

Высшее профессиональное образование

**Н. Ф. Котеленец
Н. А. Акимова
М. В. Антонов**

ИСПЫТАНИЯ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

Учебник



Электротехника

Н. Ф. КОТЕЛЕНЕЦ, Н. А. АКИМОВА, М. В. АНТОНОВ

ИСПЫТАНИЯ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

Под редакцией Н. Ф. Котеленца

*Допущено
Министерством образования Российской Федерации
в качестве учебника для студентов высших учебных заведений,
обучающихся по специальности «Электромеханика» направления
подготовки дипломированных специалистов «Электротехника,
электромеханика и электротехнологии»*

**Библиотека
СЕВМАШВТУЗА**

Москва


ACADEMA
2003

УДК 621.313
ББК 31.261
К73

Рецензенты:

зав. кафедрой электрических машин СПбГУ, д.т.н., проф. *В. В. Попов*;
зав. кафедрой электрических машин УГТУ—УПИ, д.т.н., проф. *А. Т. Пластун*

Котеленец Н. Ф.

К73 **Испытания, эксплуатация и ремонт электрических машин:**
Учебник для вузов / Н. Ф. Котеленец, Н. А. Акимова, М. В. Антонов. — М.: Издательский центр «Академия», 2003. — 384 с.
ISBN 5-7695-1281-4

В учебнике рассмотрены вопросы организации и обеспечения испытаний электрических машин и трансформаторов, в том числе проблемы автоматизации испытаний, а также хранение, монтаж и техническое обслуживание электрических машин и трансформаторов. Проанализирована нагрузочная способность трансформаторов. Приведены методы определения электрических и неэлектрических величин при испытаниях, включая измерение шумов и вибраций; организационная структура и методика планирования электроремонтного производства; разработка типовых технологических процессов ремонта оборудования и объем его послеремонтных испытаний.

Для студентов высших учебных заведений.

УДК 621.313
ББК 31.261

Учебное издание

Котеленец Николай Федорович
Акимова Наталья Абрамовна
Антонов Михаил Васильевич

Испытания, эксплуатация и ремонт электрических машин

Учебник

Редактор *В. Н. Путилов*
Технический редактор *Н. И. Горбачева*
Компьютерная верстка: *С. Ф. Блудова*
Корректоры *С. Ю. Свиридова, М. В. Дьяконова*

Изд. № А-528. Подписано в печать 14.05.2003. Формат 60×90/16.
Бумага тип № 2. Печать офсетная. Гарнитура «Таймс». Усл. печ. л. 24,0.
Тираж 30000 экз. (1-й завод 1—10000 экз.). Заказ №12253.

Лицензия ИД № 02025 от 13.06.2000. Издательский центр «Академия».
Санитарно-эпидемиологическое заключение № 77.99.02.953 Д 002682 05.01 от 18.05.2001.
117342, Москва, ул. Бултерова, 17-Б, к. 223. Тел./факс (095)330-1092, (095)334-8337.

Отпечатано на Саратовском полиграфическом комбинате.
410004, г. Саратов, ул. Чернышевского, 59.

© Котеленец Н.Ф., Акимова Н.А., Антонов М.В., 2003
© Издательство «Мастерство», 2003
© Оформление. Издательский центр «Академия», 2003

ISBN 5-7695-1281-4

ПРЕДИСЛОВИЕ

Задачи повышения конкурентоспособности продукции электротехнической промышленности России связаны с повышением качества. Качество производимой продукции проверяется во время ее испытаний на соответствие современным стандартам и нормам по широкому кругу показателей, включая основные характеристики, энергетические показатели, уровень шума и вибраций, а также показатели надежности.

Качественный ремонт и применение современных методов эксплуатации, основанных на диагностике технического состояния электрических машин и трансформаторов, позволяют обеспечить бесперебойную работу производственных механизмов во всех отраслях народного хозяйства, уменьшить расходы на их эксплуатацию и продлить срок службы.

За последнее время произошли существенные изменения в приборном оснащении испытаний и контроля за режимами работы оборудования благодаря широкому применению цифровых устройств. На ремонтных предприятиях внедрены новые технологии ремонта обмоток с термореактивной изоляцией.

При написании учебника все эти вопросы получили достаточно полное освещение. В связи с большим конструктивным разнообразием электрических машин и трансформаторов в учебнике рассматриваются, как правило, общепромышленные серии.

При написании учебника материал между авторами распределен следующим образом: Н.А.Акимова — главы 5, 12, 18, 19, 21; М.В.Антонов — главы 15—17; Н.Ф.Котеленец — главы 1—4, 6—11, 13, 14, 20 и общая редакция книги.

Авторы благодарны к.т.н. В.А.Макеечеву, к.т.н. А.Г.Мордковичу и к.т.н. Ю.Н.Самородову за предоставленные материалы и консультации, которые позволили улучшить книгу.

ИСПЫТАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И ТРАНСФОРМАТОРОВ

Глава 1

ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Испытания являются заключительной частью производства электрических машин, проводимой с целью проверить пригодность их к работе.

Для проведения испытаний необходимо, чтобы испытываемая электрическая машина (объект испытаний) была известной*, аппаратура и оборудование, с помощью которых проводятся испытания, удовлетворяли требуемой точности и пределам измерений, была разработана программа и определена цель испытаний.

В процессе производства отдельных деталей и узлов электрической машины возникают отклонения от расчетных значений (допуски) и режимов, что не позволяет однозначно гарантировать выходные параметры и характеристики электрических машин, а обуславливает лишь некоторую область существования этих параметров и характеристик. При неизменной конструкции электрической машины, характеристике применяемых материалов и технологического процесса ее изготовления эта область может быть достаточно узкой.

Таким образом, *промышленные испытания* проводятся в целях подтверждения установленных стандартами, нормами и техническими условиями характеристик электрических машин, косвенного контроля за правильным ведением технологического процесса изготовления электрической машины и экспериментального определения количественных показателей надежности электрических машин.

Кроме испытаний готовых электрических машин и трансформаторов осуществляются также операционный контроль в целях проверки качества изготовления отдельных узлов машины в процессе ее про-

* Под термином «известная машина» понимается знание типа испытываемой машины или трансформатора и их паспортных данных.

изводства и профилактические испытания в условиях эксплуатации с целью как можно раньше обнаружить ухудшение качества машины и предотвратить возможный ее выход из строя (отказ).

В процессе проектирования, разработки и изготовления новых электрических машин, а также при усовершенствовании существующих решаются следующие задачи:

уяснение и уточнение физических процессов (электромагнитных, тепловых, механических и др.), происходящих в электрической машине;

составление на базе этих представлений исходных математической и физической моделей процессов — создание расчетной методики;

разработка конструкции, технологического процесса изготовления и производство машины.

Отметим, что при решении этих задач принимаются определенные упрощения, которые вносят некоторые количественные ошибки в «идеальную» модель. Это объясняется тем, что наши представления о происходящих в электрической машине процессах являются приближенными, а расчетные методики создаются с рядом упрощений, так как полные математические модели, как правило, весьма громоздки и трудно поддаются формализации. Так, уравнения электромагнитного поля в наиболее общей форме были сформулированы Максвеллом еще в 1871 г., однако их решение математическими методами даже в настоящее время можно осуществить лишь приближенно.

Решения указанных задач получают в процессе *исследовательских испытаний*, цели которых можно сформулировать следующим образом:

уточнение представлений о физических процессах, происходящих в электрических машинах, и корректирование расчетных методик;

проверка правильности математических и физических моделей и областей их применения;

создание на базе математических моделей автоматизированных систем управления производством электрических машин.

1.1. Виды и краткая характеристика испытаний

Виды и объем промышленных испытаний электрических машин общепромышленного применения определены ГОСТ 183—74** «Машины вращающиеся электрические. Общие технические требования», а машин малой мощности — ГОСТ 16264.0—85* «Машины электрические малой мощности. Двигатели. Общие технические условия». Методы испытаний машин общепромышленного применения изложены в ГОСТ 11828—86 «Машины электрические вращающиеся. Общие методы испытаний», ГОСТ 11929—87 «Ма-

шины электрические вращающиеся. Методы определения уровня шума», ГОСТ 12379—75 «Машины электрические вращающиеся. Методы оценки вибрации», ГОСТ 25000—81 «Машины электрические. Методы испытаний на нагревание», ГОСТ 25941—83* «Машины электрические вращающиеся. Методы определения потерь и коэффициента полезного действия», ГОСТ 7217—87* «Электродвигатели трехфазные асинхронные. Методы испытаний», ГОСТ 10159—79** «Машины электрические постоянного тока. Методы испытаний», ГОСТ 10169—77** «Машины электрические синхронные трехфазные. Методы испытаний».

