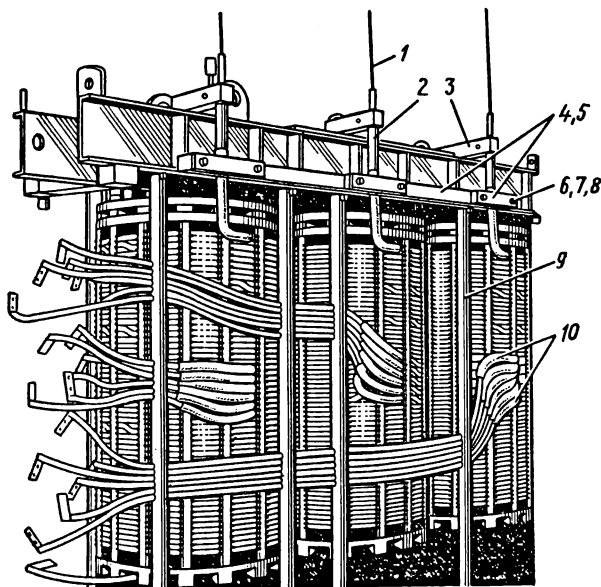


Рис. 137. Конструктивная схема отводов ВН трансформатора мощностью 4000 кВ·А с РПН:

1, 10 — линейный и регулировочный отводы, 2 — бумажно-бакелитовая трубка, 3, 4, 5 — деревянные планки, 6 — болт, 7 — шайба, 8 — гайка, 9 — бумажно-бакелитовая трубка с утолщенными стенками

Концы обмоточных проводов и отводов выгибают, подводят друг к другу, отрезают лишнюю длину, снимают изоляцию и припаивают с помощью переносных щипцов. На время пайки обмотки и изоляцию закрывают листами электрокартона, защищая их от попадания капель и брызг расплавленного припоя.

Концы обмоток ВН XY и YZ соединяют собственным проводом. Обычно к концу Y подводят очищенные от бумажной изоляции и лака провода последнего витка обмоток фаз A и C . Лишнюю длину концов отрезают, скрепляют их между собой и производят электропайку. Все места пайки после зачистки тщательно изолируют бумагой или локотканью.

На рис. 137 показаны отводы ВН трансформатора мощностью 4000 кВ·А с РПН. Особенности сборки таких трансформаторов подробно рассмотрены в § 60.

§ 58. 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 заметно 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 небольших трансформаторов мощностью до 100 кВ·А, когда схему соединения выполняют собственным

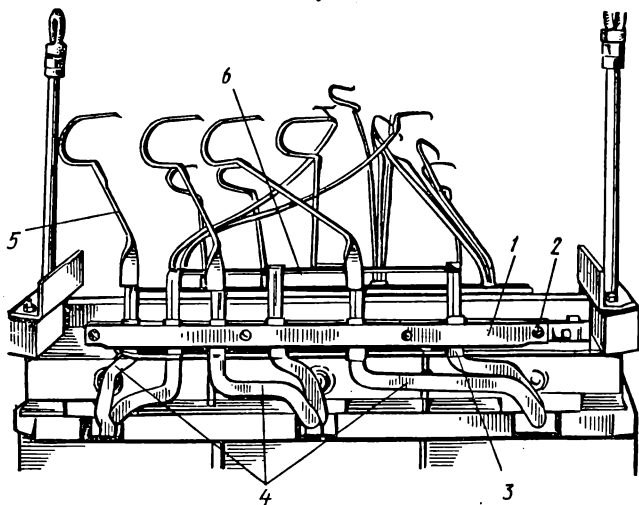


Рис. 138. Отводы НН трансформатора мощностью 160 кВ·А:

1 — планка, 2 — болт, 3 — дополнительная изоляция, 4 — отводы, выполненные концами обмоток, 5 — шины с компенсаторами, 6 — шины, образующие нейтральную точку схемы «звезда»

проводом обмоток. Известно, что большинство таких трансформаторов делают с цилиндрическими обмотками из нескольких параллельных проводов. После выхода из обмотки концы проводов выгибают и придают им форму отводов (рис. 138). 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. 138. 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 нейтральную точку

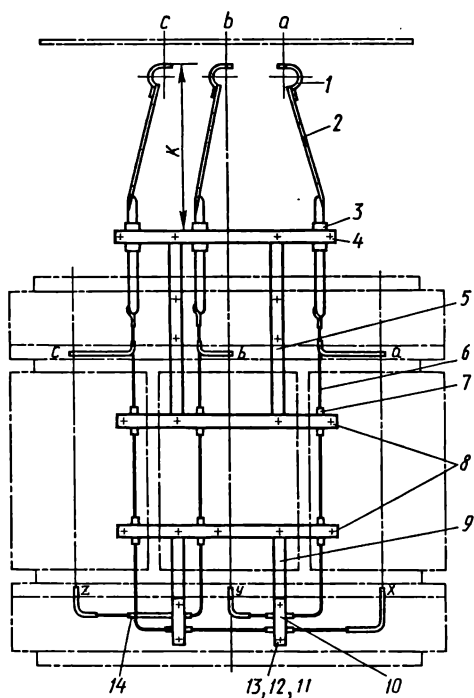


Рис. 139. Конструктивная схема отводов НН трансформатора мощностью 2500 кВ·А:

1 — компенсатор, 2 — линейный отвод НН, 3, 7 — электрокартонные полосы, 4, 5, 8, 9 — деревянные планки, 6 — отвод НН, 11 — болт, 12 — гайка, 13 — шайба, 10, 14 — бумажно-бакелитовые трубки

обмоток. Обмоточные провода 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 нейтральной точкой или в зигзаг. В тех случаях, когда обмотки НН выполнены винтовыми или цилиндрическими с выводом концов сверху и снизу, отводы выполняют из круглого провода или шин.

У трансформаторов большей мощности отводы НН обычно соединяют в треугольник (рис. 139). Сборку начинают с установки основных деревянных планок — вертикальных 5, 9 и горизонтальных 4, 8. Планки крепят к ярмовым 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

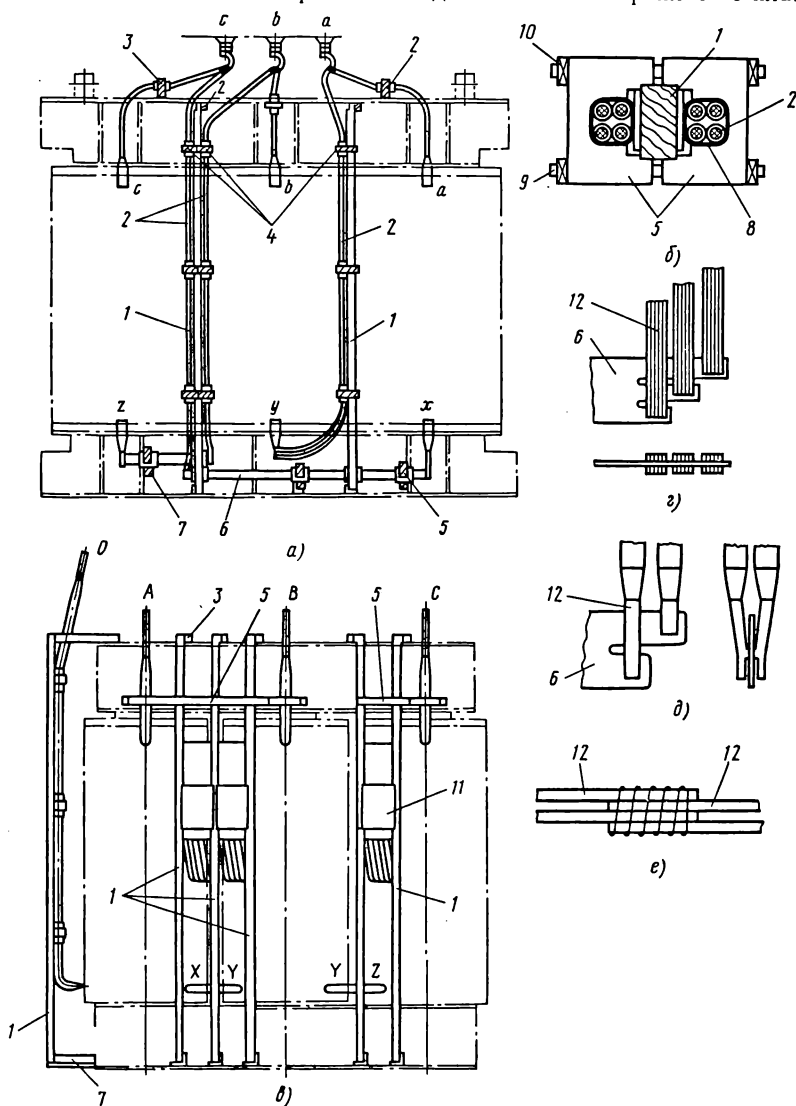


Рис. 140. Схемы отводов двухобмоточного трансформатора ПБВ с ВН 110 кВ: а — конструктивная схема отводов НН, б — крепление кабелей отводов НН, в — конструктивная схема отводов ВН, г, д и е — различные виды соединений отводов и обмоточных проводов; 1 — вертикальные планки, 2 — кабели отвода, 3, 4, 5, 7 — горизонтальные планки, 6 — шинный отвод, 8 — дополнительная изоляция, 9 — пластмассовые шпильки, 10 — пластмассовые гайки, 11 — переключатель ПБВ, 12 — концы обмотки

4, от которой отсчитывают выступающую часть отвода. Одновременно ставят и другие отводы, образующие схему треугольника. На отводы из круглого провода надевают изоляционные бумажно-бакелитовые трубки 14, на шинные отводы накладывают дополнительную изоляцию 3.

Обмоточные провода выравнивают, а затем с помощью трубок и разводного ключа выгибают по чертежу. Концы зачищают, отрезают лишнюю длину и соединяют с отводами электропайкой (медные провода и отводы) или аргоно-дуговой сваркой (алюминиевые провода и отводы). Острые углы, наплывы припоя зашлифовывают, зачищают и изолируют места соединения.

§ 59. Особенности сборки отводов мощных трансформаторов

Более сложной является сборка отводов мощных трансформаторов (свыше 6300 кВ·А). Сложность определяется: увеличенными сечениями проводов и отводов; напряжениями и числом обмоток трансформаторов; способом регулирования и типом переключающих устройств; многообразием схем соединения отводов и их конструктивными исполнениями.

Рассмотрим наиболее типичные примеры.

Двухобмоточные 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. Сборку отводов на каждой стороне выполняют отдельно.

На рис. 140, а показана конструктивная схема отводов НН трехфазного трансформатора ПБВ мощностью 40 000 кВ·А с ВН 110 кВ. Сборку отводов НН и закрепление их в раме из планок 1 и 5 (рис. 140, б) производят или отдельно от активной части или непосредственно на ней. В первом случае вертикальную планку укладывают на подставки и прикрепляют к ней кабели отводов с помощью накладных планок 5. Консольным или мостовым краном раму подводят к ярмовым балкам и закрепляют на 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 («стоек»). 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 кабелей отводов НН дополнительный электрокартон служит только защитой от механических повреждений собственной изоляции. Для шинных отводов изоляцию из электрокартона учитывают при определении допустимых расстояний по деревянным планкам крепления. 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

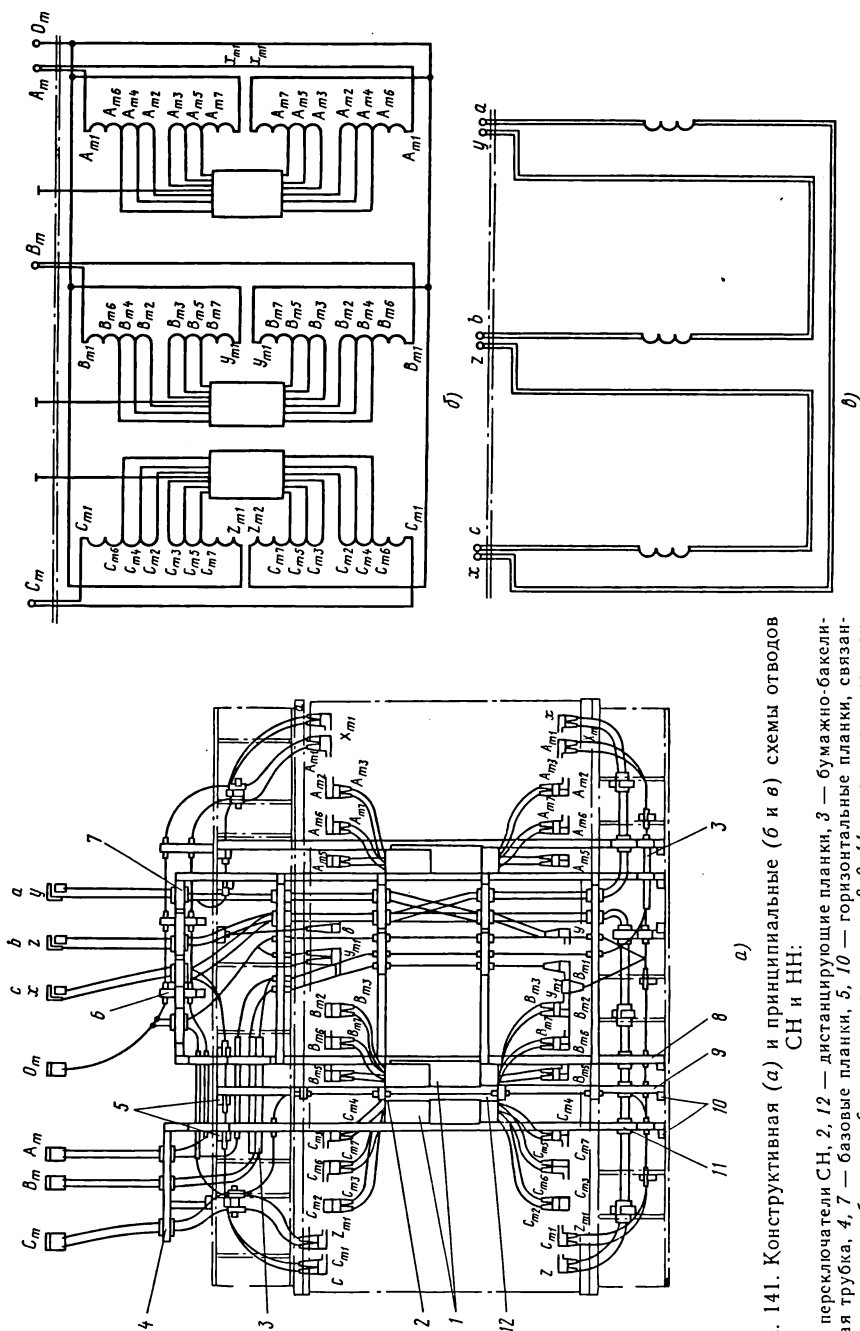


Рис. 141. Конструктивная (а) и принципиальные (б и в) схемы отводов СН и НН:

1 — переключатели СН, 2, 12 — дистанционирующие планки, 3 — бумажно-бакелитовая трубка, 4, 7 — базовые планки, 5, 10 — горизонтальные планки, связанные с ярмовыми балками, 6 — накладная планка, 8, 9, 11 — вертикальные планки («стойки»)

и гайку — со стороны планки. Недопустима произвольная замена текстолитовых шпилек стальными или наоборот: это может стать причиной аварии трансформатора.

Подготовка к пайке производится 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.

Проводники обмотки должны быть равномерно распределены относительно отвода (рис. 140, *г*), как и кабели отводов (рис. 140, *д*). Чтобы закрепить концы обмотки на отводе (это необходимо для качественной пайки), провода и отводы связывают медной проволокой $\varnothing 0,3$ мм. Пайку выполняют с помощью переносных электропаечных щипцов (см. § 51); место соединения зажимают электродами щипцов, включают ток, разогревают провода, а затем добавляют припой, который заполняет промежутки между отводом и проводами. Не ожидая полного охлаждения, пайку зачищают и зашлифовывают острые углы. Места паек изолируют бумагой или лакотканью и бандажуют хлопчатобумажной лентой.

На рис. 140, *в* показана конструктивная схема отводов ВН рассматриваемого трансформатора. Регулирование напряжения у него производится без нагрузки тремя однофазными переключателями барабанного типа; обмотки ВН соединены в звезду.

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. 140, *е*. В планках закрепляют нейтральный отвод 0 и подводят к нему концы обмотки ВН. Пайку производят переносными щипцами; после тщательной зачистки места соединения изолируют крепированной бумагой или лакотканью.

Далее устанавливают переключатели ВН. Скомплектованный переключатель укладывают в горизонтальное положение и соединяют с вертикальными планками текстолитовыми шпильками и гайками. На рис. 140, *в* показано крепление двух переключателей *II* к вертикальным стойкам, одна из которых — общая. Закрепленные в планках переключатели поднимают краном (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; с кабеля снимают бумажную изоляцию, концы его бандажуют тонкой медной проволокой на расстоянии 25—30 мм и расплющивают. Обмоточные провода разделяют пополам, равномерно располагают с двух сторон отвода и связывают проволокой. Соединение производят 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 отводы ВН часто выполняют из круглого медного провода $\varnothing 10$ —30 мм. К верхнему концу провода припаивают гибкий кабель (без изоляции) с наконечником ввода 110 кВ, а нижний конец соединяют с обмоткой ВН. Заранее изолированные 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.