Виды и объем промышленных испытаний силовых трансформаторов изложены в ГОСТ 11677—85* «Трансформаторы силовые. Общие технические условия», методы испытаний — в ГОСТ 3484—88* «Трансформаторы силовые. Методы испытаний», испытания изоляции трансформаторов проводятся в соответствии с ГОСТ 1516.2—97 «Электрическое оборудование и электрические установки переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие методы испытаний электрической прочности изоляции».

В соответствии с ГОСТ 183—74** и ГОСТ 11677—85* электрические машины должны подвергаться приемочным, приемосдаточным, периодическим и типовым испытаниям, а трансформаторы — приемосдаточным, типовым и периодическим. Электродвигатели малой мощности подвергаются приемосдаточным, квалификационным, периодическим и типовым испытаниям.

Приемочные испытания должны проводиться на опытном образце электрической машины, поэтому объем этих испытаний достаточно велик. Так, для машин постоянного тока программа приемочных испытаний содержит 17 пунктов, для синхронных машин — 22 пункта, для асинхронных двигателей — 16 пунктов.

В программу испытаний входят: испытания на нагревание, измерение шумов и вибраций, проверка качества изоляции, определение перегрузочной способности, определение отдельных характеристик и параметров машин (приложение 1).

Для трансформаторов аналогом приемочных испытаний являются типовые испытания, которым подвергаются головные партии трансформаторов до начала их серийного производства. Для электродвигателей малой мощности — квалификационные испытания (по программе приемосдаточных и периодических испытаний), которые проводятся после изготовления установочной серии двигателей. Соответствующие программы испытаний трансформаторов и электродвигателей малой мощности приведены в приложении 1.

Приемосдаточным испытаниям подвергается каждая электрическая машина и трансформатор, поэтому объем этих испытаний должен быть ограничен, но в то же время должен давать определенные гарантии соответствия электрической машины ее паспортным данным [16].

Программа приемосдаточных испытаний асинхронных двигателей общего применения содержит 7 пунктов, синхронных машин — 9 пунктов и машин постоянного тока — 7 пунктов (приложение 1).

Как показывает анализ программы испытаний асинхронных двигателей, при достаточно малом времени испытаний их результаты позволяют дать определенные гарантии соответствия рабочих свойств машины требуемым. Так, потери, известные из опытов при холостом ходе и коротком замыкании (КЗ), позволяют сделать заключение о величине КПД двигателя, по току холостого хода и рассчитанным параметрам схемы замещения можно судить о величине коэффициента мощности. Удовлетворение требуемым значениям сопротивления изоляции и ее электрической прочности обеспечивают ее надежную работу при соблюдении условий эксплуатации. А ведь около 90 % отказов в работе двигателей связано именно с повреждением изоляции.

Периодические испытания проводятся в целях проверки того, насколько качество выпускаемых машин и трансформаторов в процессе производства соответствует качеству при приемочных испытаниях.

Типовые испытания проводятся при изменении конструкции, материалов или технологии изготовления, если эти изменения могут оказать влияние на характеристики машины и трансформатора, и, как правило, включают в себя проверку соответствующих параметров по программе приемочных испытаний. Эти испытания имеют целью установить, соответствуют ли фактические данные, характеризующие конструкцию машины, тем данным, которые заложены при проектировании или получены в результате опытно-конструкторских исследований. Типовые испытания (совместно с приемочными) дают возможность оценить машину с точки зрения правильности выбора материалов и позволяют получить детальную информацию о работе машины.

Испытания на надежность предполагают получение количественных показателей надежности электрических машин — вероятность безотказной работы, наработка на отказ, законов распределения отказов и др. Как правило, это весьма длительные испытания, которые проводятся до отказа большинства испытуемых машин. Поэтому испытания на надежность являются дорогостоящими и им подвергается лишь малая часть выпускаемых машин.

Кроме указанных промышленных испытаний могут проводиться исследовательские испытания в целях получения необходимых экспериментальных данных для разработки новых или усовершенствования существующих машин. Как известно, в процессе проектирования подобные испытания играют важную роль, а программа их проведения может быть весьма разнообразной. Отметим лишь, что в последние годы широко развиваются испытания на

математических моделях с применением ЭВМ, т. е. без изготовления самой электрической машины.

В процессе производства электрической машины предусмотрены испытания ее отдельных ответственных узлов: проверка электрической прочности и сопротивления изоляции обмоток, формы и качества поверхности коллектора, проверка отсутствия межламельных замыканий, чистоты охлаждающих каналов при непосредственном охлаждении обмотки, а также проверка правильности схемы охлаждения, испытание отдельных механических частей машины на прочность (в частности, испытание механической прочности роторов турбогенераторов и бандажей).

1.2. Метрологическое обеспечение испытаний

Исследование новых типов электрических машин и трансформаторов, поиск новых более совершенных и экономичных путей их создания, изучение свойств веществ и материалов, применяемых в электромашиностроении, оценка качества выпускаемых изделий невозможны без оценки количественных соотношений изучаемых явлений. В настоящее время применяются различные приборы и методы измерения физических величин. При этом должно обеспечиваться единство измерений, т. е. достоверность и сопоставимость результатов измерений одной и той же физической величины с заданной точностью независимо от того, когда, каким методом и какими средствами проводятся измерения. Это положение позволяет организовать производство сложных изделий из деталей, изготовленных на десятках различных предприятий, сопоставлять и объективно оценивать результаты научных исследований, выполненных различными институтами и заводами.

Точность результатов измерений в стране и их сопоставимость достигаются государственной системой метрологического обеспечения. Основой этой системы является эталонная база страны, которая насчитывает более 100 государственных первичных и специальных эталонов по основным видам измерений.

Эталоны, воспроизводящие одну и ту же величину, подразделяются на первичные (обеспечивают наивысшую точность воспроизведения данной величины), вторичные и рабочие (применяются для передачи размера единицы образцовым средствам измерения). Далее следуют образцовые и рабочие меры, последние из которых предназначены для непосредственного проведения измерений во всех областях производства и потребления.

Основные государственные первичные эталоны: метр, килограмм и секунда, — погрешность измерения которых составляет $5 \cdot 10^{-9}$, $7 \cdot 10^{-9}$ и 10^{-13} соответственно. Система измерения электрических величин основывается на эталонах ампера и производных единиц — ома, генри, вольта, фарада. Погрешность воспроизведе-

ния ампера составляет 10^{-5} , фарада — $(5 \dots 7) \cdot 10^{-7}$, генри — $5 \cdot 10^{-7}$, ома — 10^{-7} и вольта — 10^{-5} .

При испытаниях обычно нормируют классы точности измерительных приборов, но не указывают виды их погрешности. Оценка погрешности результатов измерений может проводиться в детерминированном и вероятностном вариантах. Далее будет рассмотрен детерминированный подход, получивший наиболее широкое распространение при промышленных испытаниях.

Инструментальная (приборная) погрешность имеет основную и дополнительную составляющие. Основная составляющая определяется по классу точности и соответствует нормальным условиям эксплуатации (заданный производителем диапазон рабочих температур, влажности и др.). Дополнительная составляющая определяется отклонениями условий эксплуатации от нормальных и нормируется предприятием-изготовителем. Следует отметить, что при отклонении условий эксплуатации измерительного прибора от нормальных его дополнительная погрешность может превышать основную.

В соответствии с ГОСТ 8.401—80 «Классы точности средств измерений. Общие требования» используются четыре варианта задания классов точности, т. е. предельных значений приборной (инструментальной) погрешности:

предел основной приведенной погрешности задается в виде

$$\delta_{пр\max} = \Delta/x_n = \pm c; \quad (1.1)$$

предел основной относительной погрешности, если она имеет как аддитивную, так и мультипликативную составляющие, задается в виде

$$\delta_{\max} = \Delta_{\max}/x = \pm [c + d(x_k/x - 1)]; \quad (1.2)$$

предел основной относительной погрешности, если она имеет только мультипликативную составляющую, задается в виде

$$\delta_{\max} = \Delta_{\max}/x = \pm c; \quad (1.3)$$

предел основной абсолютной погрешности задается в виде

$$\Delta_n = \pm c \text{ или } \Delta_{\max} = (ax + bx_k). \quad (1.4)$$

Здесь x , x_n и x_k — результат измерения физической величины, ее нормирующее значение и конечное значение шкалы измерительного прибора; a , b , c , d — постоянные, которые выбираются из ряда $(1, 1,5, 2, 2,5, 4, 5, 6) \cdot 10^n$ ($n = 1, 0, -1, -2 \dots$).

Графическое представление предельных погрешностей в функции измеряемой величины x приведено на рис. 1.1.

Типичным для стрелочных аналоговых и простых цифровых приборов является задание класса точности в виде (1.1), т. е. пре-



Рис. 1.1. Графическое представление погрешностей:

a — в виде (1.1); *б* — в виде (1.3); *в* — в виде (1.2); *г* — в виде (1.4)

дельным значением основной приведенной погрешности $\delta_{\text{пр.макс}}$, что означает постоянство предельной абсолютной погрешности $\Delta_{\text{макс}}$ или независимость погрешности от значения измеряемой физической величины x . В этом случае прибор имеет только аддитивную погрешность (рис. 1.1, *a*).

В ряде аналоговых приборов класс точности задается в виде (1.3), т.е. пределом основной относительной погрешности (рис. 1.1, *б*). В отечественных цифровых приборах класс точности часто задается в виде (1.2), что говорит о наличии как аддитивной $d(x_k/x)$, так и мультипликативной $(c-d)$ составляющих погрешности (рис. 1.1, *в*).

В зарубежных цифровых приборах класс точности часто задается пределом основной абсолютной погрешности в виде (1.4), имеющей аддитивную (ax) и мультипликативную (bx_k) составляющие (рис. 1.1, *г*). Коэффициенты a и b могут задаваться как в процентах, так и в абсолютных единицах.

Поскольку формулы определения погрешностей одинаковые, то в некоторых приборах указывают лишь значения коэффициентов a , b , c , d в процентах или безразмерных единицах.

В случаях, когда относительная погрешность прибора имеет гиперболический характер (рис. 1.1, *a*, *г*), рекомендуется выбирать диапазон измерений так, чтобы значение измеряемой величины x было максимально близко к пределу измерения x_k . В этом случае относительная погрешность измерения будет меньше.

Пример. Рассмотрим выбор вольтметра для измерения напряжения однофазной сети переменного тока частотой 50 Гц и предполагаемым диапазоном напряжения 170...250 В. Пусть в нашем распоряжении имеются три измерительных прибора, классы точности которых заданы по-

разному: *аналоговый мультиметр* с диапазоном измерений 0...300 В класса точности 1,5 (предел основной приведенной погрешности $\delta_{\text{пр.макс}} = \pm 1,5\%$, дополнительная температурная погрешность равна основной на каждые 10°C в пределах температуры окружающей среды до $+50^\circ\text{C}$); *цифровой мультиметр* с диапазоном измерений 0...400 В, класс точности которого задан пределом основной абсолютной погрешности $\Delta_{\text{макс}} = \pm(0,005x + 0,005x_k)$, дополнительная погрешность равна половине основной на каждые 10°C в пределах температуры окружающей среды до $+50^\circ\text{C}$; *аналоговый вольтметр* с диапазоном измерения 0...500 В класса точности 3 (предел основной относительной погрешности $\delta_{\text{макс}} - c = \pm 3\%$) во всем диапазоне рабочих температур.

Оценим количественно абсолютные и относительные инструментальные погрешности предполагаемых измерений напряжения этими приборами.

1. Температура окружающей среды соответствует нормальным условиям. Аналоговый мультиметр. Предельное значение основной абсолютной погрешности

$$\Delta_{1\text{макс}} = \delta_{\text{пр.макс}} x_k / 100\% = \pm 1,5\% \cdot 300 \text{ В} / 100\% = \pm 4,5 \text{ В};$$

предельное значение основной относительной погрешности (соответствует минимальному ожидаемому напряжению)

$$\delta_{1\text{макс}} = \pm(4,5 \text{ В} / 170 \text{ В}) 100\% = \pm 2,647\%.$$

Цифровой мультиметр. Предельные значения основной абсолютной погрешности для заданного диапазона ожидаемых напряжений

$$\Delta_{2\text{макс}} = \pm[0,005 \cdot 400 + 0,005(170 \dots 260)] = \pm(2,85 \dots 3,3) \text{ В};$$

предельные значения относительной погрешности

$$\delta_{2\text{макс}} = \pm[(2,85 \dots 3,3) \text{ В} / (170 \dots 260) \text{ В}] 100\% = \pm(1,68 \dots 1,27)\%.$$

Аналоговый вольтметр. Предельное значение основной абсолютной погрешности

$$\Delta_{3\text{макс}} = \pm(3\% \cdot 260 \text{ В}) / 100\% = \pm 7,8 \text{ В};$$

предельное значение относительной погрешности $\Delta_{3\text{макс}} = \pm 3\%$.

Сравнение результатов расчета погрешностей показывает, что наиболее целесообразно в рассматриваемом случае использовать второй прибор — цифровой мультиметр. За ним по точности измерений следует аналоговый мультиметр.

2. Температура окружающей среды выше нормальной на 15°C . Аналоговый мультиметр. Дополнительные и суммарные погрешности

$$\Delta_{1\text{доп}} = \Delta_{1\text{макс}} (35 - 20) / 10 = \pm(4,5 \text{ В} \cdot 15 / 10) = \pm 6,75 \text{ В};$$

$$\Delta_{1\text{сум}} = \pm(4,5 + 6,75) = \pm 11,25 \text{ В};$$

предельное значение суммарной относительной погрешности (для минимального напряжения 170 В)

$$\delta_{1\text{сум}} = \pm(11,25/170) = \pm 6,62\%$$

Цифровой мультиметр. Дополнительная и суммарная абсолютные погрешности определяют для двух значений основной погрешности (2,85 и 3,3 В):

$$\Delta_{2\text{доп}} = 0,5\Delta_{2\text{max}} (35 - 20)/10 = 0,5(2,85 \dots 3,3)15/10 = (2,14 \dots 2,48) \text{ В};$$

$$\Delta_{2\text{сум}} = \text{от } \pm(2,85 + 2,14) = \pm 4,99 \text{ В до } \pm(3,3 + 2,48) = \pm 5,78 \text{ В};$$

предельные значения суммарной относительной погрешности для границ диапазона изменений 170... 260 В

$$\delta_{2\text{сум}} = \pm(4,99/170)100\% = 2,93\% \text{ и } \pm(5,78/260)100\% = \pm 2,22\%$$

Аналоговый вольтметр дополнительной погрешности не имеет:

$$\Delta_{3\text{max}} = \pm 7,8 \text{ В}; \delta_{3\text{max}} = \pm 3\%$$

Сравнение результатов расчета погрешностей показывает, что и в этом случае наиболее целесообразно использовать цифровой мультиметр. Однако за ним по точности измерений уже следует аналоговый вольтметр.

1.3. Автоматизация испытаний

Автоматизация испытаний электрических машин осуществляется в целях уменьшения трудоемкости и стоимости испытаний, увеличения точности и достоверности их результатов, улучшения условий труда, обеспечения возможности дистанционного проведения испытаний, быстрого изменения их программы и уменьшения времени получения результатов и др. Испытательные стенды и линии, как правило, встраиваются в технологические участки производства отдельных узлов и в участок сборки и согласуются с ними по производительности.

С технической точки зрения процесс автоматизации испытаний готовых электрических машин включает в себя:

автоматическое перемещение, установку, подключение и отключение электрических машин;

автоматическую установку режимов испытаний в соответствии с выбранной (заданной) программой;

автоматический сбор, передачу и хранение полученных в процессе испытаний величин;

автоматическую обработку (вычисления) измеренных величин; представление результатов испытаний (протокола) в требуемом виде.

Процесс автоматизации испытаний реализуется только с помощью цифровой техники, включая цифровое представление измеряемых величин, каналы передачи, хранения и обработки информации (ЭВМ) и исполнительные устройства.

Во время испытаний измеряется большое количество электрических и неэлектрических величин с помощью заложенных или встроенных в машину на время испытаний датчиков. Датчики могут состоять из одного элемента (например, термopара) или представлять собой сложные блоки многофункционального преобразования. Большинство современных датчиков относится к последнему типу и являются цифровыми или дискретными. Они состоят из первичного преобразователя (преобразует непрерывный входной сигнал, соответствующий измеряемой физической величине, в непрерывный выходной сигнал, как правило, электрический), нормирующего преобразователя (унифицирует по форме и величине выходной сигнал первичного преобразователя с целью его дальнейшей обработки), компенсатора (линеаризует характеристики первичного преобразователя, компенсирует влияние температуры окружающей среды и др.) и аналого-цифрового преобразователя (АЦП). Быстродействие АЦП составляет в настоящее время до 10^6 точек в секунду, что позволяет записывать с высокой точностью (порядка 0,1%) практически все переходные процессы в режиме реального времени.

Одновременно с записью показаний датчиков в памяти ЭВМ их обычно выводят и на приборы для осуществления визуального контроля за ходом испытаний.

К настоящему времени разработано большое количество программно-информационных средств на базе международных стандартов РХI и VХI. Для проведения исследовательских и промышленных испытаний используются практически одинаковые программно-информационные средства и форма представления их результатов. Кроме того, использование возможностей Интернета позволяет осуществлять дистанционные испытания по заданной программе без присутствия на месте испытаний обслуживающего персонала.