Трехобмоточные трансформаторы ПБВ. Как известно, отводы НН и СН размещаются на одной стороне трансформатора; они часто уложены рядом, нередко переключаются и сразу определить по чертежу их принадлежность затруднительно. Поэтому прежде чем начать сборку, следует точно определить, как и куда пойдет каждый отвод. Для этого надо научиться «читать» принципиальную схему отводов каждой обмотки. На рис. 141, б, в показаны принципиальные схемы отводов НН и СН мощного трехобмоточного трансформатора. Из рассмотрения схем понятно расположение концов обмоток 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 одинаковыми обозначениями (C_{m1} ,

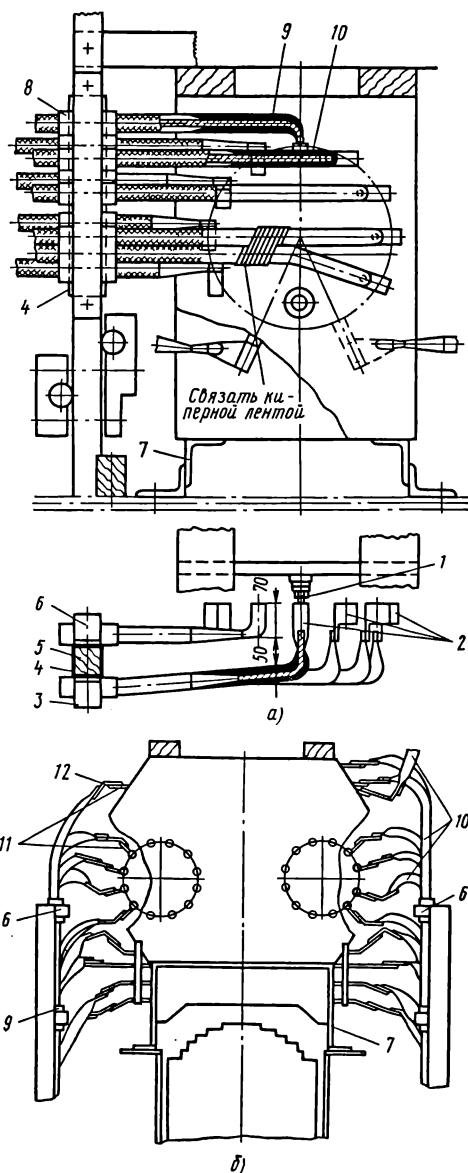


Рис. 142. Присоединение отводов к избирателям реакторных устройств РПН:

а — с контактными стержнями, б — с контактными шинами; 1 — контактный стержень, 2 — наконечник, 3, 5, 6 — деревянные планки, 4, 8 — дополнительная изоляция, 7, 11 — рама и шина избирателя, 9 — отвод, 10 — изоляция отвода, 12 — контактная пластина

C_{m2} , C_{m3} и т. д. для фазы C и др.). Все концы и начала фаз (Z_m , Y_m , X_m и C_1 , B_1 , A_1) соединяются попарно (рис. 141, *a*) 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 производится 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, как это рассмотрено ранее

Навеску отводов удобно производить поочередно: вначале, например, навесить отводы СН, а затем НН или наоборот. Ее производят сверху вниз, выдерживая указанные в чертеже расстояния от контактной части до ближайших планок *4*, *7* и *6* (рис. 141, *a*). 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 их требуется дополнительно изолировать. В качестве изоляции применяют электрокартон, кабельную бумагу или бумажно-бакелитовые трубки *3*, которые ставят в месте их соприкосновения. Пайка, зачистка и изолирование мест соединения и сборка отводов ВН производятся так же, как у двухобмоточных трансформаторов.

§ 60. Особенности сборки отводов ВН трансформаторов РПН

Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой РПН выпускаются двухобмоточными и трехобмоточными. Однако такое 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 (ПУ), встроенного в трансформатор. Различают устройства РПН с токоограничивающими реактором и резисторами. Эти устройства отличаются не только конструкцией, но и местом установки в трансформаторе: резисторные ПУ размещают обычно у торца активной части, избиратели реакторных ПУ — на верхнем яре трансформатора.

Трансформаторы с реакторными ПУ. Избиратель поднимают краном за подъемные кольца и ставят на верхние ярмовые балки. Следует убедиться, что между плоскостью рамы избирателя (рис. 142) и балками нет зазоров. Если зазор обнаружится, под раму надо подложить квадратные или круглые шайбы: это позволит избежать перекоса избирателя и нарушений работы ПУ. Показателем правильной установки является свободное (от руки) вращение вала избирателя.

Навеска регулировочных отводов (их обычно делают из кабеля ПБОТ) производится аналогично рассмотренному: каждый отвод присоединяют к неподвижному контакту избирателя и это определяет его положение на активной части. Известно, что у некоторых трансформаторов регулировочные отводы имеют наконечники *2* (рис. 142, *a*) с отверстием, в которое должен входить контактный стержень *1*.

У других трансформаторов отводы заканчиваются контактными пластинами (рис. 142, б), которые соединяют с шинами избирателя. Подключенные отводы укладывают в пучки, опускают и закрепляют в деревянных планках. Планки в этих местах изолируют электрокартонном 4 толщиной 3—4 мм. Кроме того, каждый отвод (или группу) изолируют от планок электрокартонном 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 (рис. 143, а), переходя от одной горизонтальной планки 2 к другим 11 и 12.

Отводы с регулировочными ответвлениями обмоток соединяют электропайкой. Предварительно с каждого кабеля в зоне пайки снимают изоляцию. К каждому концу подводят соответствующее ответвление обмотки, отмечают и отрезают лишнюю длину проводов. Нижние концы каждого отвода отрезают вровень с горизонтальной планкой 11, предварительно намотав по краю остающегося кабеля тонкую медную проволоку (для защиты от «распушения»).

Подготовка к пайке заключается в следующем: кабели в месте пайки бандажируют медной проволокой $\varnothing 0,3$ мм; расплющивают несильными ударами молотка и вновь подводят обмоточные провода; выгибают и распрямляют их так, чтобы они всей поверхностью касались кабеля, а затем обжимают плоскогубцами сразу провода и кабель отвода. Провода всегда стремятся расположить 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, запиливают острые углы (рис. 143, б) и изолируют до толщины, указанной в чертеже. Нижние (свободные) концы отводов

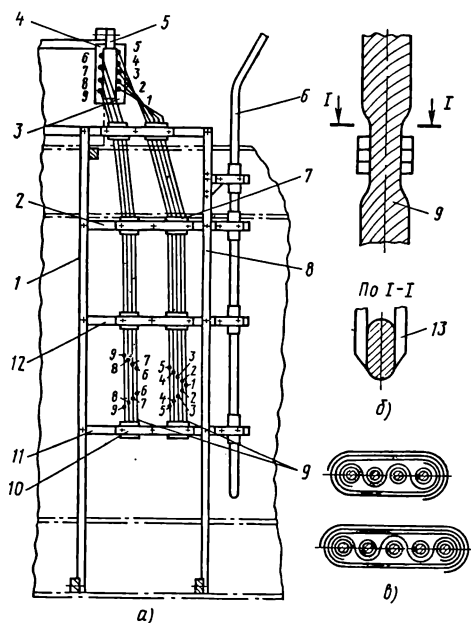


Рис. 143. Регулировочные отводы (одна фаза) трансформатора РПН:

а — установка и крепление отводов, б — подводка регулировочных ответвлений, в — крепление свободных концов отводов; 1, 5, 8 — вертикальные планки, 2, 11, 12 — горизонтальные планки, 3, 4 — нажимные планки, 6 — линейные отводы, 7 — дополнительная изоляция, 9 — регулировочные отводы, 10 — нижняя накладная планка, 13 — обмоточный провод

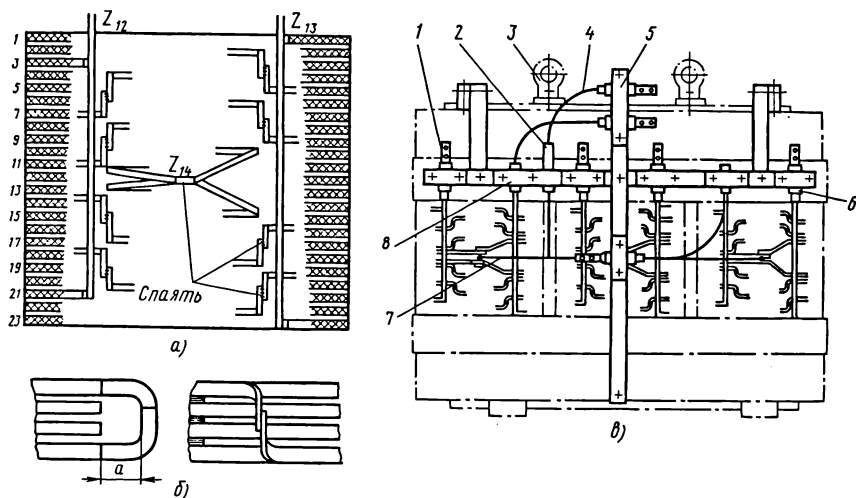


Рис. 144. Соединение отводов в реакторе:

а — соединение катушек, *б* — подводка концов, *в* — сборка отводов; 1 — контактная пластина, 2 — трубка, 3 — подъемное кольцо, 4, 7 — отводы, 5, 8 — планки, 6 — дополнительная изоляция

после изолирования дополнительно обматывают электрокартоном толщиной 1 мм (рис. 143, *в*) и закрепляют планками 10.

Одновременно с регулировочными отводами производят установку и пайку линейных отводов 6, как это делается у силовых трансформаторов ПБВ.

Сборка отводов реакторов усложняется необходимостью последовательного соединения катушек обмотки. На рис. 144, *а* показано соединение катушек обмотки для одной фазы реактора. Соединение осуществляют электропайкой. Предварительно изгибают и подводят друг к другу соответствующие концы катушек, выдерживая указанное расстояние *а* от обмотки (рис. 144, *б*); концы катушек собирают в средний узел Z_{14} . Из деревянных планок и шин образуют «раму» (рис. 144, *в*), подводят концы катушек к отводам, паяют и изолируют места соединения. Готовый реактор устанавливают на активную часть, которая после этого в полностью собранном виде поступает (вместе с реактором и избирателем) в сушильный шкаф.

Иначе собирают трансформаторы РПН с резисторными ПУ. Конструкция резисторных ПУ значительно сложнее устройств с токоограничивающим реактором. Их нельзя сушить вместе с активной частью, поэтому сборку (и сушку) отводов трансформатора производят не с ПУ, а с его макетом. В зависимости от типа устройства РПН (погружного или приставного) различают и макеты. Так, для погружных устройств макет закрепляют на верхних ярмовых балках, и к его элементу, имитирующему избиратель, подводят регулировочные отводы обмоток.

На рис. 145 показана конструктивная схема отводов трансформатора с резисторным устройством РПН. Сборку начинают с установки макета избирателя 4 и вертикальных планок 2. Регулировочные отводы 5 от каж-

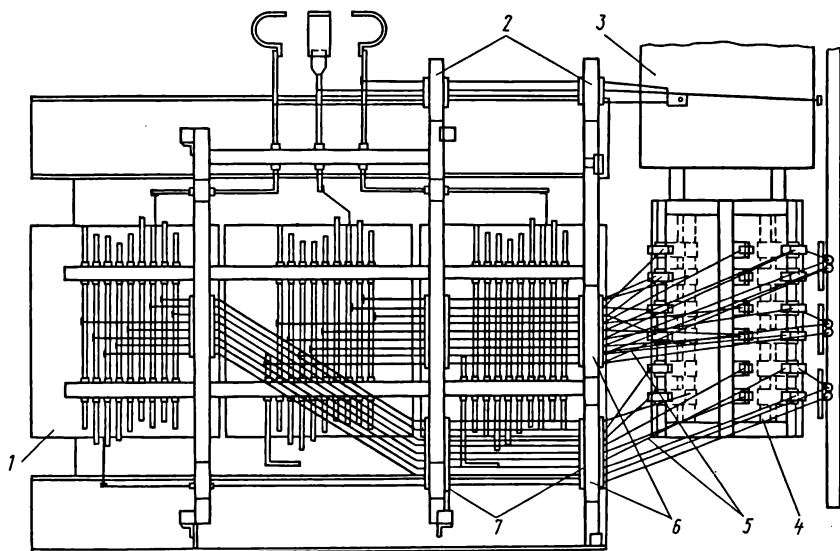


Рис. 145. Конструктивная схема регулировочных отводов трансформатора с резисторным устройством РПН:

1 — обмотка, 2 — вертикальные планки, 3 — контактор ПУ, 4 — избиратель, 5 — регулировочные отводы, 6 — накладные планки, 7 — дополнительная изоляция

дой 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 сушку с макетом избирателя; снятие макета, установку избирателя и окончательное присоединение регулировочных отводов производят после сушки и отделки трансформатора.

Контрольные вопросы

1. Укажите 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. Укажите, как правильно навесить отводы.
8. Какие приспособления должен использовать сборщик для подготовки и пайки отводов?
9. Почему закрывают обмотки во время пайки?

ТЕРМОВАКУУМНАЯ ОБРАБОТКА АКТИВНЫХ ЧАСТЕЙ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

§ 61. 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 термовakuумной 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 термовakuумной 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 начинает применяться термовakuумная обработка активной части в парах керосина, которая значительно сокращает продолжительность этого процесса.

§ 62. Оборудование, применяемое для термовakuумной обработки

Термовakuумную 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 габаритов и масс). Термовakuумную обработку активных частей трансформаторов IV габарита и более производят в шкафах с вертикальной загрузкой; на дно шкафа активную часть устанавливают мостовым краном. Для этого утепленную крышку предварительно раскрепляют и снимают.

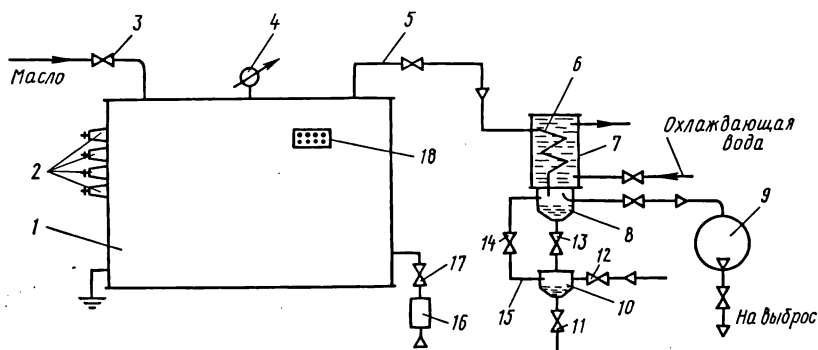


Рис. 146. Схема термовакuumной обработки активной части

Герметичность дверного проема или крышки обеспечивается уплотнениями. Для создания в сушильном шкафу 1 (рис. 146) вакуума к нему через охлаждательную (конденсационную) 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 вентиле 14, 13; 3 и 17 и в шкафу создается вакуум.

Откачиваемые 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 кранах 13, 12 и 11 открывают кран 14, создавая в бачке остаточное давление, такое же, как и в сосуде 8; открывают кран 13 и сливают конденсат в бачок; затем закрывают краны 14 и 13; далее для снятия в бачке вакуума открывают кран 12, после этого открывают кран 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 кран 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, дистан-

ционным 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.

§ 63. Технологический процесс термовакuumной 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 16 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, сообщающие шкаф с атмосферой и вакуум-насосом.

Повышение температуры. Включают обогрев и повышают температуру в шкафу до $(110 \pm 5)^\circ \text{C}$ без ограничения скорости нагрева. За температуру 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 в течение времени, необходимого для нагрева всей активной части. 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 — 8 ч; мощностью 10 000—16 000 кВ·А — соответственно 12—16 ч.

Для больших мощностей и напряжений 35 кВ и более активную часть прогревают до достижения температуры магнитопровода не ниже 90°C . Для этого в канал магнитной системы закладывают датчики терморпар.

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 (200—300 мм рт. ст.).

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 (10 мм рт. ст.) для трансформаторов мощностью до 16 МВ·А и 0,667 кПа (5 мм рт. ст.) для трансформаторов мощностью более 16 МВ·А классов напряжения до 35 кВ включи-

тельно; 0,667 кПа независимо от мощности для классов напряжения 110—220 кВ.

В процессе сушки периодически сливают выделившийся конденсат и учитывают его количество; 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; продолжительность сушки не менее 15 ч;

2) для 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; в) продолжительность процесса сушки без вакуума — не менее 12 ч; под вакуумом — не менее 15 ч; общая продолжительность — не менее 25 и 35 ч в соответствии с указанными мощностями и классами напряжений.

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 ($tg \delta$) 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 маслом 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 напряжения соответственно равна: 1, 2 и 3 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. Что такое термовакuumная обработка активной части? Каково ее назначение?
2. Какое оборудование применяют для термовакuumной обработки активной части?
3. Назовите основные технологические процессы при термовакuumной обработке изоляции активной части.

§ 64. 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 габарита и конструктивных особенностей трансформаторов, однако многие технологические операции являются общими для большинства из них.

Основными технологическими процессами третьей сборки являются: 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 доставлены 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 нормативное время 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 сборочные 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 обеспечивает высокую производительность, качество работ, 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). Перемешанную тщательно смесь наносят толщиной слоя 2—3 мм кистью на сухую поверхность крышки, подвергают ее сушке. Затем крышку допускается устанавливать на бак.

Детали, изготовленные из электрокартона и других изоляционных материалов, поступающие на третью сборку, не должны иметь рваных краев, расслоений и заусенцев; деревянные детали (планки, бруски) должны иметь строганую гладкую поверхность, без косослоя, трещин и заусенцев; вспомогательные материалы должны соответствовать требованиям стандарта. 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, смоченную при необходимости растворителем.

При установке сборочных единиц на резиновых прокладках крепежные детали — болты и гайки — завинчивают 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 глифта-левым лаком.

Отделка активной части, установка ее в бак, закрытие крышкой, подсоединение отводов обмоток к переключающим устройствам и вводам, заливка маслом — наиболее ответственные завершающие сборку работы, их выполнение требует от сборщиков наибольшей внимательности, собранности и требовательности к себе. 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.

§ 65. Комплектование бака и крышки

Доставленный на площадку третьей сборки бак комплектуют: радиаторами, термосифонным фильтром, кранами, вентилем, пробками, масло-

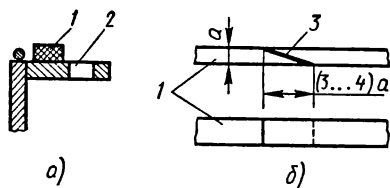


Рис. 147. Укладка уплотняющей прокладки на борт рамы бака (а) и устройство стыка прокладки (б)

отборным 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. 147, а) рамы бака и поверхность резиновой прокладки 1 (полосы); кистью наносят на поверхность рамы и на одну из сторон прокладки (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. 147, 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.

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. 148), то с помощью специальных шпилек 10, пропущенных через отверстия с выточками кранов и прокладок 4, притягивают их гайками 11 к фланцам 3 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. Затяжку гаек производят 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 стропят 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 сообще-

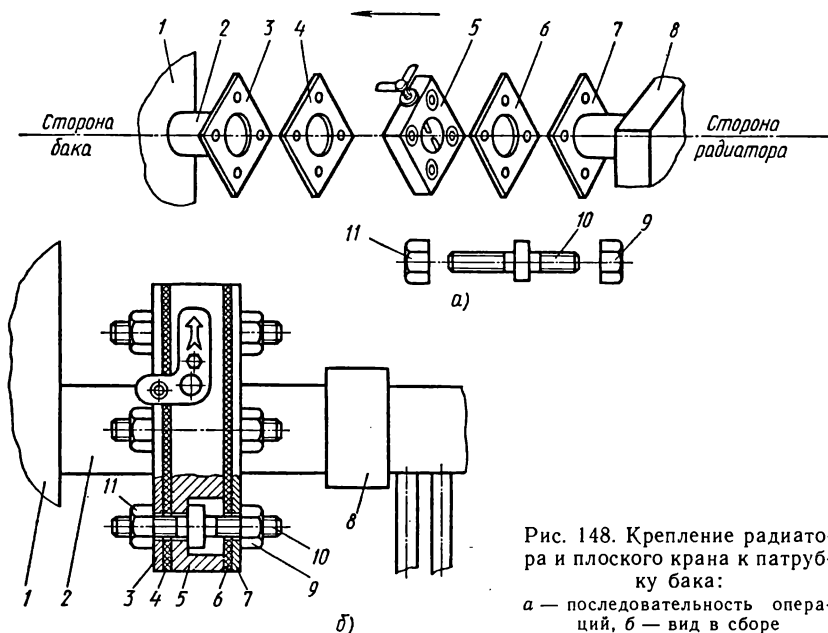


Рис. 148. Крепление радиатора и плоского крана к патрубку бака:

а — последовательность операций, б — вид в сборе

ния 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, укладываемую 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 скрепленных 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 течи масла в месте разъема; в случае, когда крышка будет расположена ниже плоскости рамы бака, при опускании активная часть не дойдет до днища бака и зависнет на крышке, что крайне недопустимо, так как активная часть останется не закрепленной в баке, кроме того, и крышка, не рассчитанная на массу активной части, будет деформи-

рована. Правильность установки крышки контролируют специальной, обычно деревянной мерной рейкой 1 (рис. 149) с перемещающимся по ней фиксатором 2. Вначале рейку устанавливают в бак вертикально так, чтобы ее нижний конец упирался в дно, 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 устанавливают на той же

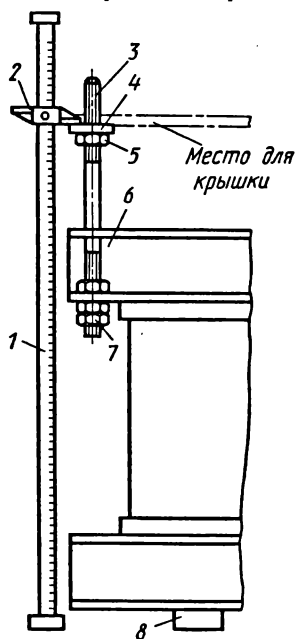


Рис. 149. Определение высоты установки крышки бака на подъемных шпильках рейкой

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.