Сложность программы обработки зависит от поставленной задачи. Наряду с весьма простыми вычислениями, например КПД и коэффициента мощности, разработано большое число сложных и трудоемких программ по определению параметров синхронной машины из опыта внезапного короткого замыкания, параметров и рабочих характеристик асинхронного двигателя по результатам опытов холостого хода и короткого замыкания и др.

При идеальном варианте автоматизированных испытаний заказчик сразу после окончания испытаний получает готовый протокол испытаний, содержащий наряду со стандартной текстовой частью цифровую и графическую, отражающую результаты испытаний. Поэтому в базе данных ЭВМ должны содержаться необходимые

варианты протоколов испытаний, которые легко могут быть подготовлены заранее, что наряду с использованием современных графических программ позволяет сделать их весьма наглядными.

Автоматизированные промышленные испытания могут быть существенно упрощены, поскольку при их проведении часто нет необходимости получать точное значение измеряемых во время опыта величин. Достаточно лишь ответить на вопрос, удовлетворяют или нет измеряемые величины соответствующим требованиям. Так, при измерении сопротивления изоляции важно, чтобы оно было не меньше минимального нормируемого. Это относится к коэффициенту мощности в режиме холостого хода и КПД. Другие контролируемые величины имеют ограничения сверху (потери и ток холостого хода и короткого замыкания, сопротивление обмоток при постоянном токе и др.). Поэтому при проведении, например, приемосдаточных испытаний электрических машин необходимо лишь отделить пригодные машины от имеющих недопустимые отклонения (бракованные) и выявить причину неисправности (по какому параметру машина не удовлетворяет установленным требованиям). В протоколе испытаний в этом случае

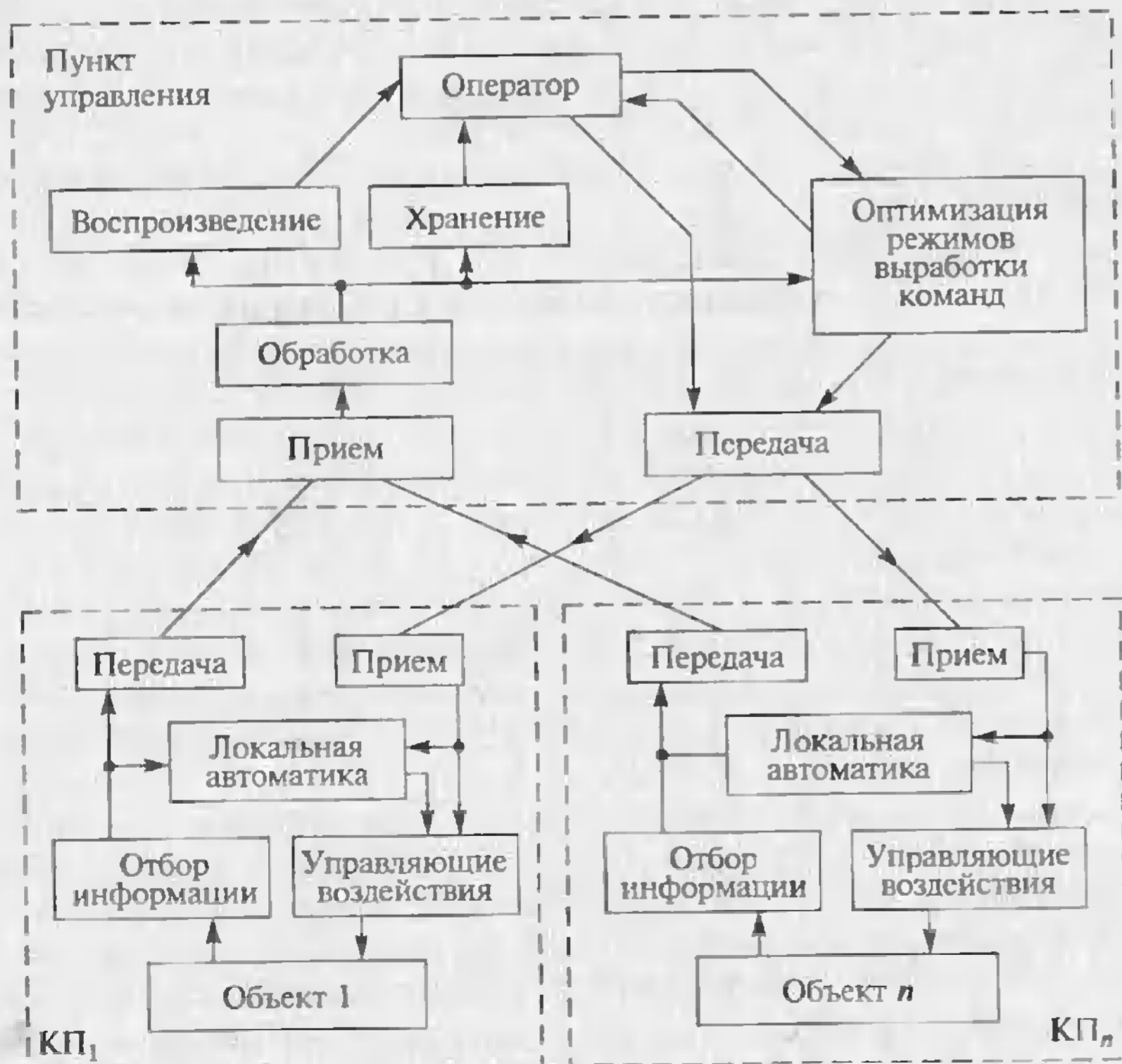
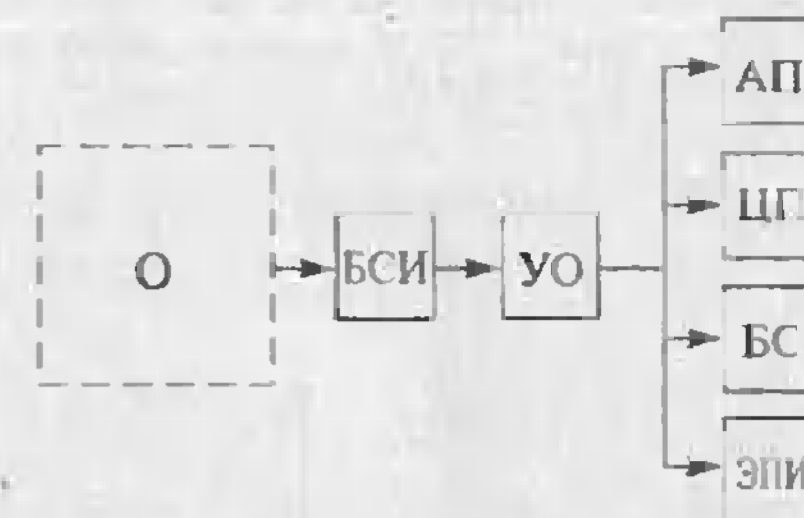


Рис. 1.2. Укрупненная структурная схема АСУ

Рис. 1.3. Укрупненная схема ИИС:

О — объект исследования (контроля), БСИ — блоки сбора информации; УО — устройство обработки; АП — аналоговые приборы; ЦП — цифровые приборы; БС — блоки сигнализации отклонений от нормальных режимов; ЭПИ — экранные пульты индикации (дисплей)



может содержаться лишь дата испытаний, заводской номер машины и отметка о ее приеме ОТК.

При проектировании автоматизированных испытательных установок стараются применять типовые аппаратные средства — автоматические системы управления (АСУ), информационно-измерительные системы (ИИС) или их компоненты.

Укрупненная система АСУ показана на рис. 1.2. Она содержит два канала: канал управления объектом и канал сбора информации о его работе. На основе этой информации осуществляется управление объектом (КП — контролируемый пункт).

Частью АСУ является информационно-измерительная система, которая укрупненно показана на рис. 1.3. Сигналы о работе объекта (О) поступают в блок сбора информации (БСИ) и далее в блок обработки сигналов (УО) и на различные отображающие устройства.