Для предотвращения течи масла отверстия для шпилек, вставляемых в крышку, уплотняют сальником или асбестовым шнуром, пропитанным глифтальевым или бакелитовым лаком. Для этого до установки крышки 5 (рис. 150) на шпильки 8 поверх шайб 6 наматывают асбестовый шнур 4 такой толщины, чтобы крышка своими отверстиями плотно садилась на шпильки. Поднимают и устанавливают крышку, направляя ее отверстия одновременно на все шпильки. Поверх крышки на шпильки дополнительно подматывают асбестовый шнур и подбивают его оправкой. Затем надевают на каждую шпильку верхнюю шайбу 3 и навинчиванием гайки 2 окончательно уплотняют сальниковую набивку. Зубилом подбивают выступающую из-под шайб края набивки и удаляют ее излишек. Завернув до отказа верхнюю гайку, раскернивают нижнюю гайку 7 и навинчивают на выступающий конец шпильки подъемное кольцо 1.

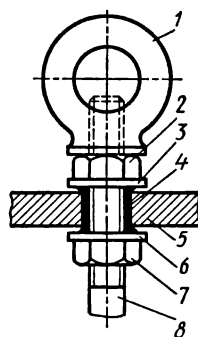


Рис. 150. Уплотнение подъемной шпильки

Далее на крышке устанавливают вводы и приводы переключающих устройств ПБВ. Из фланцев для установки вводов НН и ВН, а при трехобмоточном трансформаторе и вводов СН вывинчивают болты, протирают поверхность фланцев и устанавливают 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 установку вводов следует выполнять с большой аккуратностью, соблюдая чистоту и опрятность.

При установке съемного ввода, например, на напряжение 35 кВ (рис. 151) соблюдают определенную последовательность технологических операций: через отверстие в крышке 8 с установленной прокладкой 9 вынимают отвод 10 обмотки с припаянной к нему шпилькой 1. На бортик шпильки укладывают разрезанную электрокартонную шайбу 5; пропу-

скают 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. 152), приваренных непосредственно

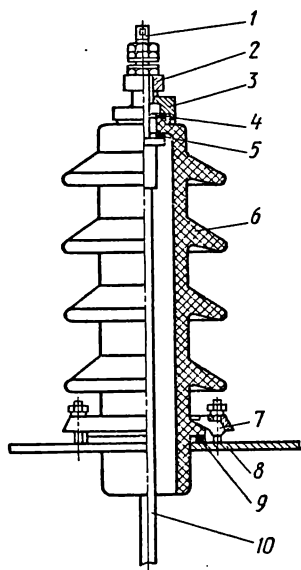
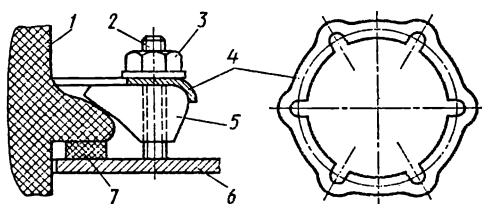


Рис. 151. Установка на крышке ввода напряжением 35 кВ

Рис. 152. Крепление ввода к крышке кулачками



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. Невыполнение этого условия может привести к перекосу, сколам и трещинам изолятора, которые выявятся либо при сборке, либо в процессе эксплуатации трансформатора, в результате чего потребуются 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 устанавливают 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. Привод устройств ПТР и других переключающих устройств, имеющих разъемное сцепление вала с переключателем, установленным на активной части, крепят к крышке после ее монтажа на активной части и подгонки валов приводного механизма и переключателя, добиваясь соответствия фиксации контактной системы переключателя и привода одноименной ступени напряжения, совпадения отверстий на валах для их соединения штифтами. 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 (Пб) устанавливают после опускания активной части в бак и крепления к нему крышки. До установки приводных механизмов удаляют заглушки, предназначенные для установки приводов, закрывающие отверстия в крышке. В эти отверстия опускают приводные штанги с укрепленными на их концах вилообразными муфтами до тех пор, пока каждая муфта своими пазами не войдет в зацепление с переходной втулкой переключателя, несущей на себе штифт 8 (см.

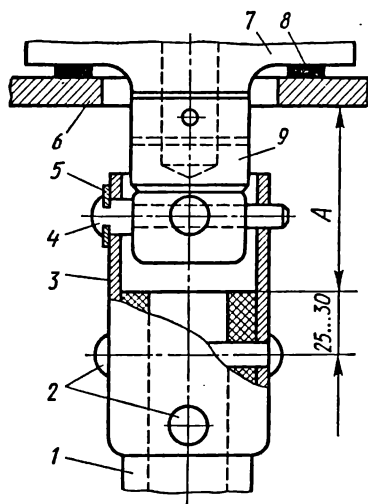


Рис. 153. Подгонка штанги к приводу переключающего устройства

рис. 49). Далее отмечают длину каждой штанги на уровне крышки 6 (рис. 153) и фиксируют на каждой из них принадлежность к фазе (А, В и С). Затем, учитывая расстояние А от крышки до верхнего конца штанги 1 и припуск на зазор 10—15 мм между торцом нижней (вилкообразной) муфты и переходной муфтой переключателя (чтобы штанга была приподнята и свободно вращалась), обрезают каждую штангу. После этого на штангу надевают муфту 3 и через ее отверстия сверлят отверстия в штанге; вставляют в них стальные штифты 2 и расклепывают их концы молотком на стальной плите с применением оправки, округляющей концы штифтов, до получения головки, перекрывающей отверстие муфты. Далее муфту 3,

скрепленную со штангой штифтами 2, соединяют коническим штифтом 4 и пружинной манжетой 5 с муфтой 9 приводного механизма, образующих в совокупности шарнирное соединение штанги с механизмом привода. Оно необходимо для компенсации возможного смещения осей переключателя и вала крышки сальника 7 в процессе сборки. Соединив штангу с приводным механизмом, вставляют ее в отверстие крышки 6, при этом пазы нижней муфты должны войти в зацепление со штифтом втулки вала переключателя; притягивают болтами корпус сальника к крышке трансформатора так, чтобы прокладка 8 получила равномерную усадку по периметру; затем устанавливают колпак приводного механизма так, чтобы стрелка указывала на номинальную ступень напряжения, и закрепляют его двумя болтами.

При сцеплении штанг с переключателями следует учитывать: чтобы указатели положения колпаков приводов соответствовали действительному положению контактных (барабанных) колец переключателей, чтобы переключатели всех фаз и напряжений трансформатора были одинаково ориентированы относительно продольной оси трансформатора и находились 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.

§ 66. Отделка активной части после сушки и установка ее в бак

В процессе сушки активной части происходит усадка изоляции и деталей, изготовленных из электрокартона, бумаг 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 учебнике 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 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, то 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 достигается гидродомкратами (рис. 154).

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 бачки 7 ручным насосом 6; обмотку 9 прессуют до

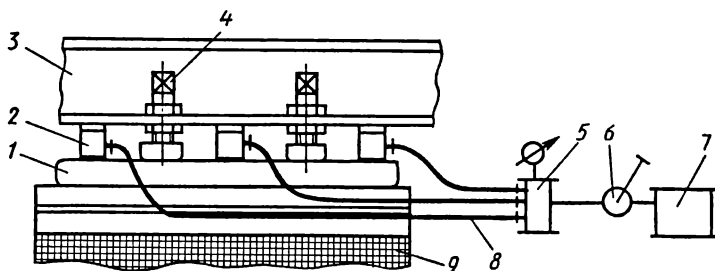


Рис. 154. Прессовка обмоток гидродомкратами

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 шпилек 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, заложенные в процессе первой и второй сборок 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 проверяют 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 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, тяжких 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 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 устанавливают 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 (рис. 155, 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. 155, б), навинчивают гайки и, обходя несколько раз крышку по всему периметру, равномерно завинчивают гайки до отказа. В местах стыка уплотняющей прокладки крепление болтами производят в направлении стыка с обеих сторон. Это обеспечивает более плотное прилегание концов прокладки друг к другу.

После установки активной части в бак и заболчивания крышки трансформатор заполняют сухим чистым маслом несколько выше уровня верх-

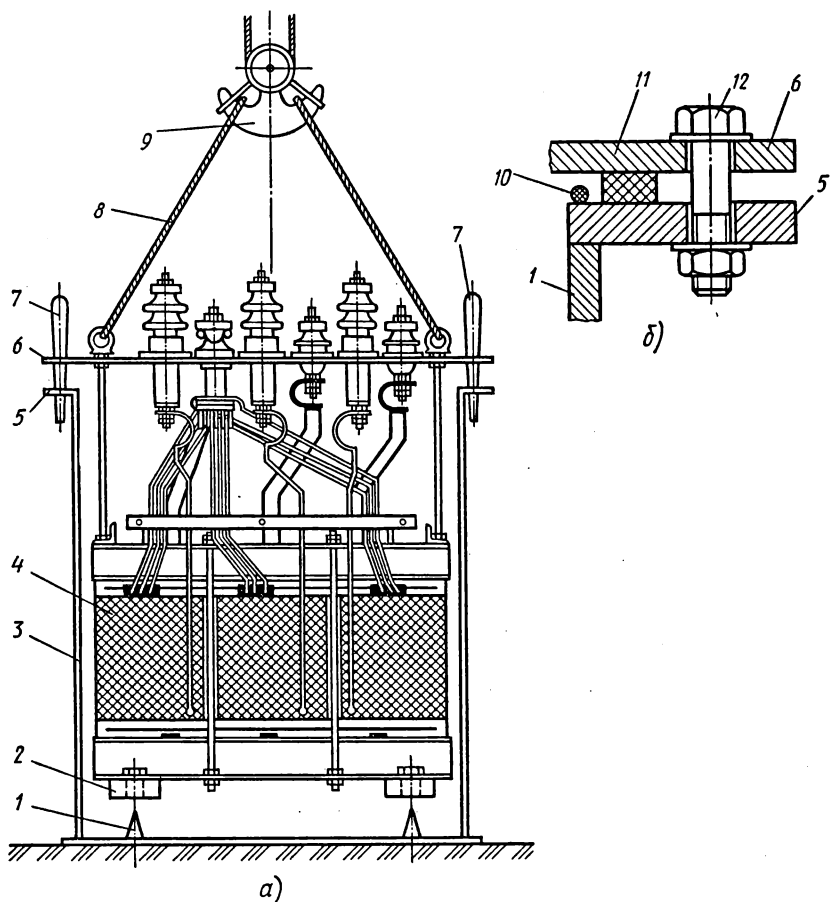


Рис. 155. Установка активной части, механически связанной с крышкой, в бак:
 а — опускание активной части в бак, б — крепление крышки к раме; 1 — шип, 2 — опорная пластина с отверстиями для шипов, 3 — бак, 4 — активная часть, 5 — борт рамы, 6, 11 — крышка с уплотняющей прокладкой на борту, 7 — конусная оправка, 8 — строп, 9 — крюк мостового крана, 10 — стальной прут, 12 — болт с гайкой и шайбами

него 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 трансформатора одним из способов, рассмотренных ранее (см. § 29).

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, стропят 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 крышка опустится 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.

§ 67. 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 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 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 устанавливают и крепят на нижней части отстойника органическое стекло на резиновой

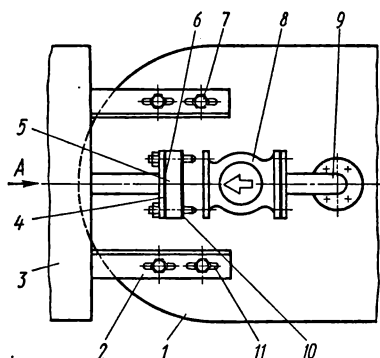


Рис. 156. Установка расширителя и газового реле

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. 156) 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 к крану, затем подтягивают болты крепления кронштейнов.

Закрепив корпус реле, угольмом проверяют его наклон по отношению к крышке трансформатора; угол наклона с подъемом в сторону расширителя должен быть $1,5-2^\circ$. 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 болтами к крышке; соединяют расширитель и трубу газоотводной трубкой. Проверяют работу плоского крана расширителя: не должно быть заеданий 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, то он транспортируется на место монтажа трансформатора отдельно от расширителя. В этом случае на время транспортировки расширителя отверстие для установки маслоуказателя закрывают заглушкой. Стрелочный маслоуказатель устанавливают на расширитель 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.

§ 68. Установка маслonaполненных вводов класса напряжения 110 кВ. Сборка системы охлаждения типа Д

Установку вводов этого класса напряжения рассмотрим на примере герметичного ввода типа ГБМТА-0-110/630 У1 (Г — герметичный, БМ — с бумажно-масляной внутренней изоляцией, Т — трансформаторный, А — нормального исполнения, 0 — с установкой без наклона — 0°; на напряжение 110 кВ, ток 630 А; У1 — для районов с умеренным климатом).

До установки ввод тщательно протирают чистой ветошью, осматривают и испытывают в соответствии с установленными стандартами. При этом ввод должен находиться в вертикальном положении на специальной подставке (стойке). Если полученные при испытании результаты удовлетворяют нормам, отсутствуют внешние дефекты: сколы и трещины на фарфоровых покрышках, 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 (с наклоном), непосредственно на крышке или на пристройке к обечайке бака, на переходном фланце с трансформаторами тока или фланце, приваренном к крышке. В зависимости от 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. 157), расположенную в верхней части, и прикрепляют к ней линейный отвод обмотки 110 кВ. Для этого частично отвинчивают гайки 2 и снимают со шпильки клеммный наконечник 3; отвинчивают гайку 6, крепящую защитный кожух 7 компенсатора давления, и снимают его. Далее отвинчивают гайку 8, снимают прижимной латунный

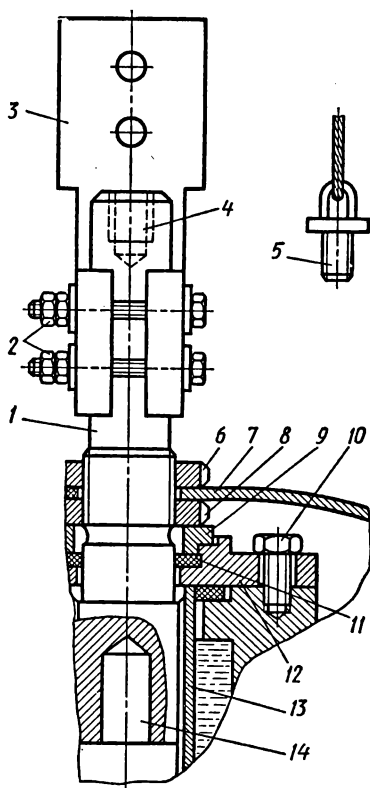


Рис. 157. Демонтаж контактной шпильки герметичного ввода напряжением 110 кВ

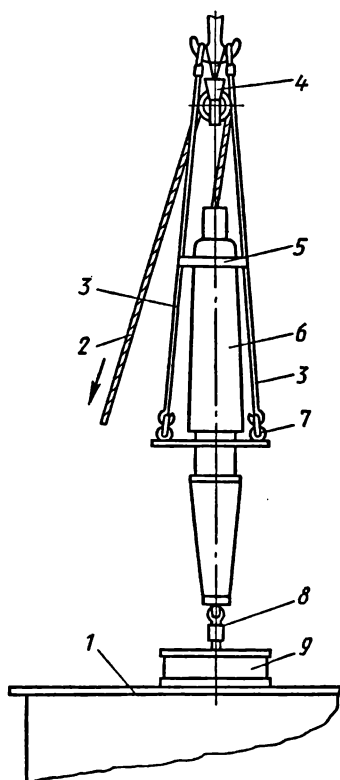


Рис. 158. Схема установки ввода 110 кВ на крышке трансформатора вертикально

фланец 9, затем 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. Припайку шпильки к отводам производят до установки активной части в бак. Отверстие 4 в шпильке предназначено для вворачивания в него рым-болта 5 с тонким стальным канатом, служащими для протягивания отвода со шпилькой через трубу 13.

Подготовку ввода для установки на крышке 1 (рис. 158) 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

покрышке 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, 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 вытягивают 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.

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 вверх 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. 157) с прокладкой, крепят его болтами, устанавливают фланец 9 и навинчиванием гайки 8 уплотняют шпильку; устанавливают защитный кожух 7 и крепят его гайкой 6. Далее на шпильку устанавливают и крепят болтами клеммный наконец-

ник 3, служащий для подсоединения к внешней электросети. Аналогично устанавливают вводы других фаз.

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.

При установке маслонаполненных вводов более высоких классов напряжения, имеющих сравнительно большие размеры по высоте, применяют специальные лестницы, подмости, а также автогидроподъемники, смонтированные на шасси автомобиля. Установку вводов класса напряжения 110 кВ и выше производят на месте монтажа трансформатора.

Сборка системы охлаждения 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 сверху и внизу (см. рис. 148). 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 монтируют аппаратуру для подключения к источнику электрического тока.

На рис. 159 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 источника трехфазного тока через шкаф 3 автоматического управления дутьем. В шкафу установлены: ав-

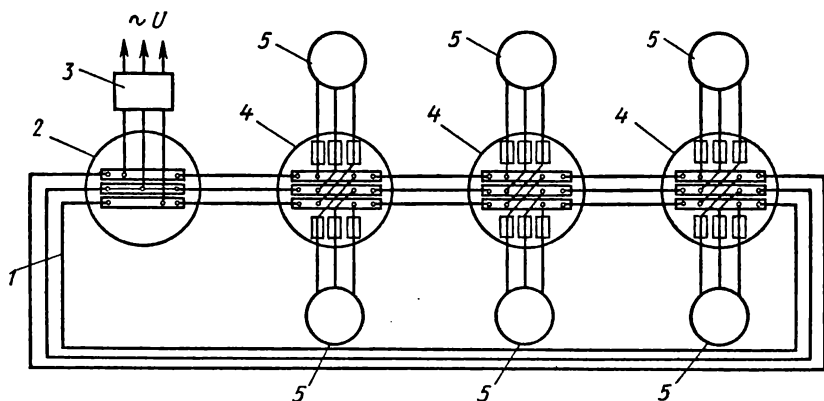


Рис. 159. Типовая электрическая схема системы охлаждения Д

томатические 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 с сечением жил $2,5-6 \text{ мм}^2$ в зависимости от напряжения источника тока (220 или 380 В), мощности и количества устанавливаемых вентиляторов. Заготовки кабеля длиной, указанной на чертеже, пропускают через гибкий металлический рукав, служащий для защиты кабеля от механического повреждения, и прокладывают 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. Одновременно 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. 159) 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. 160) имеют цилиндрическую форму, изготовлены из листовой стали. На стенке магистральной коробки (рис. 160, а) и на стенке и дне распределительной коробки (рис. 160, 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 клеммные зажимы 5 в виде винтов с гайками. В магистральной коробке, кроме того, на пластинах имеются три зажима А, В, С для присоединения кабеля 7 от источника 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 напаяют на их концы клеммные наконечники.

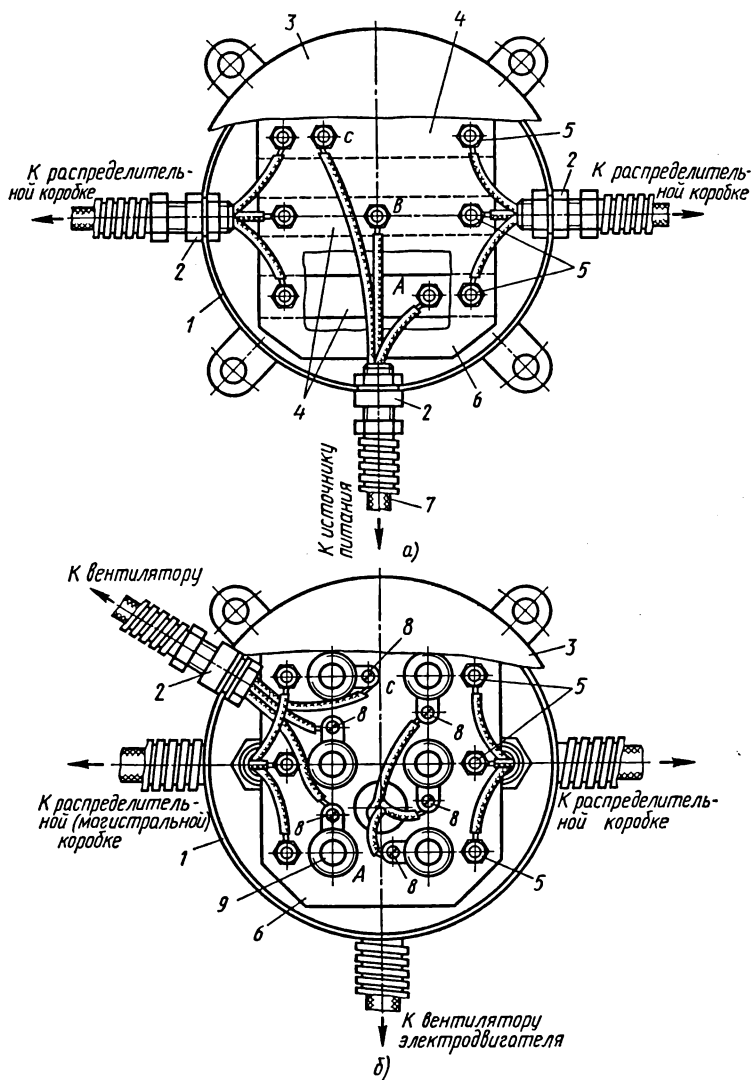
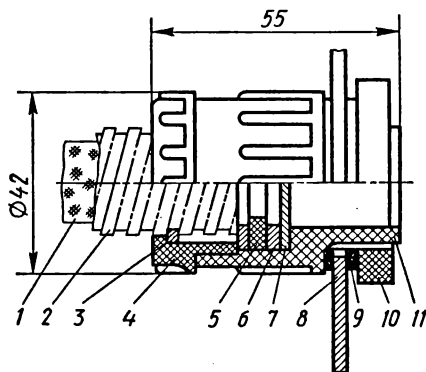


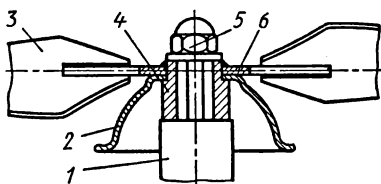
Рис. 160. Устройство магистральной (а) и распределительной (б) коробок и подключение к ним кабеля

При вводе кабеля 1 в коробку через сальник (рис. 161) 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 гнезда,



← Рис. 161. Устройство сальника

Рис. 162. Крепление крыльчатки к валу электродвигателя



закрепляют рукав 2; резиновым кольцом 5, сжимаемым с двух сторон шайбами 6 при вворачивании гайки 4, уплотняют кабель. Уплотняя сальник, следует учитывать, что гнездо и гайки изготовлены прессовкой из специальной пластмассы и при чрезмерном усилии при заворачивании гаек может повредиться резьба.

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. 162) 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 опробуют: проворачивают крыльчатки 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 проверяют 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, 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 кВ·А 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 $+(10-35)^\circ\text{C}$. Более мощные трансформаторы испытывают на плотность подкачкой в бак масла

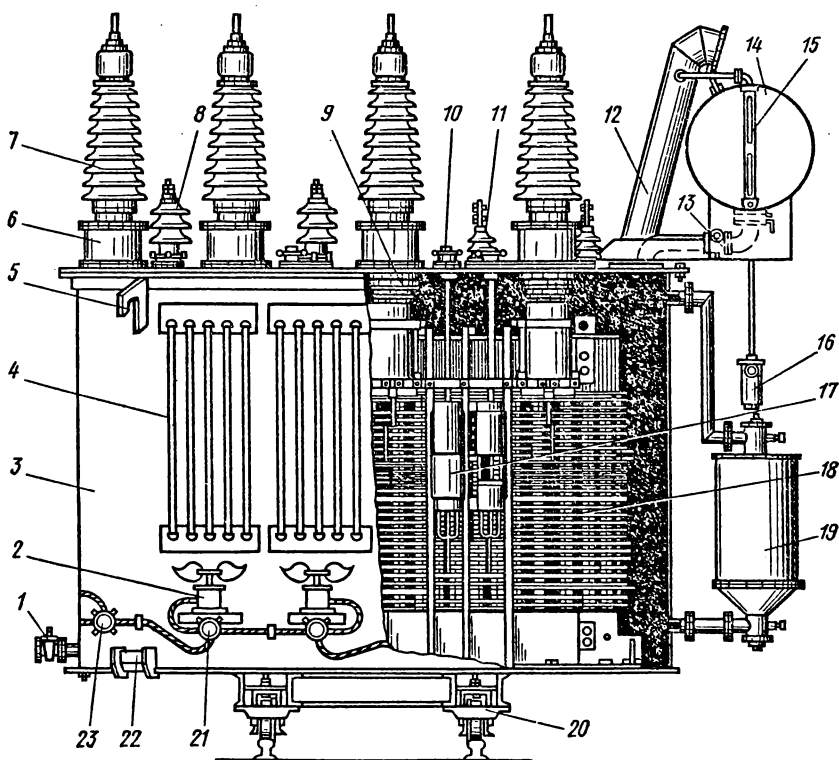


Рис. 163. Трехфазный трехобмоточный трансформатор ТДТГ-16000/110 в собранном виде:

1 — кран, 2 — электровентиль, 3 — бак, 4 — радиатор, 5 — крюк, 6 — переходной фланец с установкой трансформаторов тока, 7 — ввод 110 кВ, 8 — ввод 35 кВ, 9 — бумажно-бакелитовый цилиндр ввода 110 кВ, 10 — привод переключающего устройства ПБВ, 11 — ввод НН (10 кВ), 12 — выхлопная труба, 13 — газовое реле, 14 — расширитель, 15 — маслоуказатель, 16 — воздухоосушитель, 17 — переключатель обмотки ВН, 18 — обмотка ВН (110 кВ), 19 — термосифонный фильтр, 20 — каретка, 21 — распределительная коробка, 22 — площадка для установки домкрата, 23 — магистральная коробка

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 спускают 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 отстоя 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. На рис. 163 показан общий вид трансформатора ТДТГ-16000/110 в сборе.

Контрольные вопросы

1. Какие работы относятся к третьей сборке трансформатора?
2. Какими устройствами комплектуют крышку и бак трансформатора перед установкой в него активной части?
3. Какие работы выполняют при отделке активной части после сушки перед установкой ее в бак?
4. Перечислите правила, которые необходимо соблюдать при опускании активной части в бак.
5. Назовите особенности установки на трансформаторе вводов 110 кВ.
6. Для чего предназначены магистральная и распределительные коробки? Опишите схему разводки кабеля системы охлаждения Д.

Глава IX

ИСПЫТАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

§ 69. 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 — остов, обмотки, переключающее устройство, вводы и некото-

рые другие — испытывают до поступления на сборку. Кроме того, электрические испытания производят при выполнении отдельных технологических операций в процессе *первой* и *второй* сборок активной части, термовакуумной обработки и пропитки маслом. Испытания основных и активной частей трансформатора называют *операционными*.

Приемо-сдаточные 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 приемо-сдаточных и операционных испытаний определены ГОСТами и заводскими инструкциями.

Испытанием занимаются работники отдела технического контроля (ОТК) завода. Эта служба располагает необходимыми испытательным оборудованием, измерительной аппаратурой и приборами. Результаты всех испытаний и измерений на каждый трансформатор оформляются протоколом испытаний.

§ 70. Испытание основных частей

Остов испытывают в собранном состоянии, при этом проверяют качество изоляции частей, крепящих магнитную систему (ярмовых балок, полубандажей и других стягивающих деталей), и изоляцию пластин (межлистовую).

Испытание изоляции производят приложенным напряжением переменного тока частотой 50 Гц в течение 1 мин. Перед испытанием отсоединяют от ярмовых балок заземляющие ленты и осматривают остов: в магнитной системе не должно быть забоев и вмятин в пластинах; изоляция деталей крепления не должна иметь механических повреждений; остов и его детали должны соответствовать чертежу.

Испытание выполняют в такой последовательности: заземляют магнитную систему и подсоединяют к ней нейтраль испытательного трансформатора; соединяют верхние и нижние ярмовые балки и все полубандажи между собой проводником и подают на них напряжение 2 кВ от потенциального ввода испытательного трансформатора. Если в течение 1 мин стрелки амперметра и вольтметра испытательной установки показывают стабильные значения (не колеблются), то снимают напряжение и считают, что изоляция испытание выдержала.

В случае дефекта в изоляции или ее пробоя при испытании (вольтметр покажет резкое снижение напряжения, а амперметр — увеличение тока) отыскивают мегаомметром место повреждения, устраняют его и испытывают еще раз деталь с восстановленной изоляцией.

Затем испытывают изоляцию полубандажей (если конструкцией предусмотрена стяжка стержней металлическими бандажами или сквозными шпильками, то их группируют и испытывают самостоятельно): заземляют ярмовые балки, подают испытательное напряжение на все полубандажи (бандажи, стяжные шпильки) и производят испытание, как было указано ранее.

Испытание изоляции остова приложенным напряжением выполняют трижды: до первой сборки, после первой и второйборок.

Остовы трансформаторов I и II габаритов проверяют вместо испытания приложенным напряжением измерением сопротивления изоляции мегаомметром на напряжение 2500 В. В испытание остовов трансформаторов IV габарита и выше входит проверка качества межлистовой изоляции магнитной системы, которую осуществляют измерением электрического сопротивления постоянному току всей магнитной системы и отдельных пакетов до и после насадки обмоток на стержни.

Измерения выполняют методом амперметра и вольтметра с питанием от аккумулятора 6—12 В. Напряжение подают на плоские контактные пластины 4, плотно прижатые к крайним пакетам, обычно в зоне верхнего ярма 1, чтобы они охватывали всю толщину магнитной системы (рис. 164). Частное, получаемое от деления напряжения на ток, дает сопротивление. Ток при измерении допускается не более 2,5 А. Сопротивление межлистовой изоляции нормируется; оно зависит от марки применяемой электротехнической стали, вида ее изоляции и конструкции магнитной системы. Так, для трехфазных трансформаторов до 35 кВ включительно и мощностью до 32 000 кВ·А при пластинах из холоднокатаной стали с лаковой изоляцией минимально допустимое сопротивление до первой сборки должно быть не менее 1,2 Ом, после первой сборки — 0,8 Ом, при пластинах с термостойким изоляционным покрытием без дополнительной или с дополнительной лаковой изоляцией — не ниже 5 и 3 Ом соответственно. Для магнитных систем более мощных трансформаторов с высокими классами напряжения допускаемое сопротивление межлистовой изоляции меньше.

Необходимость измерения сопротивления межлистовой изоляции обусловлена тем, что в случае ее нарушения возможны короткие замыкания между отдельными пластинами, которые вызовут местное (очаговое) увеличение потерь и соответственно чрезмерный нагрев, разрушающий изоляцию пластин вблизи места замыкания. Развитие процесса может привести к «пожару в стали» и, следовательно, повреждению трансформатора.

Обмотки до поступления на сборку после сушки, окончательной отделки и прессовки проверяют на отсутствие замыканий между параллельными проводниками, слоями и витками, а также обрывов, при этом измеряют электрическое сопротивление постоянному току обмоток на всех регулируемых ответвлениях.

Отсутствие замыканий между параллельными проводниками проверяют мегаомметром (рис. 165, а), предназначенным для измерения сопротив-

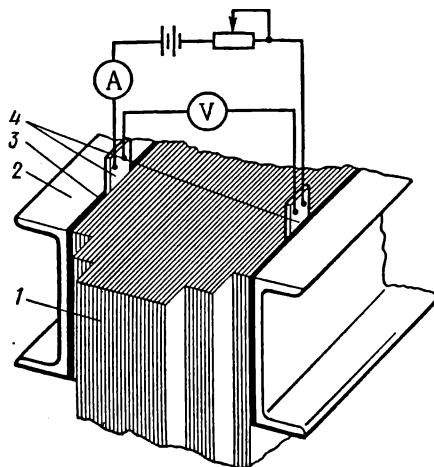


Рис. 164. Схема измерения сопротивления изоляции магнитной системы:
1 — верхнее ярмо, 2 — ярмовая балка, 3 — электрокартонная изоляция ярма, 4 — медная контактная пластина

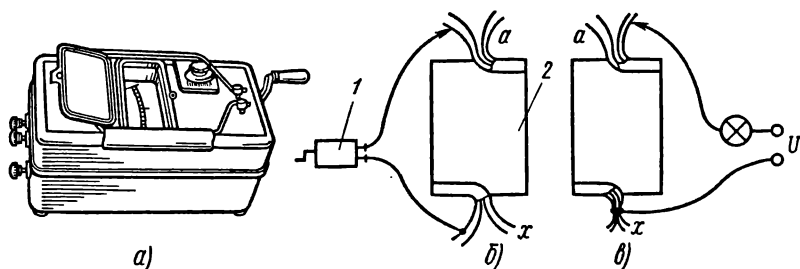


Рис. 165. Проверка мегаомметром (а) обмоток на отсутствие замыкания между проводами (б) и лампой накаливания на обрыв проводов (в):
1 — мегаомметр, 2 — обмотка

ления изоляции и состоящим из источника питания постоянного тока и измерительной системы. В мегаомметрах с ручным приводом таким источником служит встроенный генератор постоянного тока, в электронных (не требующих механического привода) — электросеть переменного тока (127—220 В) и встроенные в прибор повышающий трансформатор и выпрямитель.

Для проверки обмоток на отсутствие замыканий параллельных проводов (рис. 165, б) зачищают их концы и разводят в стороны так, чтобы между ними 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 испытуемого 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 его в работу и поочередным касанием наконечником мегаомметра обходят оставшиеся концы параллельных проводов. При получении аналогичных результатов исключают из проверки второй испытуемый 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 конца *a* обмотки (можно *x*) (рис. 165, в), чтобы между ними не было замыканий, и соединяют провода конца *x* в пучок,

обеспечивая надежный контакт. Подают на обмотку через последовательно включенную лампу накаливания напряжение 12—36 В, при этом один конец обмотки подсоединяют к пучку, 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. Для катушечных обмоток применяют секционный искатель, для слоевых — щелевой. Обмотки небольших по мощности трансформаторов (5—630 кВ·А) проверяют на отсутствие замыканий между витками и слоями и на соответствие числа витков расчетному значению. Проверку осуществляют на специальном магнитопроводе с двумя стержнями и съемным (откидным) ярмом методом сравнения с насаженной на стержень образцовой обмоткой, число витков которой заранее известно. На этом же стенде проверяют направление намотки встречным включением обмоток. Допустимое отклонение числа витков от расчетного от $\pm 0,2$ до $\pm 0,3$ %.

Измерением электрических сопротивлений обмоток постоянному току проверяют качество паек, равенство длин параллельных проводов, соответствие сопротивлений обмотки расчетным значениям, идентичность регулировочных ответвлений фазных обмоток. Полученные при измерении сопротивления приводят к расчетной температуре (75 °С) и сравнивают со значениями, указанными в расчетной записке обмотки. Электрическое сопротивление измеряют методом амперметра — вольтметра или специальным «мостом».

Переключающие устройства ПБВ испытывают на электрическую прочность изоляции токоведущих частей приложенным напряжением переменного тока промышленной частоты (50 Гц); измеряют силу контактного нажатия и переходное электрическое сопротивление контактов.

В испытания переключающих устройств РПН входят: испытание электрической прочности изоляции; измерение сопротивлений элементов контактной и токоведущей системы; измерение силы контактного нажатия; проверка последовательности действия контактов и механизмов; снятие круговой диаграммы; измерение сопротивления токоограничивающего резистора; испытание реактора, контактора, приводного устройства и ряд других испытаний и измерений.

Съемные вводы с подпором масла на напряжение до 35 кВ включительно испытывают до установки на трансформатор на герметичность (маслоплотность) избыточным давлением трансформаторного масла и на прочность изоляции приложенным напряжением переменного тока (50 Гц). Маслонаполненные вводы 110 кВ и более испытывают также на механическую прочность повышенным давлением масла, определяют тангенс угла диэлектрических потерь, отбирают пробу масла и подвергают его химическому анализу и испытанию на пробивную прочность, газо- и влагосодержание при 20 и 70 °С. Результаты измерений сверяют с нормами, указанными в технических документах на ввод.

Активную часть в процессе сборки испытывают трижды: после первой и второй сборок, сушки, пропитки маслом и отделки.

После первой сборки испытывают приложенным напряжением изоляцию доступных прессующих частей остова (ярмовых балок, полубандажей, шпилек); измеряют ток и потери х. х.; определяют коэффициент трансформации обмоток каждого стержня на всех регулировочных ответвлениях; измеряют (в трансформаторах IV габарита и выше) сопротивление межлистовой изоляции магнитной системы.