Структурно ИИС представляет собой совокупность функциональных блоков, показанных на рис. 1.4. Сигналы с работе объекта

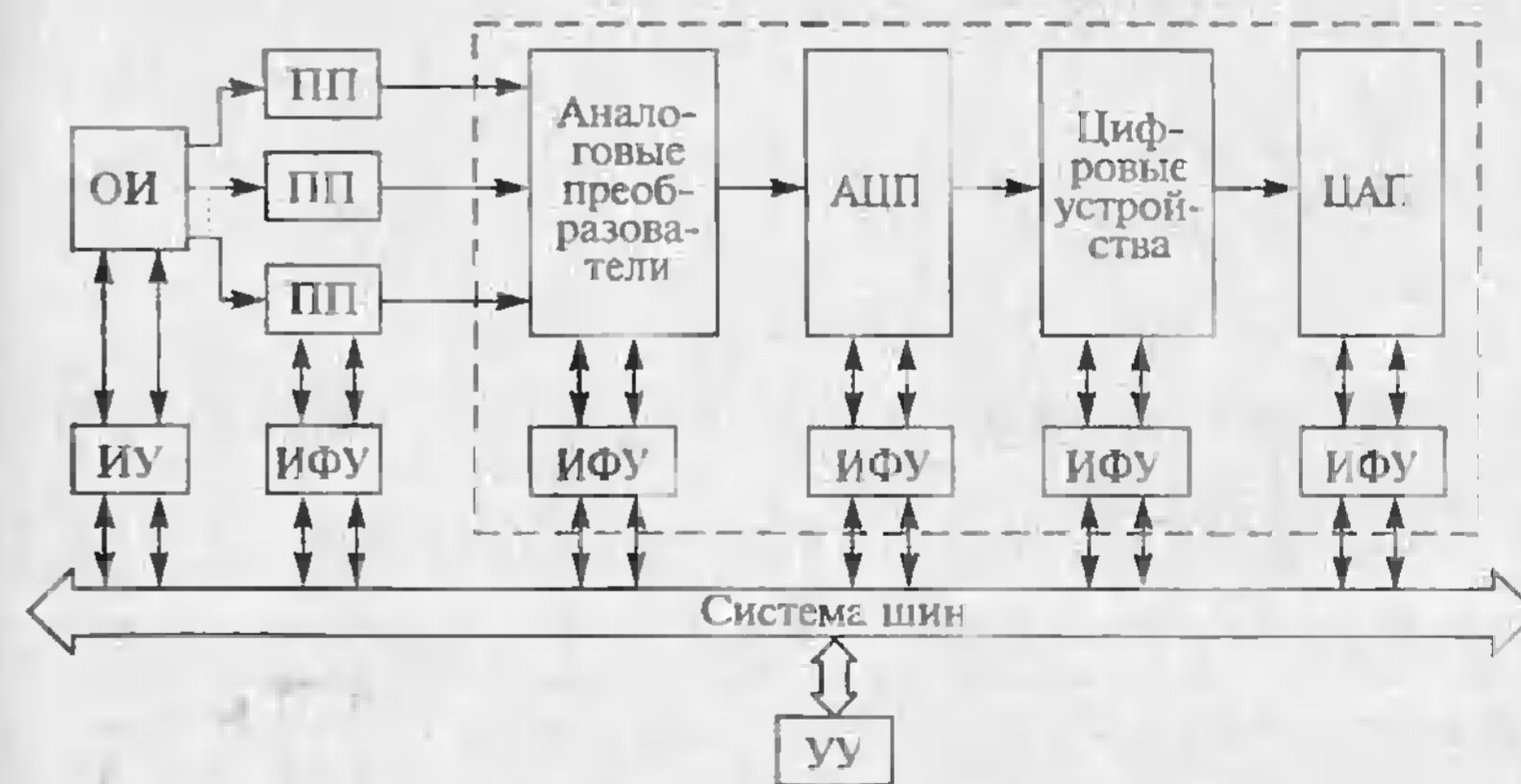


Рис. 1.4. Обобщенная структурная схема ИИС:

ОИ — объект испытаний; ИУ — исполнительные устройства; ИФУ — интерфейсный узел; АЦП — аналого-цифровой преобразователь; ЦАП — цифроаналоговый преобразователь; УУ — устройства управления; ПП — первичные преобразователи

испытаний (ОИ) с помощью датчиков (ПП) поступают на аналоговые преобразователи (нормировка и коммутация сигналов (ПП) и далее на АЦП. Цифровая информация затем может поступать на цифровые устройства (хранение, отображение или обработка информации) и преобразовываться при необходимости в аналоговый сигнал с помощью цифроаналоговых преобразователей (ЦАП). Наличие в составе ИИС системы шин и интерфейсных устройств (ИФУ) позволяет передавать управляющие команды от блока управления (УУ) непосредственно к любому блоку ИИС. Управление объектом испытаний осуществляется с помощью исполнительных устройств (ИУ).

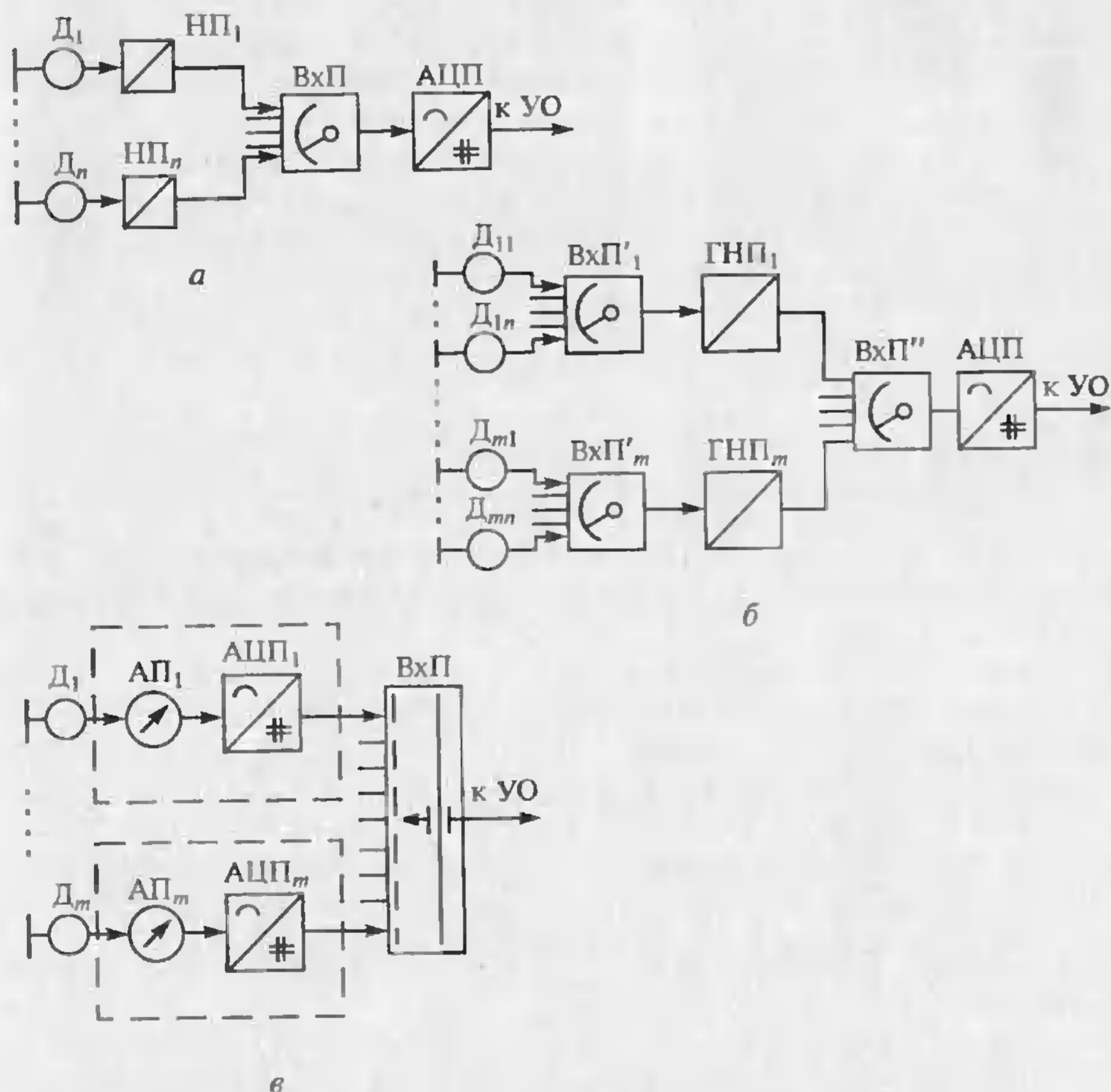


Рис. 1.5. Структура блока сбора информации:

а — с индивидуальными нормирующими преобразователями НП; б — с групповыми нормирующими преобразователями ГНП; в — со встроенными преобразователями углового поворота измерительного механизма в цифровой код; Д — датчик; ВхП — входной переключатель аналоговых сигналов; АП — аналоговый прибор; УО — устройство обработки

Входящий в ИИС (см. рис. 1.3) блок сбора информации может строиться по трем схемам (рис. 1.5) в зависимости от контролируемых параметров и выполняемых функций:

с использованием индивидуальных нормирующих преобразователей (НП) для каждого датчика (Д) и последующей коммутацией сигналов в блоке (ВхП), как показано на рис. 1.5, а;

с использованием групповых нормирующих преобразователей (ГНП), причем входные переключатели сигналов (ВхП) должны быть рассчитаны на коммутацию сигналов различных видов и уровней (см. рис. 1.5, б), а ГНП должны иметь гораздо большее быстродействие, чем в первом случае;