После второй сборки повторяют испытание изоляции доступных стяжных устройств остова; определяют коэффициент трансформации обмоток на всех ответвлениях; определяют группу соединения обмоток; измеряют сопротивление постоянному току обмоток во всех положениях переключающего устройства; определяют напряжение и потери к. з.; для трансформаторов мощностью 10 МВ·А и более измеряют ток и потери х. х. при малом напряжении.

После сушки, пропитки маслом и отделки активной части до ее установки в бак и заливки маслом измеряют сопротивление изоляции обмоток, ярмовых балок и полубандажей остова.

§ 71. Приемосдаточные 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.

При испытаниях очень важно соблюдать не только методику, но и указанную последовательность их проведения. Нарушение последовательности испытаний в отдельных случаях может вызвать повреждение исправного трансформатора. Например, если до предварительной проверки качества залитого в трансформатор масла или сопротивления изоляции обмоток провести испытание электрической прочности изоляции приложенным напряжением, то в случае некачественного масла может произойти пробой изоляции трансформатора, тогда для устранения неоправданного повреждения потребуются полная разборка трансформатора. Поэтому испытания изоляции приложенным напряжением проводят после проверки качества масла и измерения сопротивления изоляции обмоток.

Испытание изоляции трансформатора индуктированным напряжением надо проводить после испытания приложенным напряжением, чтобы при

повреждении изоляции в процессе испытания электрической прочности его можно было выявить испытанием индуктированным напряжением.

Измерение сопротивления обмоток постоянному току производят после опыта к. з., чтобы в случае дефекта в пайке обмоток (отводов) или плохого контакта в местах подключения отводов к вводам и обгорания их контактной поверхности при проведении опыта к. з. можно было найти повреждение измерением сопротивления постоянному току. В противном случае это измерение надо проводить дважды — до и после к. з.

После проведения всех испытаний повторяют измерение сопротивления изоляции мегаомметром.

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 °С диэлектрические потери свежего сухого масла должны быть 0,2—0,4 % (в зависимости от сорта масла), при 70 °С — 1,5—2,5 %.

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 %.

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 пробивного 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, кВ, свежего сухого масла после заливки в трансформатор с номинальным напряжением до 15 кВ должно быть не менее 25, от 15 до 35 кВ включительно — не менее 30, от 60 до 220 кВ — 55.

Пробу масла отбирают так, чтобы в него не попали механические примеси и влага. Прежде чем заполнить посуду для отбора пробы, сливают 2—3 л масла и несколько раз ополаскивают ее. Заполненную посуду плотно закрывают притертой пробкой и после этого масло отправляют на испытание.

Пробу масла, заливаемого в трансформаторы до 10 кВ малой и средней мощности, обычно берут не из бака трансформатора, а из маслосистемы, из которой непосредственно заполняют трансформатор.

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 указывают на его разложение в результате местного перегрева внутри трансформатора.

Химический анализ бывает полный и сокращенный. Перед заливкой в трансформатор, а в мощных трансформаторах и после заливки отбирают пробу масла и делают сокращенный анализ, в объем которого входят: определение кислотного числа, температуры вспышки паров, реакции водной вытяжки, содержания взвешенного угля и механических примесей; проверка прозрачности масла.

Присутствие в масле механических примесей, водорастворимых кислот и щелочей не допускается. Кислотное число свежего сухого масла должно быть не более 0,05; оно показывает, какое количество миллиграммов едкого кали необходимо для нейтрализации кислот, содержащихся в 1 г масла при его подкислении.

Измерение сопротивления изоляции обмоток. 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 — 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 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, производят 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.

Рассмотрим схему измерения мегаомметром сопротивления изоляции трехфазного двухобмоточного трансформатора. Вводы 2 (рис. 166) испытуемых обмоток (например, ВН) соединяют между собой проводником и подключают к зажиму Л (линия) мегаомметра 1, а вводы 3 обмоток НН и зажим 3 (земля) мегаомметра под-

соединяют к заземленному баку 4. Вращая рукоятку мегаомметра (или включая в сеть электронный мегаомметр), доводят частоту вращения до указанной в паспорте (обычно 120 об/мин) и спустя 60 с от начала вращения отсчитывают на шкале прибора значение сопротивления R_{60} изоляции. Затем, соединив вводы 2 испытуемой обмотки с заземленным баком, снимают с них электри-

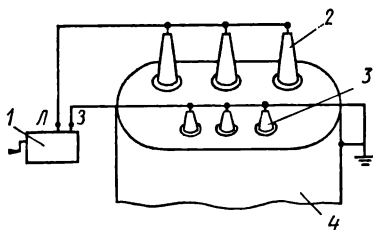


Рис. 166. Схема измерения сопротивления изоляции обмоток трансформатора мегаомметром

ческий заряд и начинают измерять сопротивление изоляции обмоток НН: вводы обмоток ВН соединяют с заземленным баком и мегаомметром, а вводы обмотки НН подключают к зажиму Л мегаомметра и производят аналогичные измерения.

Далее измеряют сопротивление изоляции между обмотками НН и ВН: снимают заряд с обмоток НН, отсоединяют обмотки ВН от корпуса бака (земли) и, не отсоединяя их от мегаомметра, измеряют сопротивление изоляции между подключенными к мегаомметру обмотками ВН и НН. Закончив измерение, соединяют вводы обмоток ВН и НН с баком и снимают с них заряд.

Сопротивление изоляции зависит от температуры, поэтому при его проверке 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 при 10 °С составляет 800—600 МОм, при 70 °С — 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_{a60c} , который представляет собой отношение сопротивления изоляции, измеренного за 60 с, к сопротивлению, измеренному за 15 с: $K_{a60c} = R_{60}/R_{15}$. Для неувлажненных масляных силовых трансформаторов K_{a60c} при 10—30 °С должен быть не ниже 1,3.

При измерении сопротивления изоляции испытуемого 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 мегаомметра с вводами; соблюдают правила электробезопасности. Обмотки обладают значительной электрической емкостью, поэтому можно касаться руками токоведущих частей только после снятия с них электрического заряда.

Соединяя вводы с заземленным баком, следует пользоваться при снятии заряда резиновыми перчатками. Перед началом измерения подают команду — «напряжение подано», после окончания измерения и разряда — «напряжение снято».

Определение коэффициента трансформации. При изготовлении обмоток и сборке схемы соединения трансформатора проверяют: число витков регулировочной и основной части обмотки, схему соединения обмоток и др. Чтобы убедиться в отсутствии дефектов, измеряют коэффициент трансформации, для чего на вводы обмотки НН трансформатора подают напряжение переменного тока обычно 100—400 В. Если трансформатор трехфазный, подают симметричное напряжение на все три фазы. Схема измерения коэффициента трансформации трехфазного двухобмоточного трансформатора методом двух вольтметров показана на рис. 167. С помощью вольтметров 2 и 3 с переключателями измеряют напряжения на сторонах ВН и НН на всех ступенях напряжения, а затем определяют коэффициент трансформации для всех фаз и ступеней. В трансформаторах, у которых коэффициент трансформации 3 и менее, допустимое отклонение от расчет-

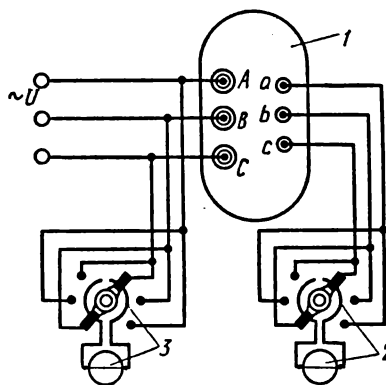


Рис. 167. Схема измерения коэффициента трансформации:

1 — испытуемый трансформатор, 2, 3 — вольтметры с переключателями для измерения напряжений на сторонах ВН и НН

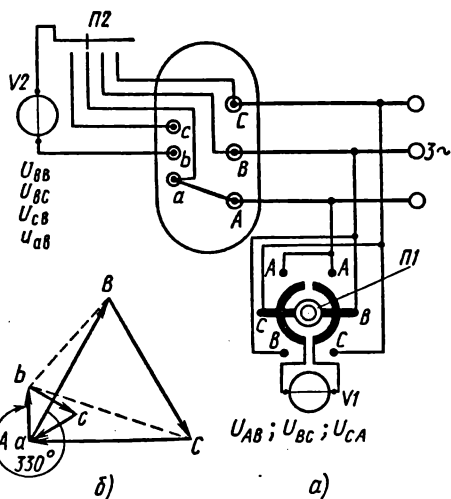


Рис. 168. Определение группы соединения обмоток трехфазного двухобмоточного трансформатора:

а — электрическая схема, б — векторная диаграмма напряжений группы У/Д-11

ного $\pm 1\%$, во всех остальных $\pm 0,5\%$; отклонения по фазам должны быть в пределах 1—2 %.

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 можно определить: методом двух вольтметров, постоянного тока или фазометром. Наиболее распространен метод двух вольтметров, основанный на измерении напряжений между соответствующими вводами обмоток ВН и НН и построении совмещенных векторных диаграмм этих напряжений. Рассмотрим этот метод на примере определения группы соединения обмоток трехфазного двухобмоточного трансформатора, соединенного по схеме звезда — треугольник.

На крышке трансформатора (рис. 168, а) соединяют перемычкой одноименные вводы начал обмоток первичного и вторичного напряжений, обычно А и а. Затем от сети переменного тока на одну из сторон трансформатора (на рисунке ВН) подают трехфазное напряжение 100—200 В и с помощью переключателей П1 и П2 измеряют напряжение между вводами: вольтметром V1 линейные напряжения U_{AB} , U_{BC} и U_{CA} , а вольтметром V2 напряжения U_{bB} , U_{bC} , U_{cB} и u_{ab} .

Зная напряжения, можно построить диаграмму (треугольник ABC) линейных напряжений обмоток ВН (рис. 168, б): откладывают векторы напряжений отрезками в выбранном масштабе и совмещают точки А и а. Пересечение дуг, описываемых отрезками В — б из точки В и С — б из точки С (выражающих в масштабе векторы напряжений U_{bC} и U_{bB}), определит точку б и укажет угловое смещение вектора линейного напряжения

u_{ab} обмотки НН относительно вектора U_{AB} обмотки ВН, т. е. определит группу соединения, в данном случае 11-ю (330°).

Измерением напряжений U_{cc} и U_{cb} и аналогичным построением можно найти точку c вектора U_{bc} , указывающего угловое смещение векторов U_{bc} и u_{cb} . Однако для определения группы достаточно первых двух измерений напряжений U_{bb} и U_{bc} .

В заводской практике для определения группы соединения обмоток трансформаторов не строят векторных диаграмм, а пользуются таблицей коэффициентов трансформации групп $K_{гр}(U_{bв}/u_{нн}; U_{bc}/u_{нн} \text{ и } U_{cb}/u_{нн})$, рассчитанных заранее для всех стандартных групп соединения обмоток. Для определения группы достаточно указанным способом измерить соответствующие напряжения, определить коэффициенты трансформации и по ним в таблице найти группу.

Метод постоянного тока применяют, как правило, при проверке группы соединения однофазных трансформаторов. Подключают два гальванометра (один к вводам ВН, второй к НН) и подают от аккумуляторной батареи через рубильник на одну из обмоток напряжение 4—12 В. Если при замыкании цепи стрелки гальванометров отклонятся в одну сторону, то обмотки имеют одинаковую полярность, а трансформатор группы соединения 0 (нулевую). При отклонении стрелок в разные стороны соединение соответствует 6-й группе.

Метод фазометра заключается в том, что фазометр со шкалой (отградуированной в градусных делениях), включенный по определенной схеме, которая получает питание от сети переменного тока 127—220 В, указывает угловое смещение векторов линейных напряжений первичной и вторичной обмоток, т. е. непосредственно показывает группу соединения обмоток.

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 второй обмотки испытываемого трансформатора соединяют между собой и заземляют вместе с корпусом. Напряжение плавно повышают от нуля до испытательного.

Схема испытания приложенным напряжением изоляции обмоток ВН трехфазного двухобмоточного трансформатора показана на рис. 169. Как

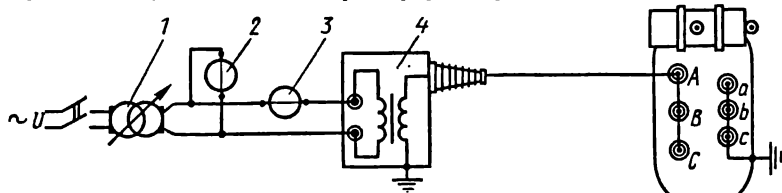


Рис. 169. Схема испытания изоляции обмоток ВН приложенным напряжением

видно из рисунка, вводы *A*, *B* и *C* этих обмоток соединены между собой и подключены общим проводом к вводу испытательного трансформатора *A*, а вводы *a*, *b* и *c* обмоток НН соединены общим проводом с заземленным корпусом бака.

С помощью регулировочного трансформатора *I*, подключенного к источнику переменного тока с частотой 50 Гц, плавно поднимают напряжение трансформатором *4* до испытательного. Если в течение 1 мин с момента подачи испытательного напряжения амперметр *3* не показывает увеличения тока, а вольтметр *2* — снижения напряжения и внутри трансформатора не наблюдается разрядов (потрескиваний), то плавно снижают напряжение до нуля и считают, что трансформатор испытание выдержал. В таком же порядке испытывают остальные обмотки. Обычно вначале испытывают обмотки НН, затем СН и далее ВН. Пробои и частичные разряды при испытаниях сопровождаются звуковыми явлениями и скачкообразными изменениями показаний приборов.

До испытания приложенным напряжением маслу дают отстояться после его заливки в бак трансформатора в течение 12 ч для удаления из него воздуха.

Испытательное напряжение, кВ, зависит от класса напряжения трансформатора: в масляных трансформаторах 10 кВ оно составляет 35, 35 кВ — 85, 110 кВ — 200; для сухих трансформаторов 6 кВ — 16, 10 кВ — 23 и 15 кВ — 37.

Определение потерь и напряжения короткого замыкания. Потери мощности (нагрузочные потери) при коротком замыкании 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. Напряжение к. з., являющееся одной из важных характеристик, определяют для сравнения его с расчетным значением.

Для определения потерь и напряжения к. з. трансформатора проводят опыт короткого замыкания. Схема определения потерь мощности и напряжения к. з. трехфазного двухобмоточного трансформатора с включением токовых цепей, измерительных приборов через трансформаторы тока *ТТ* двумя ваттметрами *W* показана на рис. 170. Вводы *a*, *b*, *c* обмоток НН замыкают накоротко медной перемычкой, а на вводы ВН подают такое напряжение, чтобы в обмотках установился номинальный ток, т. е. напряжение U_k . Опыт допускается проводить и при малом на-

пряжении, однако ток в обмотках должен быть не меньше 25 % номинального. Измеренные напряжения к. з. и потери пересчитывают на номинальный ток.

Нагрузочные потери в таблицах приводятся для температуры обмоток 75 °С, поэтому при испытании измеряют температуру обмоток и производят соответствующий пе-

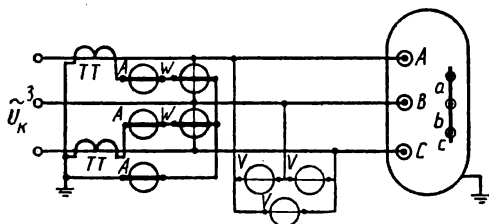


Рис. 170. Схема опыта короткого замыкания трехфазного двухобмоточного трансформатора с включением токовых цепей приборов через трансформаторы тока

ресчет. Если полученные при измерении потери к. з. больше расчетных, в трансформаторе имеется неисправность. Определяют дефект, устраняют его и повторяют опыт к. з.

По данным потерь мощности к. з. и х. х. определяют кпд трансформатора — экономичность его работы.

Испытание изоляции индуктированным напряжением. Электрическую прочность изоляции между витками, слоями, катушками, секциями и фазами проверяют индуктированным напряжением. Подводят к одной из сторон 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 выделения газа отсутствуют, а напряжения фаз симметричны, то трансформатор считается выдержавшим испытание.

Измерение тока и потерь холостого хода. Измерением тока и потерь мощности при х. х. 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 х. х., превышающий расчетный, указывает на возможно увеличенные размеры в пластинах стыков или их недоукомплектовку при сборке магнитной системы.

Увеличение потерь х. х. 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 х. х. проводят опыт холостого хода. В зависимости от мощности, напряжения и числа фаз трансформатора существуют различные схемы, применяемые при его проведении: с непосредственным включением приборов в цепь тока; с включением через измерительные трансформаторы тока и напряжения; трехфазные и однофазные; измерения мощности методами двух и трех ваттметров и др.

Электрическая схема измерения тока и потерь х. х. трехфазного двухобмоточного трансформатора с непосредственным включением приборов и измерением мощности методом двух ваттметров показана на рис. 171. 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 трансформа-

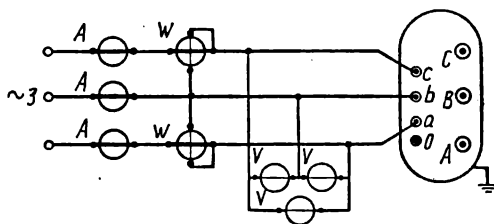


Рис. 171. Схема опыта холостого хода трехфазного двухобмоточного трансформатора

тором, и токи. Контролируют вольтметрами симметричность подведенного напряжения.

В трехфазных трансформаторах с несимметричной магнитной системой, а следовательно, с несимметричностью токов за ток х. х. принимают среднее арифметическое значение трех линейных токов, измеренных при номинальном напряжении, а за номинальное напряжение — среднее арифметическое значение трех линейных напряжений.

Полученные при измерении токи и потери х. х. сравнивают с нормами, если отклонения в пределах допусков, трансформатор годен к работе, в противном случае находят причину, устраняют ее и еще раз проводят опыт х. х.

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 при приемо-сдаточных испытаниях 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 напряжения (амперметра — вольтметра) или специальным прибором — мостом.

При измерении малых сопротивлений (несколько единиц ом и меньше) применяют схему, показанную на рис. 172, при больших сопротивлениях (несколько десятков ом и более) вольтметр включают до амперметра.

В качестве источника питания служит аккумуляторная батарея 4—12 В. Измерения производят при токе не более 10 А, регулируя его реостатом 2. Зная напряжение и ток, вычисляют сопротивление, вводят поправку на внутреннее сопротивление приборов и получают определяемое сопротивление. Затем приводят его к расчетной температуре (75°C) и сравнивают с указанным в расчетных документах.

Измерение других изоляционных характеристик. При измерении сопротивления изоляции обмоток, электрической прочности масла и в других случаях может возникнуть сомнение в отношении увлажнения изоляции трансформатора, тогда определяют

дополнительные изоляционные характеристики: $\text{tg } \delta$ — диэлектрические потери в изоляции; C_2/C_{50} — отношение емкостей при частоте 2 и 50 Гц.

Для определения отношения C_2/C_{50} применяют прибор контроля влажности ПКВ, принцип действия которого основан на измерении емкостей обмоток трансформатора при частотах тока 2 и 50 Гц. В зависимости от степени увлажнения изоляции эти емкости отличаются одна от другой. Тангенс

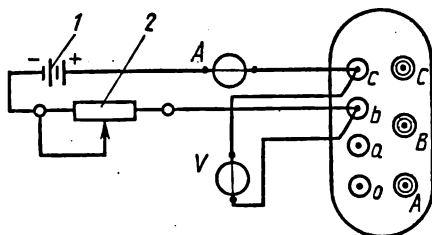


Рис. 172. Схема измерения сопротивления постоянному току обмоток методом падения напряжения:

1 — аккумулятор, 2 — реостат

угла диэлектрических потерь и емкость определяют для всех трансформаторов 35 кВ мощностью 10 МВ·А и более и для всех трансформаторов 110 кВ и более. Необходимость определения этих характеристик возникает при решении вопроса о возможности введения в работу трансформаторов после вскрытия их при монтаже и эксплуатации.

Контрольные вопросы

1. Какие испытания проводят перед выпуском трансформатора с завода?
2. Для чего испытывают изоляцию трансформатора приложенным и индуктированным напряжениями?
3. Что определяют при проведении опыта холостого хода?
4. Как определяют группу соединения обмоток трансформатора?
5. Чем и как измеряют сопротивление изоляции трансформатора?
6. Как измеряют коэффициент трансформации и электрическое сопротивление обмоток?

Глава X

РАЗБОРКА, ОТДЕЛКА И МОНТАЖ ТРАНСФОРМАТОРОВ

§ 72. 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 и 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 установки всех его наружных устройств (система охлажде-

ния вместе с радиаторами-охладителями, 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 устройств, которые необходимы для проведения испытаний, определяется 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 демонтированную 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 несущей конструкции. Если для крепления активной части предусмотрены выходящие наружу бака распорные винты, их поочередно равномерно до отказа заворачивают, 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 пред-

метов 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 недостающую деталь (гайку, шайбу), следует отыскать ее, выполнив при необходимости слив масла или выемку активной части 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.

§ 73. 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 прикрепляют к верхней ярмовой балке. Затем устанавливают переключающее устройство на ступень номинального напряжения и фиксируют его стопорными болтами колпака привода. Пломбируют приводы устройств ПВВ и РПН.

Заполняют воздухоосушитель техническим и индикаторным силикагелем, а его затвор трансформаторным маслом. В конце отделки табличку, тоководные 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 передает на отгрузку для транспортирования к месту монтажа и вводу в эксплуатацию.

§ 74. 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, транс-

портируемых 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 долитым 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 °С измеряют изоляционные характеристики. 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 для сообщения бака 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 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 на $1—1,5^\circ$ (подкладками под катки), присоединяют к баку заземление. Далее измеряют сопротивление изоляции смонтированных электрических цепей: если оно в норме (не менее $0,5 \text{ МОм}$), 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.

Контрольные вопросы

1. Для чего производят частичный демонтаж трансформаторов перед отгрузкой?
2. Какие работы входят в отделку трансформаторов?
3. Что проверяют перед монтажом трансформатора после его прибытия к месту установки?

Глава XI

ОРГАНИЗАЦИЯ И МЕХАНИЗАЦИЯ СБОРОЧНЫХ РАБОТ

§ 75. 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. Это достигается внедрением в производство новой техники, автоматизации и механизации работ, совершенствованием технологических процессов, повышением технического и культурного уровня сборщиков.

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, обусловленные техническими документами.

По мере совершенствования и изменения конструкции трансформаторов изменяется технологический процесс, чему немало помогают рационализаторы и изобретатели. Внедрение более усовершенствованных процессов и конструкций осуществляется внесением изменений в технологические и конструкторские документы. Разрабатывают и изменяют эти документы отдел главного конструктора (ОГК) завода и отдел главного технолога (ОГТ), занимающийся технологической подготовкой производства.

Чертежи и технологические документы содержат графические и текстовые материалы, определяющие конструкцию и технологический процесс сборки трансформатора. Их разрабатывают на основе новейших государственных и отраслевых стандартов, стандартов предприятия, а также других руководящих технических материалов.

К основным технологическим документам, используемым при изготовлении и сборке трансформаторов, относят: технологические инструкции; маршрутные карты; карты технологического 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 под-

готовку 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.

В задачу конструкторского отдела завода входит разработка наиболее совершенной конструкции трансформаторов (с высоким кпд, небольшими габаритами и массой), обеспечивающей высокую надежность в работе. Воплощение разработок ОГК и ОГТ в изделие осуществляется непосредственно в цехах и на участках завода.

Для управления производством, обеспечения цехов необходимыми материалами, запасными частями, инструментами, оборудованием и другими материальными, техническими и энергетическими ресурсами, осуществления хозяйственной и административной деятельности каждый завод имеет соответствующие отделы, службы и аппарат управления.

Типовую структуру трансформаторостроительного завода составляют: основные производственные цехи — магнитных систем (магнитопроводов), обмоточный, электроизоляционный, горячей и холодной обработки металлов, сборочный, а также испытательная станция;

вспомогательные цехи — инструментальный, ремонтно-механический, электроремонтный, нестандартного оборудования, экспериментальный и др.;

вспомогательные хозяйства — складское, транспортное, энергетическое;

отделы — главного конструктора, главного технолога, главного металлурга, главного механика, главного энергетика, производственно-диспетчерский, планово-экономический, финансовый, материально-технического снабжения, труда и зарплаты, сбыта готовой продукции, кадров, охраны завода, жилищный, административно-хозяйственный, а также заводские лаборатории;

администрация — директор завода, главный инженер, заместители.

§ 76. Стандартизация и контроль качества работ

Период научно-технического прогресса характерен повышением качества выпускаемой продукции, увеличением удельного веса продукции высшей категории качества, внедрением комплексных систем управления качеством, совершенствованием стандартизации и технических условий на готовую продукцию, внедрением в производство научной организации труда (НОТ).

Под управлением качеством продукции понимают целенаправленные действия, обеспечивающие производство изделий с оптимальными качественными характеристиками, полностью соответствующими требованиям потребителей.

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 поверки, 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 каждые 5 лет.

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), 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.

Существуют стандарты контроля качества и соблюдения технологической дисциплины. В ходе контроля проверяют: соответствие изделий установленным требованиям; соответствие оборудования, инструмента, производственной оснастки установленной технологии; состояние рабочих мест; организацию складирования заготовок и готовой продукции; условия безопасности труда, а также соблюдение чертежей, операционных и технологических карт, стандартов и технологических инструкций.

Контроль качества на заводах осуществляет отдел технического контроля (ОТК), подчиняющийся главному инженеру завода, а в цехах выполняют технические контролеры, подчиняющиеся только начальнику ОТК.

Различают контроль качества входной, предупредительный и приемочный. При входном проверяют качество поступающего материала (сырья), комплектующих изделий, при предупредительном — параметры технологического процесса и изделия в процессе производства, при приемочном — качество готовой продукции.

Качество готовой продукции в зависимости от вида выпускаемого изделия характеризуется надежностью, производительностью, мощностью, точностью, кпд, удельным расходом топлива (энергии), материалов на единицу продукции и др.

Надежность (безотказность, ремонтоспособность, долговечность и сохраняемость) — свойство изделия выполнять заданные функции, сохраняя свои эксплуатационные показатели в заданных пределах в течение установленного стандартом промежутка времени.

Качество выпускаемой продукции зависит от многих факторов — от уровня проектных разработок конструкций и технологических процессов до отдельных операций, выполняемых на рабочих местах; от соблюдения исполнителями технологической дисциплины, организации и культуры производства, а также стандартов на всех стадиях производства. Поэтому высокое качество выпускаемой продукции достигается внедрением комплексной системы управления качеством, основанной на стандартах предприятий, которые разрабатывают в соответствии с государственными и отраслевыми стандартами.

Комплексная система управления качеством ускоряет повышение технического уровня, надежность и долговечность изготавливаемой продукции, позволяет полнее использовать резервы и возможность для улучшения качества изделия. В последние годы на передовых заводах и в объединениях продолжает внедряться автоматизированная система управления, контролирующая внедрение и соблюдение стандартов и качество продукции (АСГН).

Большое значение в комплексной системе управления качеством продукции имеет внутризаводская аттестация изделий, которая проводится по двум категориям: высшей — с присвоением «Аттестата качества» и второй; остальная продукция должна иметь первую категорию качества.

Аттестация качества проводится не более чем на один год аттестационной комиссией завода (объединения) под председательством руководителя завода.

Совершенство организации и контроля качества достигается внедрением НОТ — наиболее эффективного в технико-экономическом, социальном и психологическом отношениях совмещения деятельности людей и техники в едином производственном процессе на основе достижений науки и передовой практики.

Действенный контроль качества выпускаемой продукции может быть достигнут при наличии совершенных измерительных средств и методов проверки, для чего в СССР создана метрологическая служба, в задачу которой входят: создание совершенных, отвечающих современному уровню развития науки и техники эталонов, образцовых измерительных инструментов и приборов, методов и способов контроля; периодическая проверка точности применяемой на заводах (предприятиях) измерительной техники; установление единой системы контроля и единиц измерений.

§ 77. 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 оптимальный способ их изготовления. Габариты трансформаторов определяют требуемое оборудование и оснащение, технологические операции и их последовательность. Сборка трансформаторов небольших размеров и масс легче поддается механизации, крупных — более 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.

На площадки в установленное время подают заранее скомплектованные сборочные единицы, детали и материалы, при этом по мере выполнения сборочных операций перемещают краном или другим грузоподъемным механизмом активную часть с одной площадки на другую. После первой и второй сборок ее подают на испытательную станцию для операционных (предварительных) испытаний. Затем активную часть помещают в камеру для сушки. После сушки и пропитки маслом ее транспортируют на площадку для отделки окончательной сборки. Заканчивают поточный цикл приемо-сдаточными испытаниями и подготовкой к отгрузке на склад или непосредственно потребителю.

Сборка трансформаторов в потоке требует четкой работы цехов и участков, изготавливающих отдельные части, комплектовщиков сборочных единиц и деталей, ритмичной работы бригады сборщиков.

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 ак-

тивной части на испытательную станцию после первой сборки; подъем и перемещение ее с испытательной станции на площадку второй сборки; повторение этих операций после второй сборки — и 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.

§ 78. Механизация сборочных работ

Общие сведения. Механизация не только освобождает человека от выполнения тяжелых, трудоемких и утомительных операций, но и повышает производительность труда и качество работы. Она является одним из главных направлений научно-технического прогресса, обеспечивает развитие производительных сил и служит материальной основой для повышения эффективности интенсивно развивающегося общественного производства.

Механизация производства достигается разработкой и внедрением прогрессивных технологических процессов, применением высокопроизводительного оборудования, механизмов и различных устройств, высвобождающих частично или полностью участие человека в технологическом процессе выпуска продукции. Внедрение механизации в технологические процессы производства, или комплексная механизация, создает предпосылку для автоматизации всего производства, при которой все рабочие и вспомогательные процессы при изготовлении изделия осуществляются без непосредственного участия человека.

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. Рассмотрим более подробно механизацию отдельных работ.

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 (имеющиеся при обычной технологии сборки),

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.

Цепи приводятся в движение от сцепленных с ними ведущих зубчатых колес — «звездочек», расположенных на общем валу, который получает вращение от электродвигателя через редуктор, снижающий частоту вращения, и другие механические передачи. Цепи перемещаются перекаткой роликов по стальным опорным дорожкам. Провисание цепей предотвращается натяжным механизмом, сцепленным с цепями свободно вращающимися звездочками.

Технология конвейерной сборки трансформаторов отличается от обычной технологии тем, что на сборку подают отдельные пластины магнитной системы, а не остов в собранном виде и крепящие ее сборочные единицы и детали; обмотки не насаживают на стержни раздельно, а подают к специальному горизонтальному гидравлическому прессу, установленному в начале конвейера, на котором их комплектуют, вставляя обмотки НН в ВН, и расклинивают прессованием, затем укладывают на конвейер.

Схема гидравлического прессования и расклиновки обмоток показана на рис. 173. Обмотку высшего напряжения 4 укладывают на призму 20, расположенную на станине 21 пресса. В кассету 8 помещают обмотку низшего напряжения 5, а в пазы кассеты устанавливают концентрически клинья 6. На конце штока 9 пресса находится звездочка 7, в которую упираются концы клиньев и торец обмотки. На противоположном торце обмотки ВН имеется передвижной упор 3, ограничивающий в заданных

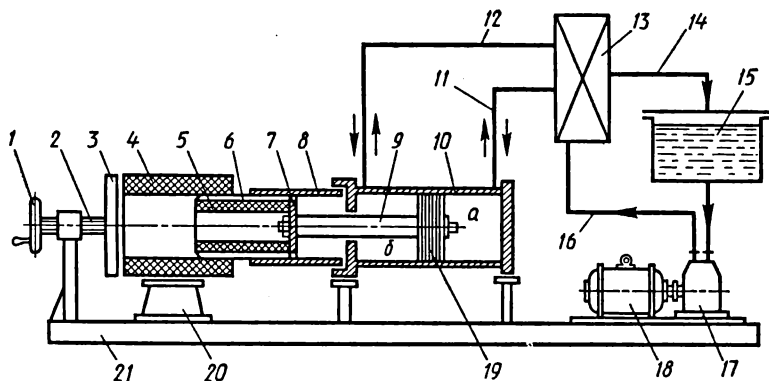


Рис. 173. Схема гидравлического прессования и расклиновки обмоток

пределах перемещение обмоток. В зависимости от высоты обмоток упор перемещают с помощью маховика 1 и винта 2.

Включением в работу электродвигателя 18 приводят в действие насос 17, который через гидравлическую систему управления 13, состоящую из реверсивных кранов, золотников, клапанов, стоп-кранов и других устройств (на рисунке не показаны), создает нагнетанием масла из маслобака 15 через трубы 16 и 11 требуемое давление в полости а цилиндра 10. Испытывая давление, поршень 19 цилиндра перемещается, и с помощью штока 9 звездочка 7 одновременно давит на обмотку НН и клинья, впрыскивая их в обмотку ВН, при этом из полости б цилиндра по трубам 12 и 14 через систему управления масло перетекает в маслобак. Когда торцы обмоток ВН и НН совпадут, в полости а давление автоматически снизится, и масло возвратится из нее по трубам 11 и 14 в маслобак. Затем под давлением масла, автоматически поступающего в полость б, поршень переместится в исходное положение.

Освободив упор, проверяют качество расклиновки и расположение обмоток, снимают их с прессы и переходят к комплектровке следующих фаз. Укомплектованные обмотки подают на конвейер. Одновременно подают и укладывают (в установленное графиком время) грузоподъемными механизмами на специальные стеллажи, расположенные по обеим сторонам конвейера, необходимые сборочные единицы, детали и материалы (ярмовые балки, изоляцию, отводы, переключатель).

На входной части конвейера поточно-механизированной линии производят первую сборку трансформатора. Первой операцией является укладка и закрепление обмоток. Укомплектованные фазные обмотки укладывают горизонтально на специальное приспособление, закрепленное на конвейере. Приспособление устроено так, что в зависимости от геометрических размеров активной части трансформатора (магнитной системы, обмоток) позволяет регулировать расстояние между верхними и нижними ярмовыми балками и межосевое расстояние.

После регулировки проверяют специальными шаблонами размеры и правильность взаимного расположения обмоток и ярмовых балок, закрепляют обмотки в приспособлении и затягивают гайками вертикальные шпильки, связывающие между собой верхние и нижние ярмовые балки.

Через промежутки времени, соответствующий ритму пульсации, настил конвейера вместе с обмотками перемещается на следующее рабочее место (на шаг, равный расстоянию между соседними рабочими местами), на котором производят очередную технологическую операцию сборки.

На второй и последующих операциях первой сборки шихтуют непосредственно в обмотки пластины магнитной системы, расклинивают обмотки НН, устанавливают ярмовые балки и производят ими вначале предварительную, а затем после установки угольников и пластин, крепящих планки отводов и опорных планок остова, окончательную прессовку ярма. Пакеты пластин в процессе шихтовки выравнивают подбивкой с помощью фибровых подкладок.

Рабочие места сборщиков размещают на двух противоположных сторонах конвейера, чтобы каждую операцию выполняли два человека и работа каждого из них была одинакова по трудоемкости. В зависимости от

технологического процесса сборки места оснащают необходимыми инструментами, приспособлениями и аппаратурой.

Трудоемкие технологические операции, требующие большой затраты времени, разбивают (дробят) в соответствии с ритмом работы конвейера на более мелкие. Так, технологический процесс первой сборки разбивают на десять одинаковых по трудоемкости операций, при этом шихтовку в обмотки пластин магнитной системы дробят на количество операций, соответствующее числу входящих в нее пакетов. Каждой операцией здесь является шихтовка пакета двумя сборщиками. На рабочих местах сборщиков имеется кнопка «стоп», которой при необходимости останавливают конвейер.

После первой сборки активную часть поднимают и устанавливают вертикально на вторую часть конвейера для второй сборки. В технологический процесс второй сборки входят четыре одинаковые по трудоемкости операции: крепление отводов планками и планок к угольникам; зачистка концов и пайка отводов обмоток ВН и НН; зачистка мест пайки и изолировка их.

Закончив вторую сборку, снимают активную часть с конвейера, испытывают в объеме, предусмотренном программой, и помещают в шкаф для сушки. После сушки ее устанавливают на третий конвейер, предназначенный для окончательной сборки трансформатора. На рабочие места этого конвейера подают необходимые сборочные единицы, детали, крепеж и материалы: баки, крышки, расширители, вводы, переключающие устройства и др. Детали вводов, переключающих устройств и крепеж размещают на специальных стеллажах, резиновые прокладки — на стойках. Рабочие места оснащают пневматическими гайковертами с подводкой к ним сжатого воздуха.

Технологический процесс третьей сборки на конвейере разбивают на четыре операции: отделка активной части после сушки, установка и крепление переключателя ПБВ, подсоединение к зажимам переключателя регулировочных отводов; опускание активной части в бак и крепление ее в баке; установка на бак крышки и крепление ее болтами; установка вводов, расширителя, привода переключателя и других комплектующих устройств.

Перед опусканием в бак активную часть подвергают операционному (промежуточному) испытанию в объеме, предусмотренном стандартом предприятия. Трансформатор заливают маслом и испытывают на плотность. Собранный трансформатор проходит электрические испытания. Если замечаний нет, производят окончательную внешнюю отделку и транспортируют его на склад готовой продукции.

Механизация сборки трансформаторов 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. Схема механизированной поточной линии сборки трансформаторов с пространственной магнитной системой, состоящей из трех однофазных навитых магнитных систем, показана на рис. 174.