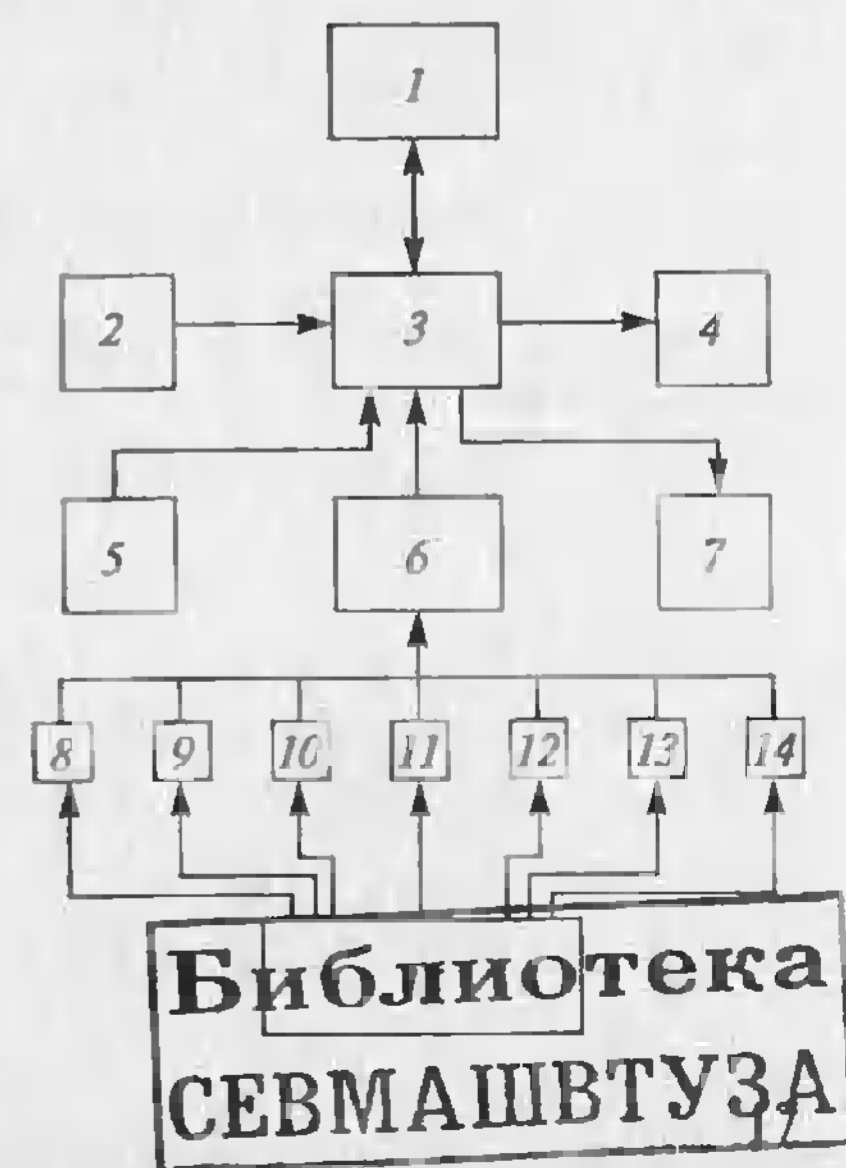
с использованием аналоговых контролирующих приборов (АП) с цифровым выходом, как показано на рис. 1.5, в.

Промышленные испытания можно проводить на установках двух типов. Установки первого типа позволяют проводить все необходимые испытания на одном рабочем месте. Установки второго типа имеют количество рабочих мест (позиций), кратное количеству испытаний, но на каждой позиции проводится лишь одно определенное испытание. На рис. 1.6 в качестве примера представлена блок-схема промышленной автоматизированной станции первого типа для испытания асинхронных двигателей мощностью 0,5...5,5 кВт (без системы управления режимами испытуемого двигателя).

Применение установок того или иного типа обусловлено их производительностью, которая, как уже указывалось, должна соответствовать производительности участка сборки электрических машин. Поскольку производительность установок второго типа зависит от длительности самого продолжительного испытания, должны приниматься меры по согласованию длительности отдельных испытаний.

Рис. 1.6. Блок-схема автоматизированной станции для типовых, приемочных и периодических испытаний асинхронных двигателей мощностью 0,5...5,5 кВт:

1 — диспетчерский пункт; 2 — дисплей; 3 — ЭВМ; 4 — принтер; 5 — устройство ввода информации; 6 — устройство сопряжения с объектом; 7 — графопостроитель; 8 — датчик переменного напряжения; 9 — датчик постоянного напряжения; 10 — датчик напряжения переменного тока; 11 — датчик активной мощности; 12 — датчик реактивной мощности; 13 — датчик частоты; 14 — датчик скорости вращения; 15 — испытуемый двигатель



При приемосдаточных испытаниях асинхронных двигателей наиболее длительной является проверка изоляции на электрическую прочность, поскольку повышенное напряжение должно прикладываться в течение 1 мин. Поэтому стандарт при массовом производстве предусматривает ускорение испытаний путем снижения времени приложения испытательного напряжения с 1 мин до 1 с при одновременном увеличении испытательного напряжения на 20 % сверх установленного. Кроме того, измерение сопротивления изоляции и сопротивления обмоток, определение тока и потерь короткого замыкания допускается производить выборочно. Это позволяет существенно сократить время проведения испытаний и количество обслуживающего персонала. Сокращения времени испытаний можно достигнуть и путем совмещения некоторых испытаний, например испытания изоляции на электрическую прочность и испытания межвитковой изоляции.

Контрольные вопросы

1. Назовите виды испытаний электрических машин и их назначение.
2. Каким промышленным испытаниям могут подвергаться электрические машины?
3. Каким промышленным испытаниям могут подвергаться трансформаторы?
4. Каким испытаниям подвергается каждая электрическая машина и трансформатор?
5. Что такое единство измерений и как оно обеспечивается?
6. Назовите составляющие инструментальной погрешности.
7. Каким образом может задаваться класс точности средств измерений?
8. Каковы основные цели автоматизации испытаний?
9. Дайте характеристику двух типов автоматизированных установок для промышленных испытаний.

Глава 2

ИСПЫТАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

Во время испытаний измеряются такие электрические величины, как ток, напряжение, мощность, КПД, активное сопротивление обмоток, коллектора, щеток и изоляции отдельных частей электрической машины. Изоляция обмоток электрических машин подвергается также проверке на электрическую прочность при повышенном по отношению к номинальному напряжении.

Согласно требованиям, предъявляемым к измерительным приборам и установленным ГОСТ 11828—86 «Машины электрические вращающиеся. Общие методы испытаний» и ГОСТ 3484—88* «Трансформаторы силовые. Методы испытаний и измерений», измерение всех электрических величин, кроме сопротивления изоляции и напряжения при испытании изоляции на электрическую прочность, следует производить приборами класса точности 0,5 и выше.

Измерение мощности трехфазного тока при приемосдаточных испытаниях электрических машин мощностью до 100 кВт допускается производить трехфазным ваттметром класса точности не ниже 1,0.

Приборы подбираются таким образом, чтобы при измерении физических величин получить минимальную погрешность (см. подразд. 1.2). Если при измерениях используется несколько приборов, то отсчет показаний должен вестись по всем приборам одновременно.

Для измерения малых токов, напряжений и мощностей (соизмеримых с мощностью, потребляемой приборами электромагнитной, магнитоэлектрической и ферродинамической систем) следует применять электронные аналоговые или цифровые приборы, мощность которых на несколько порядков меньше, чем у приборов указанных систем. Для измерения мощности нагрузки, имеющей значение $\cos\varphi$ менее 0,3...0,2, следует применять специальные малокосинусные ваттметры с классом точности 1,0, поскольку обычные аналоговые ваттметры при таких коэффициентах мощности имеют значительную погрешность.

2.1. Измерение тока, активного сопротивления обмоток и электрической мощности

Измерение тока может осуществляться прямым или косвенным методом. В первом случае амперметр той или иной системы включа-

ется непосредственно в разрыв электрической цепи. В некоторых случаях, токи, протекающие по обмоткам электрических машин и трансформаторов, из-за их больших значений (сотни и тысячи ампер) контролировать непосредственно измерительными приборами не представляется возможным. Кроме того, возможность непосредственного измерения тока бывает резко ограничена трудностью прямого доступа к обмоткам. В этих случаях используют косвенный метод измерения тока, при котором между оборудованием и измерительными приборами включается промежуточный датчик тока, преобразующий токи в электрический сигнал, доступный для непосредственного контроля измерительными приборами.

В качестве датчиков тока могут использоваться измерительные шунты, датчики Холла и трансформаторы тока. Стационарные трансформаторы тока имеют 5 классов точности: 0,2; 0,5; 1; 3; 10; лабораторные — 4 класса: 0,02; 0,05; 0,1; 0,2. Их угловая погрешность составляет от 10 до 120 угловых минут.

Шкала первичных токов в отечественных трансформаторах включает: 1; 5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 600; 750; 800; 1000; 1200; 1500; 2000; 3000; 4000; 5000; 6000; 8000; 10000; 12000; 14000; 16000; 18000; 20000; 25000; 28000; 30000; 32000; 35000; 40000 А. Шкала вторичных токов — 1 или 5 А.

Измерение сопротивления обмоток электрических машин и трансформаторов постоянному току в соответствии с ГОСТ 11828—86 и ГОСТ 3484—88* рекомендуется проводить:

- методом вольтметра и амперметра;
- методом одинарного (Уинстона) или двойного (Томсона) моста;
- методом омметра логометрической системы.

Для измерения сопротивлений обмоток трансформаторов используются первые два метода.

При проведении измерений обмотки должны находиться в практически холодном состоянии, при котором их отдельные части имеют близкие температуры, отличающиеся от температуры окружающей среды не более чем на 3 °С. У неподвижных обмоток измерения проводят непосредственно на их выводах, а у вращающихся — на коллекторе или контактных кольцах так, чтобы исключить из результата сопротивление скользящего контакта.

Схемы измерения сопротивления *методом вольтметра и амперметра* приведены на рис. 2.1. Если сопротивление вольтметра отличается от измеряемого сопротивления менее чем в 100 раз, то для исключения методической ошибки истинное значение сопротивления рассчитывается по формуле

$$r_{\text{и}} = U / (I - U / r_{\text{в}}), \quad (2.1)$$

где U — измеренное падение напряжения, В; I — измеренный ток, А; $r_{\text{в}}$ — входное сопротивление вольтметра, Ом.

Каждое сопротивление обмоток должно быть измерено не менее трех раз при различных значениях тока. Результаты измерения одного и того же сопротивления не должны отличаться от среднего значения более чем на 0,5 %.

Измерение сопротивления многофазных обмоток при наличии выводов начал и концов фаз производится пофазно, а при наличии отдельных выводов от частей фаз — отдельно для каждой части.

Если выводы начал и концов фаз отсутствуют, то сопротивление следует измерять между каждой парой линейных выводов. При соединении фаз в звезду (рис. 2.1, б) сопротивление фазы r_1 , прилегающей к выводу C_1 , определяется по формуле

$$r_1 = (r_{31} + r_{12} - r_{23}) / 2, \quad (2.2)$$

где r_{31} , r_{12} , r_{23} — сопротивления, измеренные соответственно между выводами C_3 и C_1 , C_1 и C_2 , C_2 и C_3 , Ом.

При соединении фаз в треугольник сопротивление фазы r_1 между выводами C_1 и C_2 (рис. 2.1, в) определяется по формуле

$$r_1 = \frac{2r_{12}r_{23}}{r_{12} + r_{23} - r_{31}} - \frac{r_{12} + r_{23} - r_{31}}{2}. \quad (2.3)$$

По аналогичным формулам с круговой перестановкой соответствующих индексов рассчитываются сопротивления других фаз.

Если расхождения в измеренных значениях сопротивлений r_{12} , r_{23} и r_{31} не превышают 2 % при соединении фаз в звезду или 1,5 % при соединении фаз в треугольник, то сопротивление фазы рекомендуется определять по упрощенным формулам:

при соединении фаз в звезду $r_1 = r_{\text{и}} / 2$;

при соединении фаз в треугольник $r_1 = 3r_{\text{и}} / 2$,

где $r_{\text{и}}$ — среднее арифметическое значение трех сопротивлений, измеренных между линейными выводами, Ом.

В качестве источника питания измерительной схемы применяют батареи аккумуляторов или гальванических элементов, отдель-

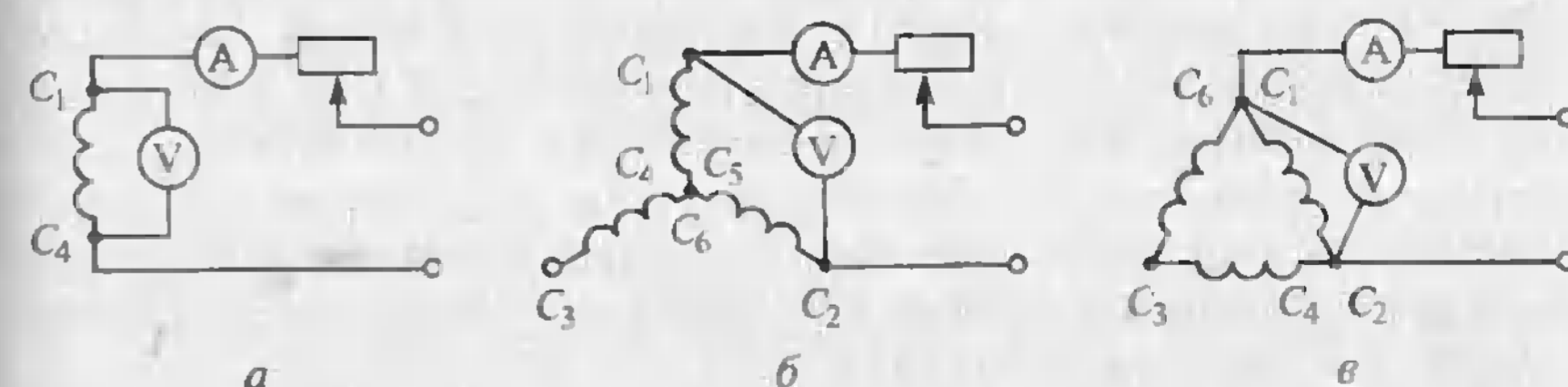


Рис. 2.1. Схемы измерения сопротивления обмоток методом вольтметра и амперметра:

а — отдельная обмотка; б — при схеме Y; в — при схеме D

ный генератор постоянного тока, сеть постоянного тока неизменного напряжения или статический выпрямитель, питаемый от сети переменного тока неизменного напряжения.

Величина постоянного тока выбирается таким образом, чтобы адиабатное повышение температуры проверяемой обмотки за время испытаний не превышало 1°C . Скорость адиабатного повышения температуры

$$\Delta\vartheta/\Delta t = j^2/k, \quad (2.4)$$

где j — плотность тока в обмотке при измерении сопротивления, $\text{A}/\text{мм}^2$; $k = 200$ для обмоток из меди; $k = 86$ для обмоток из алюминия.

Если сечение провода обмотки неизвестно, то значение измеряемого тока не должно превышать 15...20 % от номинального, а время измерений — 1 мин.

Поскольку обмотки электрических машин обладают индуктивностью, ток при измерениях устанавливается не одновременно с подачей напряжения. Поэтому отсчет показаний приборов следует производить только после окончания переходного процесса, о чем можно судить по прекращению изменения показаний амперметра или моста. Если обмотка имеет большую постоянную времени, то используются схемы с форсированием тока.

При использовании для измерений одинарного моста к искомому сопротивлению обмоток добавляется сопротивление контактов и соединительных проводов, в связи с чем одинарный мост рекомендуется применять при измерении сопротивлений, превышающих 1 Ом. Применение двойного моста обеспечивает наивысшую точность измерения сопротивления. Если тепловое состояние различных частей обмотки контролируется с помощью датчиков температуры, устанавливаемых на обмотку, то за температуру обмотки принимают среднеарифметическое значение показаний датчиков, если эти показания изменяются не более чем на 1°C в час и отличаются от среднего значения не более чем на 2°C .

Определение сопротивления обмоток постоянному току в практически холодном состоянии предусмотрено программой приемосдаточных испытаний, хотя большинство электрических машин не снабжаются датчиками температуры обмоток. В этом случае температуру обмоток определяют следующими способами:

в электрической машине, оборудованной датчиками температуры отдельных ее частей, за температуру обмотки принимают среднеарифметическое значение показаний датчиков, если оно не изменяется более чем на 1°C за 4 ч при изменении сопротивления обмотки не более чем на 0,5 %;

в электрической машине, не оборудованной датчиками температуры, температуру обмотки принимают равной температуре поверхности машины (корпуса или подшипниковых щитов), если

эта температура изменяется не более чем на 1°C за 8 ч при изменении сопротивления обмотки за то же время не более чем на 0,5 %;

в электрической машине, не оборудованной датчиками температуры, температуру обмотки принимают равной температуре окружающей среды во время измерений, если перед этим машина находилась в нерабочем состоянии длительное время, в течение которого температура окружающей среды изменилась не более чем на 5°C .