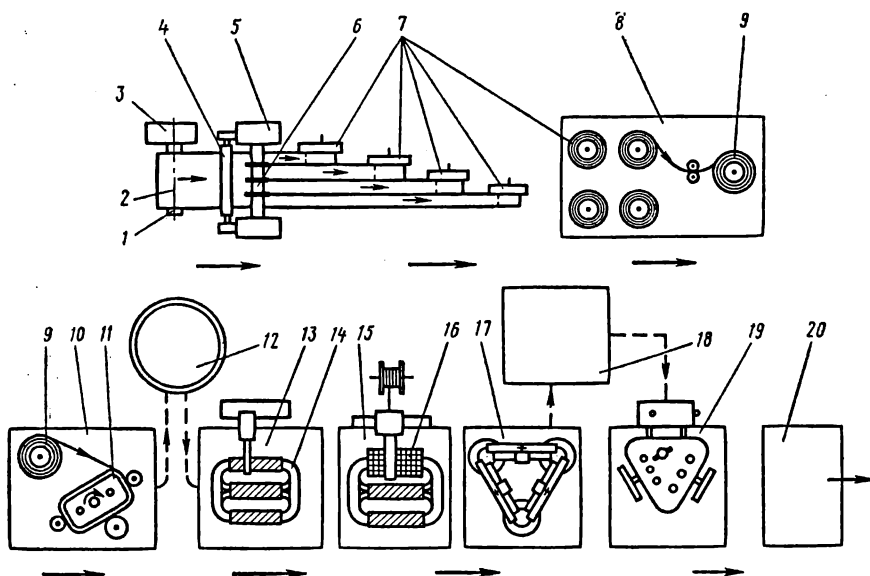


Рис. 174. Схема механизированного потока сборки трансформаторов с пространственной магнитной системой

Сборку начинают с продольной резки рулонной электротехнической стали на ленты. Рулонная сталь 2 поступает с барабана 1 разматывателя 3 через заправочные валки 4 на ножницы 5 с дисковыми ножами. Число ножей на валу 6 зависит от количества лент, которое заложено в конструкцию данной магнитной системы (магнитопровода).

Для получения поперечного сечения стержней и ярм заданной формы, отличающейся от прямоугольной, ленты навиваемой магнитной системы должны иметь разную ширину, поэтому дисковые ножи устанавливают на валу на заданном расстоянии друг от друга с помощью размещаемых между ними втулок.

Поперечное сечение стержней каждой однофазной магнитной системы должно допускать их совмещение под углом 60° , максимально приближаясь к форме полукруга, чтобы в совмещенном состоянии образовывалась форма, близкая к кругу. Сечение такой конфигурации с плавным переходом получают с помощью лент, имеющих по всей длине разную ширину, для чего вал с дисковыми ножами при резании специальным подающим устройством непрерывно смещается вдоль оси вращения.

Ленты, получаемые резанием, наматываются на вращающиеся бобины 7, установленные на специальной станине. После заполнения лентой их снимают и устанавливают на вертикальные валы перемоточного стола 8, на котором ленты перематывают в заданной последовательности соответственно их ширине на одну большую бобину 9, при этом ленты проходят через направляющие ролики и кромкосниматель. При перематке ленты сращивают точечной электроконтактной сваркой с использованием портативной переносной контактной головки.

После перемотки бобину 9 надевают на вал станка 10 для навивки магнитной системы. Конец ленты заводят на съемную металлическую оправку 11, подобранную соответственно размерам магнитной системы данного трансформатора и установленную на вертикальный вал станка, и, выполнив один виток, скрепляют его контактной сваркой.

При включении станка в работу оправка начинает вращаться, навивая на себя ленту, при этом слои ленты уплотняются специальными роликами, прижимаемыми пневматическим устройством. После навивки магнитной системы конец ленты, как и ее начало, закрепляют точечной сваркой. Затем навитую систему вместе с оправкой помещают в печь 12 для отжига при 800—830 °С.

После отжига и остывания в заданном режиме магнитную систему снимают с оправки и измеряют потери х.х. Если они в норме, устанавливают три однофазные навитые магнитные системы на станок 13 и комплектуют из них пространственную магнитную систему 14 трехфазного трансформатора: устанавливают и закрепляют их в специальном приспособлении станка под углом 60° друг к другу, бандажируют стеклобандажной лентой совмещенные стержни с помощью станка, при этом между сопрягаемыми плоскостями стержней ставят изоляционную прокладку.

Собранную трехфазную магнитную систему после проверки на соответствие потерь х.х. нормам перемещают на намоточный станок 15, где методом вмотки витков наматывают обмотки 16 (ВН и НН) с установкой изоляции и расклиновкой их. Операции, выполняемые на этом станке, соответствуют первой сборке трансформатора.

Дальнейшие технологические процессы сборки аналогичны рассмотренным ранее: устанавливают вертикально активную часть на рабочее место 17 и производят вторую сборку; затем сушат ее в шкафу 18; отделяют после сушки и производят операционные испытания; далее выполняют третью сборку на рабочем месте 19. Собранный трансформатор пропускают через испытательную станцию 20 и после внешней отделки транспортируют на склад готовой продукции.

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 трансформаторов. Переход на бесшпильную конструкцию позволил механизировать сборку плоских магнитных систем (магнитопроводов), 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 (см. рис. 87, а). При включении привода вертикального перемещения прессующая балка станда начинает опускаться и давить на стержень, прессуя его. При достижении заданного усилия прессовки электродвигатели привода автоматически отключаются.

После опрессовки приступают к наложению стеклобандажей (рис. 175) на стержни с помощью механизма намотки бандажей, установленного на пресс-стенде. Механизм состоит: из стальной коробчатой обоймы 5

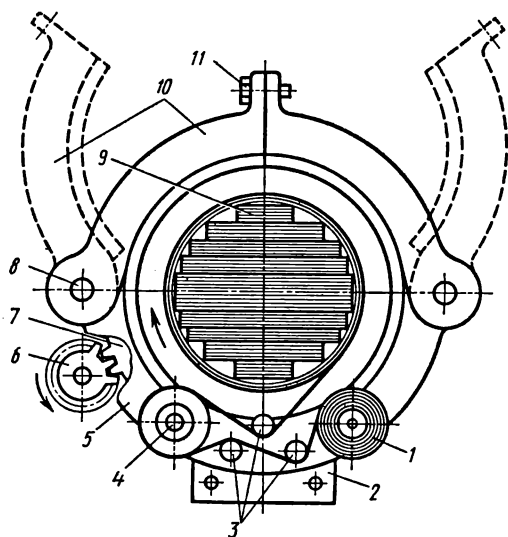


Рис. 175. Механизм намотки стеклобандажей

с двумя разводными сегментами 10, шарнирно связанными пальцами 8 с обоймой; вмонтированной в обойму планшайбы 7 с зубчатым венцом; установленной на планшайбе бобины 1 с рулоном стеклотенты; направляющих роликов 3 и фрикционной муфты 4, создающей необходимое усилие натяжения ленты (обычно 900—1000 Н); плиты 2 для крепления к прессующей балке пресс-стенда. Зубчатое колесо 6 вала электродвигателя приводит во вращательное движение планшайбу 7. Бобина, ролики и фрикцион, вращаясь вокруг стержня 9 вместе с планшайбой, плотно укладывают (виток за витком) стеклотенту. Требуемую ширину стеклобандаж и возможность намотки бандажей в разных местах по высоте стержня получают перемещением каретки намоточного механизма вдоль балки с помощью реечной передачи, а необходимую толщину бандаж — количеством уложенных слоев ленты. В процессе бандажирования при натяжении лента разогревается, становится более эластичной и липкой, поэтому бандаж приобретает монолитность и высокую механическую прочность.

Для фиксации стеклобандажей в буковых деталях, укладываемых в углы пакетов и на плоские стороны стержней, имеются углубления (пазы), рассчитанные на ширину и толщину стеклобандаж с подмоткой электрокартона.

Для охвата и освобождения стержня от механизма намотки вывинчивают болт 11 и разводят сегменты в стороны, как показано на рисунке пунктиром.

Санеобразная форма стола пресс-стенда позволяет кантовать его вместе с магнитопроводом (см. рис. 87, а). Для этого на основании 1 (толстом стальном листе), на котором установлен стенд, имеются рейки 2, а на закругленной части балок — пальцы 3, сцепленные с рейками. Стол снабжен специальными кронштейнами — подпорками, предотвращающими

ми кантовку на угол, больший чем 90° , и удерживающими стол в вертикальном положении, и упорами, предохраняющими магнитопровод от сползания при кантовании.

Некоторые заводы производят бандажирование не на пресс-стенде, а отдельно. После опрессовки на пресс-стенде стержни временно стягивают специальными цепными бандажами. Магнитопровод ставят мостовым краном с помощью стенда в вертикальное положение и перемещают к механизму бандажирования.

Наложение бандажей производят аналогично, с той разницей, что в первом случае магнитная система расположена горизонтально, а во втором — вертикально.

Механизация прессовки обмоток при сборке активной части. Одной из трудоемких операций в процессе сборки активных частей трансформаторов III габарита и выше являлась прессовка обмоток вручную. Механизация этой ответственной операции достигнута усовершенствованием гидропрессующего устройства. Между прессующими кольцами обмоток и полками ярмовых балок каждой фазы устанавливают гидродомкраты небольших размеров, к каждому из которых подведен от коллектора шланг (рукав), рассчитанный на требуемое давление. С помощью насосной станции, работающей от электродвигателя, масло подается из бачка в коллектор, а из него в гидродомкраты, создавая требуемое давление, контролируемое манометром.

Под напором масла из корпусов домкратов выступают рабочие цилиндры, которые упираясь в ярмовые балки, оказывают давление на прессующие кольца. Достигнув расчетного давления, насосная станция отключается. Сборщику остается подвинтить без особого усилия гайки и законтроить их. Число устанавливаемых домкратов зависит от требуемого усилия прессовки. Прессовка гидродомкратным устройством повышает производительность труда и качество работы.

В число других механизированных работ входят: автоматизированная поперечная резка электротехнической стали; «холодная» сварка проводов; механизация средств транспортировки сборочных единиц; применение средств малой механизации в виде механизированного инструмента и приспособлений.

Контрольные вопросы

1. Какие технологические документы вы знаете?
2. Расскажите о различных видах стандартов.
3. Назовите виды контроля качества продукции.
4. Какие применяют способы организации сборки трансформаторов?
5. Расскажите о способах механизированной сборки трансформаторов.

§ 79. 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 с пробивным напряжением 10—12 кВ. Для доведения его электрической прочности до нормы, удаления случайных механических примесей или дегазации (при пленочной защите) масло подвергают обработке с помощью маслоочистительной аппаратуры и оборудования — центрифуг, фильтр-прессов, цеолитовых и дегазационных установок.

Для обезвоживания и удаления из масла механических примесей его центрифугируют — пропускают через специальную вакуумную центрифугу (сепаратор), работающую на принципе отделения составных частей (масла, воды, механических частиц) соответственно их плотности под действием центробежных сил.

Для наиболее интенсивного отделения воды масло при центрифугировании нагревают до 40—50 °С. Чтобы пробивное напряжение достигло 55—60 кВ, масло пропускают через центрифугу 2—3 раза. Центрифугирование применяют при наличии в масле большого количества воды.

Фильтрование — способ очистки масла продавливанием 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. Аппарат, который служит для фильтрования масла, называется фильтр-прессом и состоит из ряда чугунных рам (рис. 176, а), пластин (рис. 176, б) и заложенной между ними фильтровальной бумаги. Пластины и рамы чередуются между собой. Весь комплект вместе с фильтровальной бумагой зажат между двумя массивными плитами винтом. Рамы, пластины и бумага имеют в нижних углах по два отверстия: А — для входа грязного масла и Б — для выхода очищенного масла. В пластинах с обеих сторон находятся продольные и поперечные каналы, не доходя-

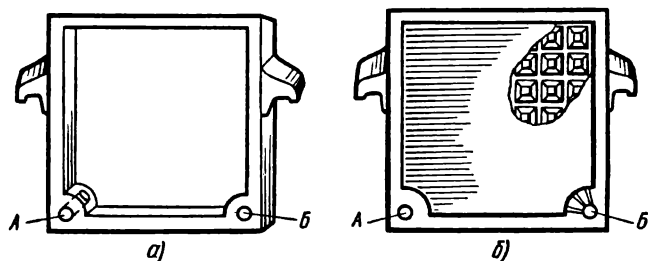


Рис. 176. Детали фильтр-пресса:
а — рама, б — пластина

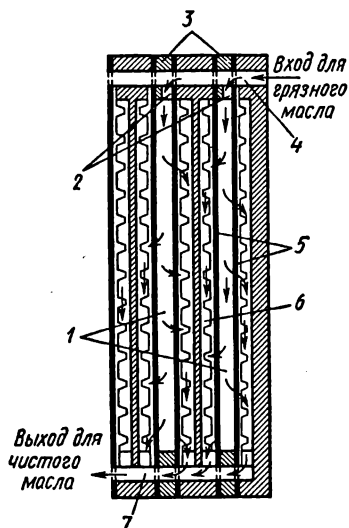


Рис. 177. Схема действия фильтр-пресса

щие до краев, благодаря которым их поверхность покрыта большим количеством усеченных пирамид.

Внутри рам 3 (рис. 177) образуются камеры 1 для неочищенного масла. Камеры сообщаются щелями 2 в углах рам с общим сквозным отверстием 4, в которое нагнетается грязное масло. Просочившись сквозь фильтровальную бумагу 5 камер, очищенное масло поступает к решеткам пластин 6, а затем по канавкам пластин попадает в сквозное отверстие 7 и далее на выход из пресса. Параллельное включение камер создает большую фильтрующую поверхность и увеличивает производительность пресса.

Масло нагнетается в фильтр-пресс насосом под давлением 0,4—0,6 МПа, повышение которого в процессе работы показывает, что фильтровальная бумага засорилась и ее необходимо заменить. Для грубой очистки масла (до его поступле-

ния в фильтр-пресс) имеется специальный сетчатый фильтр; для отбора проб очищенного масла — кран на выходном патрубке пресса. Фильтрование применяют в основном для очистки трансформаторного масла от механических примесей и небольшого количества воды.

Для обезвоживания (осушки) трансформаторного масла широко применяют цеолитовые установки, в которых его фильтруют через молекулярные сита — искусственные цеолиты типа NaA.

Обычно цеолитовая установка (рис. 178) состоит из трех-четырех параллельно работающих адсорберов (металлических цилиндров), содержащих по 50 кг цеолитов каждый. Для большего контактирования цеолитов с маслом размер адсорбера подбирают таким, чтобы отношение высоты засыпки гранулированных цеолитов к его диаметру было не менее 4:1. В нижней части адсорбера имеется доньшко из металлической сетки, которое служит опорой для молекулярных сит, верхняя часть закрыта съемной металлической сеткой. Масло через адсорбер перекачивается насосом.

Для осушки трансформаторного масла требуется 0,1—0,15 % синтетических цеолитов от массы обрабатываемого масла. За один цикл фильтрования пробивное напряжение масла повышается с 10—12 до 58—60 кВ. Сушку масла производят при 20—30 °С и скорости фильтрации 1,1—1,3 т/ч. Адсорбционные свойства цеолитов восстанавливают продувкой нагретым до 300—400 °С воздухом в течение 4—5 ч.

Дегазация трансформаторного масла осуществляется следующим образом. Присутствие в масле кислорода воздуха вызывает его окисление и ухудшает диэлектрические свойства, связанные с возникновением электрических разрядов и ионизацией под действием электрического поля. Обычно при атмосферном давлении масло содержит около

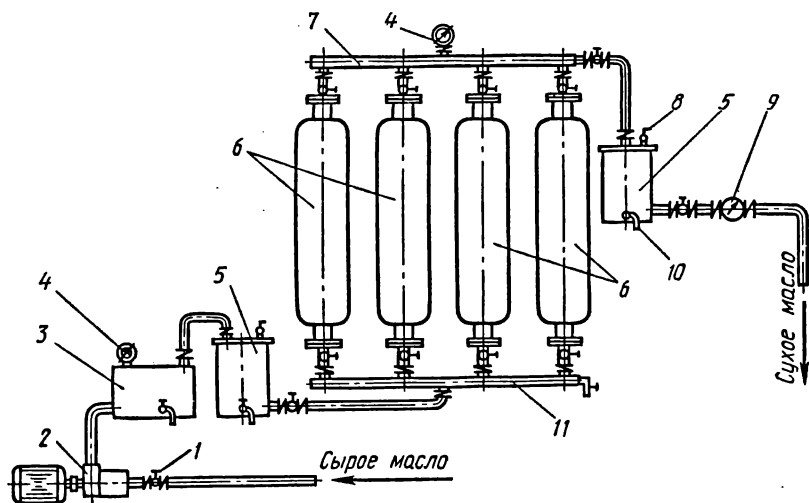


Рис. 178. Устройство цеолитовой установки для сушки масла:

1 — вентиль, 2 — насос, 3 — электронагреватель, 4 — манометры, 5 — фильтры, 6 — адсорберы, 7, 11 — верхний и нижний коллекторы, 8 — кран для спуска воздуха, 9 — счетчик расхода масла, 10 — кран для отбора проб масла

10 % воздуха (по объему), при этом в воздухе, растворенном в трансформаторном масле, соотношение входящих в него газов изменяется. Как известно, воздух содержит 78 % азота и 21 % кислорода, воздух, растворенный в масле, — 69 % азота и 30 % кислорода. Кроме того, растворимость воздуха растет с повышением температуры масла.

Во избежание ухудшения характеристик и преждевременного старения масло трансформаторов с пленочной защитой и герметизированных до заливки в трансформатор дегазируют и насыщают азотом в специальных установках. Перед дегазацией масло осушают до влагосодержания не более 0,001 % (10 г воды на 1 м³ масла); после дегазации газосодержание в масле не должно превышать 0,04 % по объему.

§ 80. Такелажные работы

К такелажным относятся работы по подъему, опусканию и перемещению грузов большой массы. Эти работы требуют большого внимания, навыков и осторожности. Нарушение установленных правил при их выполнении может привести к несчастным случаям и повреждению оборудования. Электротехническое оборудование, особенно трансформаторы, требуют максимальной осторожности и внимания при выполнении такелажных работ, связанных с их сборкой и перемещением.

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.

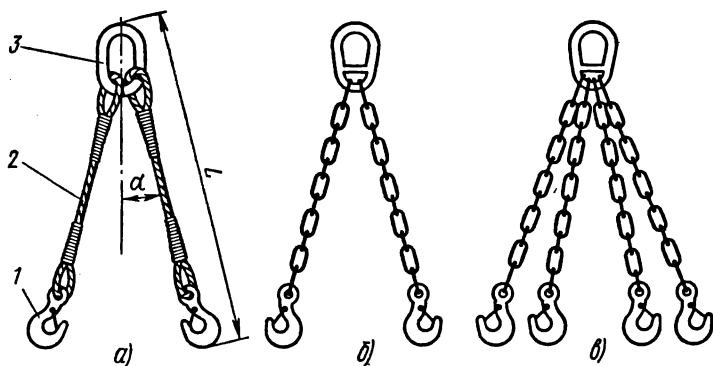


Рис. 179. Устройство стропов:

а, б — двухветвевых 2СК и 2СЦ, в — четырехветвевых 4СЦ; 1 — крюк, 2 — ветвь стропа, 3 — кольцо

При сборке, транспортировке, монтаже и установке трансформаторов на фундаментах применяют различные грузоподъемные устройства, механизмы и приспособления: стропы, электрические тали, кран-балки, мостовые краны, полиспасты, электролебедки, автомобильные краны, блоки, домкраты и др.

Стропы служат для зацепки и навешивания грузов, имеющих крюки, рым-болты, скобы или проушины к крюкам грузоподъемных механизмов, а также строповки грузов обвязкой. Их изготовляют из наиболее гибких сортов стальных канатов (тросов) различных диаметров и цепей с разными размерами звена.

Стропы, изготовленные из каната, обозначают СК, из цепи — СЦ. В зависимости от количества ветвей в стропе впереди обозначения ставят цифру, указывающую количество ветвей, например 2СК, 2СЦ и 4СЦ (рис. 179, а, б, в). Стропы выполняют на стандартную грузоподъемность — от 0,32 до 32 т, указывая ее после буквенного обозначения, например: 2СК-1,6 (при грузоподъемности 1600 кг). Длины ветвей стропов зависят от конструкции стропа и могут быть от 0,9 до 30 м.

Применяют также универсальные стропы, изготовленные из каната в двух исполнениях — с петлями и кольцевые (рис. 180, а, б). В их обозначения добавлены буква У и цифра, указывающая исполнение, например УСК-1,6-2. Стропы с петлями и кольцевые выполняют сращиванием концов каната путем вплетения прядей и бандажированием всей длины вплетения. Длины вплеток l_1 и l зависят от диаметра d применяемого каната.

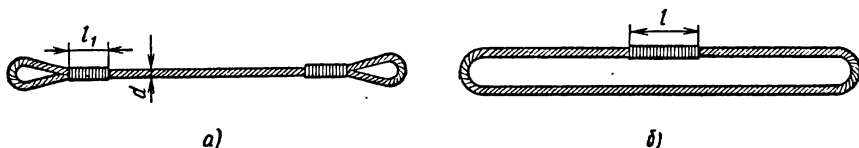


Рис. 180. Устройство универсальных стропов:

а — УСК с петлями, б — УСК кольцевого

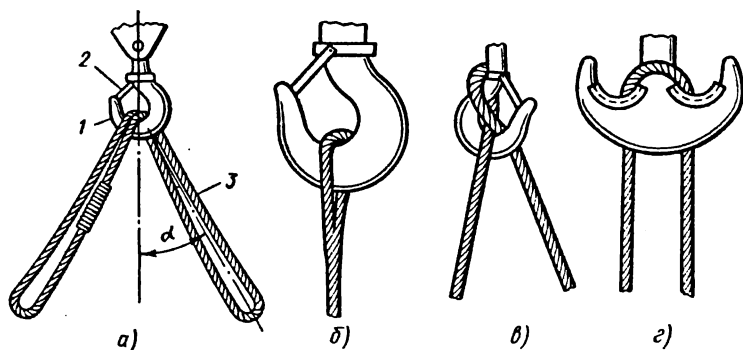


Рис. 181. Способы зацепки стропов:

а, б, в — за однорогие крюки, *г* — за двурогий крюк; *1* — крюк, *2* — предохранительная скоба, *3* — строп

При расчете стропов берут трехкратный запас прочности, при этом принимают во внимание угол α наклона каната к вертикальной линии. Чем больше угол α (см. рис. 179, *а*), тем больше натяжение каждой ветви: при $\alpha = 60^\circ$ нагрузка на каждую ветвь увеличивается в 2 раза по сравнению с вертикальным расположением ($\alpha = 0$), поэтому длину стропов выбирают такой, чтобы угол α не превышал 45° . Исправность стропов проверяют каждый раз перед применением и не реже одного раза в 10 дней.

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 крюки и рымы. Наиболее распространенные способы зацепки кольцевых и петлевых стропов за крюки грузоподъемных механизмов показаны на рис. 181, *а* — *г*, за рымы, крюки и проушины — на рис. 182, *а* — *г*.

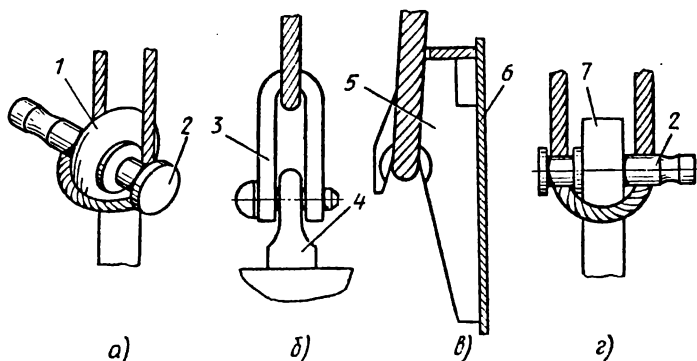


Рис. 182. Способы строповки при подъеме частей трансформатора в процессе сборки:

а, б — за кольцевой рым с помощью штыря и скобы, *в* — за крюк бака, *г* — за проушину подъемной пластины; *1, 4* — кольцевые рымы, *2* — специальный штырь, *3* — скоба, *5, 6* — крюк и стенка бака, *7* — подъемная пластина с проушиной

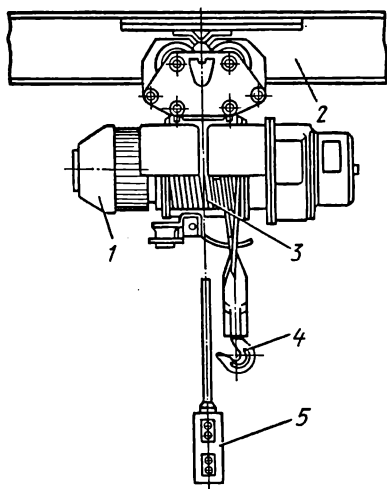


Рис. 183. Электрическая таль

Во избежание саморасцепления стропов на крюках грузоподъемных механизмов предусмотрены предохранительные скобы 2 (см. рис. 181). Подъем груза производят так, чтобы вертикальная ось, проходящая через крюк грузоподъемного механизма, совпадала с центром тяжести поднимаемого груза. Подъем производится плавно, без рывков и качений груза. Вначале груз приподнимают на высоту 100—200 мм и проверяют равномерность натяжения ветвей стропов, правильность положения груза, работу тормоза и всего грузоподъемного механизма, затем поднимают на требуемую высоту, перемещают в нужном направлении и опускают.

Рабочий-стропальщик должен: знать массу поднимаемого груза; пользоваться только исправными приспособлениями и стропами с прикрепленными к ним бирками, на которых указана допустимая грузоподъемность; убедиться в отсутствии людей рядом с поднимаемым грузом и в том, что груз при перемещении не коснется и не зацепится за находящиеся рядом оборудование, устройства или другие предметы.

Электрические тали позволяют поднимать, опускать и перемещать груз горизонтально.

Электрическая таль (рис. 183) состоит из электропривода 1 и барабана 3 с грузовым канатом и крюком 4 и перемещается по монорельсу 2 (подвешенной балке). Управление талью осуществляется кнопочной станцией 5, подвешенной на гибком стальном канате толщиной в несколько миллиметров. Электрические тали рассчитаны на грузоподъемность 0,5—10 т и высоту подъема 12 м и более.

Кран-балки сочетают в себе электрическую таль с монорельсом и стальную балку с катками, перемещающуюся с помощью электропривода по рельсам, проложенным на колоннах несущей конструкции здания. Перемещение электрической тали по монорельсу поперек здания, а балки вдоль его обеспечивает обслуживание всей площади пролета. Управление кран-балкой (как и электрической талью) осуществляется с пола кнопочной станцией, подвешенной на тросе. Кран-балки изготовляют грузоподъемностью до 5 т с длиной пролета от 3 до 18 м.

Мостовой кран (рис. 184, а, б) — наиболее совершенное грузоподъемное устройство, состоящее из группы сложных механизмов и позволяющее перемещать груз одновременно в различных направлениях на большой площади. Остовом мостового крана служит металлическая ферма 2 в виде моста, переброшенного через помещение. Она передвигается на катках по рельсам 5, специально проложенным по колоннам вдоль стен здания. Вместе с фермой передвигаются смонтированные на ней подъемные механизмы: лебедки, полиспаст 4 с крюком, электродвигатели

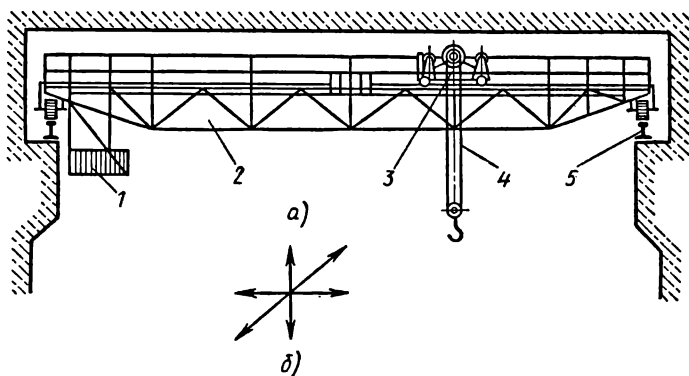


Рис. 184. Схема мостового крана:
а — общий вид, *б* — возможные перемещения груза

и др. Передвижение груза поперек здания осуществляется с помощью тележки 3, на которой установлены подъемные устройства и которая передвигается по рельсам самой фермы. Управляют краном из специальной кабины 1, подвешенной к ферме. Грузоподъемность мостовых кранов от 5—500 т и более.

Поскольку мостовой кран является ответственным и сложным устройством, к работе на нем допускаются только специально обученные лица — крановщики, выдержавшие экзамены и получившие удостоверение на право управления краном.

По л и с п а с т — это система из подвижного и неподвижного много-роликовых блоков и каната. Полиспасты дают большой выигрыш в силе, вместе с ручными и электрическими лебедками их используют для транспортировки трансформатора с фундамента на ремонтную площадку и обратно, для подъема активной части и установки ее в бак и т. д. С помощью полиспастов можно поднимать и перемещать большие тяжести механизмами небольшой грузоподъемности. Их широко применяют в грузоподъемных машинах и механизмах.

Э л е к т р и ч е с к и е л е б е д к и могут быть передвижными и стационарными. Их применяют при установке трансформаторов на фундамент.

Передвижные электролебедки состоят из электродвигателя с редуктором, барабана с канатом, тормоза, пускорегулирующей аппаратуры и других элементов. Остовом для объединения всех частей и крепления к месту установки лебедки служит металлическая рама. Грузоподъемность передвижных электролебедок — 1,5; 3 и 5 т.

Лебедки сравнительно небольшой грузоподъемности вместе с полиспастами позволяют перемещать крупногабаритные трансформаторы. Для удобства перемещения и растягивания полиспаста электролебедку устанавливают на самоходной тележке, перекачиваемой по тем же рельсовым путям, что и трансформатор.

Стационарные лебедки вместе с полиспастом устанавливают в специальных трансформаторных башнях. Основной недостаток их — ограниченная зона обслуживания (только для подъема и опускания грузов).

При сборке трансформаторов на открытых подстанциях часто применяют автомобильные краны и автогидроподъемники грузоподъемностью от 3 до 20 т, которые обеспечивают оперативность в работе и облегчают выполнение трудоемких такелажных операций.

При установке и сборке трансформаторов на фундаменте используют в основном одно-, двух- и трехроликовые блоки. Однороликовые блоки применяют в качестве отводных для изменения направления каната при перемещении трансформатора, двух- и трехроликовые — для оснастки полиспастов.

Простейший блок состоит из двух стальных обойм, между которыми на оси свободно размещены ролики с канавками для каната. Ролики отделены друг от друга стальными перегородками, что предотвращает от взаимного трения и дистанцирует размещение их на оси. Для строповки и закрепления блок имеет серьгу и крюк.

Домкраты используют для вспомогательных подъемов и перемещений трансформаторов: при установке на фундамент, разгрузке и погрузке на железнодорожные платформы.

По принципу действия и устройству домкраты разделяют на реечные, винтовые и гидравлические. Реечные домкраты изготовляют грузоподъемностью до 5 т, гидравлические — до 300 т и более. Большие трансформаторы поднимают двумя-четырьмя гидравлическими домкратами.

При такелажных работах используют также рычажные лебедки, ручные тали, захваты, различные скобы.

Своевременный ремонт, периодическое испытание, надлежащее хранение и уход за механизмами обеспечивают надежную, длительную и безопасную их работу.

Контрольные вопросы

1. Расскажите о способах очистки трансформаторного масла.
2. Какое оборудование и материалы применяют для очистки трансформаторного масла?
3. Для чего дегазируют трансформаторное масло?
4. Какие виды стропов применяют при сборочных работах?
5. Какие используют способы зацепки грузов?
6. Какими грузоподъемными механизмами пользуются при сборке трансформаторов и монтаже на месте установки?

Рекомендуемая литература

- Антонов М. В., Герасимова Л. С. Технология производства электрических машин.— М.: Энергоиздат, 1982.
- Дымков А. М. Расчет и конструирование трансформаторов.— М.: Высшая школа, 1971.
- Худяков З. И. Ремонт трансформаторов.— М.: Высшая школа, 1981.

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 | 8 |
| § 4. Нагрузка и магнитное поле. Основные потери трансформатора | 10 |
| § 5. Поле рассеяния и его влияние на параметры трансформатора | 12 |
| § 6. Электродинамические силы в трансформаторах | 16 |
| § 7. Короткое замыкание трансформатора | 18 |
| § 8. Напряжение короткого замыкания и его зависимость от сборки трансформатора | 20 |
| § 9. Энергетический баланс и коэффициент полезного действия трансформатора | 23 |
| § 10. Регулирование напряжения трансформатора | 24 |
| § 11. Способы охлаждения трансформатора и их влияние на сборку | 27 |
| Глава II. Материалы, применяемые в трансформаторах | 31 |
| § 12. Электромагнитные и проводниковые материалы | 31 |
| § 13. Требования к качеству электроизоляционных материалов | 34 |
| § 14. Краткая характеристика электроизоляционных материалов | 36 |
| § 15. Конструкционные и вспомогательные материалы | 40 |
| Глава III. Основные элементы трансформаторов | 42 |
| § 16. Общие сведения | 42 |
| § 17. Классификация магнитных систем | 44 |
| § 18. Стержневые магнитные системы | 45 |
| § 19. Элементы фиксации стержней и ярм магнитопроводов | 52 |
| § 20. Разгрузка от механических воздействий и заземление магнитопровода | 57 |
| § 21. Остов стержневого реактора | 60 |
| § 22. Изоляция силовых трансформаторов | 61 |
| § 23. Обмотки | 66 |
| § 24. Способы прессовки обмоток | 72 |
| § 25. Отводы | 75 |
| § 26. Переключающие устройства | 77 |
| § 27. Вводы | 92 |
| § 28. Вспомогательные устройства | 97 |
| § 29. Установка активной части в баке и способы ее крепления | 105 |
| § 30. Защитные и контрольно-измерительные устройства | 107 |
| § 31. Особенности конструкции сухих трансформаторов с воздушным охлаждением | 112 |
| Глава IV. Сборка магнитных систем (магнитопроводов) | 113 |
| § 32. Технические требования к пластинам из электротехнической стали. Изоляционные покрытия | 113 |
| § 33. Изготовление пластин из электротехнической стали | 116 |
| § 34. Влияние технологической обработки на магнитные свойства стали | 119 |
| § 35. Сборка плоских шихтованных магнитопроводов с отверстиями в пластинах | 122 |
| § 36. Сборка плоских шихтованных магнитопроводов без отверстий в пластинах | 127 |
| § 37. Сборка стыковых магнитопроводов | 135 |
| § 38. Сборка навитых ленточных магнитопроводов | 137 |
| Глава V. Первая сборка (монтаж обмоток и изоляция) | 137 |
| § 39. Общие сведения о сборке трансформатора. Типовая схема сборки | 137 |
| § 40. Подготовка к операциям первой сборки | 138 |

| | |
|---|-----|
| § 41. Распрессовка и расшихтовка верхнего ярма магнитопровода | 140 |
| § 42. Монтаж обмоток трансформатора мощностью до 160 кВ·А . . . | 143 |
| § 43. Монтаж обмоток и изоляция трансформаторов мощностью 250—6300 кВ·А | 146 |
| § 44. Радиальное крепление (расклиновка) обмоток трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А с ВН до 35 кВ | 150 |
| § 45. Особенности монтажа обмоток и изоляции трансформаторов мощностью до 25 000 кВ·А с ВН 110 кВ | 153 |
| § 46. Установка прессующих колец | 160 |
| § 47. Шихтовка верхнего ярма | 162 |
| § 48. Прессовка верхнего ярма. Осевая прессовка обмоток | 165 |
| Глава VI. Вторая сборка (изготовление, монтаж и соединение отводов) | 169 |
| § 49. Общие сведения | 169 |
| § 50. Пайка мягкими припоями | 170 |
| § 51. Пайка твердыми припоями | 171 |
| § 52. Электродуговая сварка | 175 |
| § 53. Холодная сварка | 176 |
| § 54. Соединение методом прессования | 178 |
| § 55. Заготовка отводов | 180 |
| § 56. Комплектовка переключателей | 187 |
| § 57. Сборка отводов ВН трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А | 189 |
| § 58. Сборка отводов НН трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А | 193 |
| § 59. Особенности сборки отводов мощных трансформаторов | 196 |
| § 60. Особенности сборки отводов ВН трансформаторов РПН | 200 |
| Глава VII. Термовакuumная обработка активных частей силовых трансформаторов | 204 |
| § 61. Общие сведения | 204 |
| § 62. Оборудование, применяемое для термовакuumной обработки | 204 |
| § 63. Технологический процесс термовакuumной обработки активных частей | 206 |
| Глава VIII. Третья сборка трансформаторов | 208 |
| § 64. Общие сведения | 208 |
| § 65. Комплектование бака и крышки | 209 |
| § 66. Отделка активной части после сушки и установка ее в бак | 216 |
| § 67. Комплектовка и установка на трансформаторе расширителя, газового реле, выхлопной трубы | 221 |
| § 68. Установка маслянаполненных вводов класса напряжения 110 кВ. Сборка системы охлаждения типа Д | 223 |
| Глава IX. Испытание трансформаторов | 231 |
| § 69. Общие сведения | 231 |
| § 70. Испытание основных частей | 232 |
| § 71. Приемно-сдаточные испытания | 236 |
| Глава X. Разборка, отделка и монтаж трансформаторов | 245 |
| § 72. Демонтаж | 245 |
| § 73. Отделка и сдача | 247 |
| § 74. Монтаж и ввод трансформаторов в работу | 247 |
| Глава XI. Организация и механизация сборочных работ | 249 |
| § 75. Общие сведения | 249 |
| § 76. Стандартизация и контроль качества работ | 251 |
| § 77. Организация сборки трансформаторов | 253 |
| § 78. Механизация сборочных работ | 255 |
| Глава XII. Специальные работы при сборке трансформаторов | 263 |
| § 79. Обработка трансформаторного масла | 263 |
| § 80. Такелажные работы | 265 |
| Рекомендуемая литература | 270 |

95 коп.