Отметим, что в рассмотренных случаях направление изменения температуры и сопротивления обмотки должно совпадать. Применение последнего способа, хотя и достаточно широко распространено, не всегда правомерно, так как постоянная времени нагрева (охлаждения) электрических машин, как правило, составляет несколько часов, в то время как суточные колебания температуры могут существенно превышать допустимые 5°C .

Измерение электрической мощности можно осуществлять двумя методами: непосредственным (прямым) и косвенным. При использовании первого способа пределы измерений по току и напряжению ваттметра должны перекрывать диапазоны изменений тока и напряжения нагрузки. В случае применения косвенного способа обмотки ваттметра включают через трансформаторы тока и (или) напряжения, что приводит к увеличению погрешности измерений мощности. Стационарные трансформаторы напряжения имеют 3 класса точности: 0,5; 1; 3, лабораторные — 4 класса точности: 0,05; 0,1; 0,2; 0,5.

Измерение мощности трехфазного тока осуществляется с помощью одного однофазного ваттметра, если нагрузка симметричная и ваттметр не вносит искажений в распределение ее по фазам, с помощью двух однофазных ваттметров, трех однофазных ваттметров и одного трехфазного ваттметра при измерении мощности до 100 кВт.

2.2. Измерение сопротивления изоляции и испытание ее на электрическую прочность

Сопротивление изоляции обмоток измеряется относительно корпуса электрической машины и между обмотками. Измерение производится мегомметром, который представляет собой маломощный высоковольтный генератор постоянного тока. Выпускаются мегомметры класса напряжения 500, 1000 и 2500 В*.

В соответствии с требованиями ГОСТ 11828—86 измерение сопротивления изоляции вращающихся электрических машин следует производить мегомметрами класса 500 В, если напряжение об-

* В настоящее время промышленность выпускает и электронные мегомметры типа Ф4101 на напряжения 100, 500 и 1000 В.

мотки до 500 В включительно, и мегомметрами класса не ниже 1000 В, если номинальное напряжение обмотки выше 500 В. Для измерения сопротивления изоляции обмоток трансформаторов в соответствии с ГОСТ 3484—88 используются мегомметры класса 1000 В для трансформаторов класса до 35 кВ и мощностью менее 16 МВ·А и класса 2500 В для остальных трансформаторов.

При измерении сопротивления изоляции обмоток крупных вращающихся электрических машин и трансформаторов, которые обладают значительной емкостью (между обмотками и на корпус), следует применять электронные мегомметры или мегомметры с моторным приводом, поскольку время переходного процесса, определяемое величиной емкости, может достигать нескольких минут. Отсчет сопротивления изоляции следует производить дважды: через 15 и 60 с после появления на обмотках напряжения, при котором производятся измерения. Измерение сопротивления изоляции производится как в практически холодном, так и в нагретом состоянии при температуре обмоток, близкой к рабочей, а также до и после испытаний изоляции обмоток на электрическую прочность. В результате измерений помимо сопротивления изоляции, соответствующему измерению через 60 с ($R_{60^{\circ}}$), определяют коэффициент абсорбции

$$K_{аб} = R_{60^{\circ}}/R_{15^{\circ}}. \quad (2.5)$$

Сопротивление изоляции относительно корпуса машины и между фазами следует измерять поочередно для каждой цепи, имеющей отдельные выводы, при электрическом соединении всех прочих цепей с корпусом машины. По окончании измерений сопротивления изоляции каждой цепи ее следует разрядить, соединив с заземленным корпусом машины. Длительность такого соединения для машин с обмотками на номинальное напряжение 3000 В и выше составляет 15 с или 1 мин для машин мощностью до 1 МВт или более 1 МВт соответственно. При использовании мегомметра класса 2500 В длительность соединения обмоток с корпусом составляет не менее 3 мин.

При измерении сопротивления изоляции обмоток электрических машин относительно корпуса (рис. 2.2, а) нулевой вывод мегомметра соединяется с заземленным корпусом машины (через болт заземления), а высоковольтный вывод — с одним из выво-

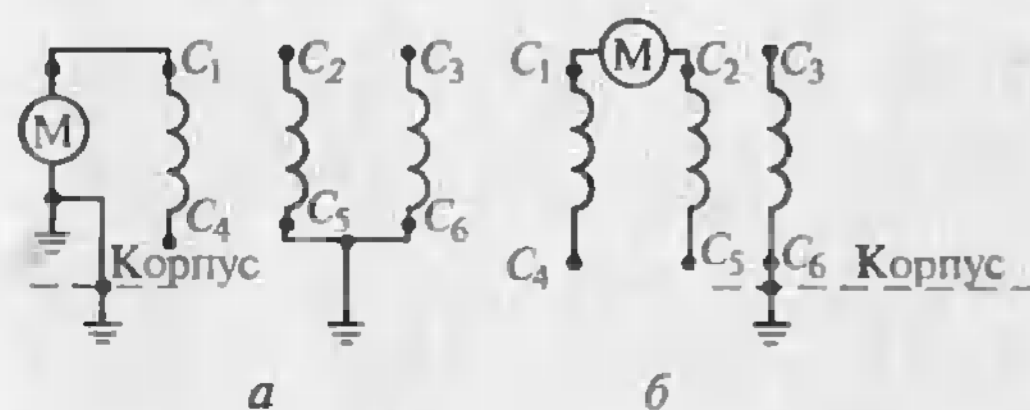


Рис. 2.2. Схемы измерения сопротивления изоляции обмоток электрических машин:

а — на корпус; б — между обмотками

дов обмотки. Обмотки фаз, не участвующие в измерении, заземляются. При измерении сопротивления изоляции между обмотками (рис. 2.2, б) порядок присоединения выводов мегомметра к выводам обмотки произвольный. Аналогичная схема используется для измерения сопротивления изоляции трансформаторов.

Значение сопротивления изоляции обмоток (в мегаомах) при рабочей температуре ϑ должна быть не менее значения, вычисленного по формуле

$$r = U/(1000 + 0,01P), \quad (2.6)$$

где U — номинальное напряжение обмотки, В; P — номинальная мощность машины, кВ·А или кВт.

Если полученное по формуле (2.6) значение сопротивления не превышает 0,5 МОм, то в качестве минимально допустимого принимается $r = 0,5$ МОм.

Поскольку измерения сопротивления изоляции при рабочей температуре затруднительны (даже при измерении сразу после окончания испытаний на нагревание температура обмоток может существенно снизиться), допускается проведение измерений при более низкой температуре. При этом минимально допустимое сопротивление изоляции при температуре $\vartheta < \vartheta_{раб}$ следует определять по формуле

$$r_{\vartheta} = r_{мин} \cdot 2^k, \quad (2.7)$$

где $k = (\vartheta_{раб} - \vartheta) / 20$ с округлением до большего целого; $r_{мин}$ — минимально допустимое сопротивление изоляции, рассчитанное по формуле (2.6), но не менее 0,5 МОм.

В качестве примера рассмотрим определение минимально допустимого сопротивления изоляции обмотки статора асинхронного двигателя с короткозамкнутой обмоткой ротора типа 4АН280М2У3 мощностью 200 кВт, напряжением 660 В, классом нагревостойкости изоляции обмотки статора F. Измерение сопротивления изоляции производится при температуре 20 °С.

Рассчитываем по формуле (2.6) минимально допустимое сопротивление изоляции при рабочей температуре (для класса нагревостойкости F расчетная рабочая температура в соответствии с ГОСТ 183—74** равна 115 °С):

$$r_{мин} = U/(1000 + 0,01P) = 660/1002 = 0,6587 = 0,66 \text{ МОм.}$$

По формуле (2.7) определяем минимально допустимое сопротивление изоляции при температуре 20 °С:

$$k = (\vartheta_{раб} - \vartheta) / 20 = (115 - 20) / 20 = 4,75.$$

Значение k округляем до 5,0 и рассчитываем

$$r_{20^{\circ}\text{C}} = r_{\text{min}} \cdot 2^k = 0,66 \cdot 2^5 = 21,12 \text{ МОм.}$$

Таким образом, сопротивление изоляции асинхронного двигателя 4АН280М2У3 при температуре 20°C должно быть не менее 21,12 МОм.

Испытания изоляции обмоток электрических машин на электрическую прочность проводят для определения электрической прочности изоляции обмоток относительно корпуса машины, между обмотками и между витками обмотки. Испытание изоляции обмоток относительно корпуса машины и между фазами проводят синусоидальным напряжением частотой 50 Гц от испытательного трансформатора мощностью не менее 1 кВ·А на 1 кВ испытательного напряжения. Значения испытательных напряжений для различных вращающихся электрических машин и силовых трансформаторов класса напряжения до 35 кВ приведены в приложении 2.

Регулирование напряжения производится плавно или ступенями, не превышающими 5% от испытательного значения, путем регулирования напряжения, подводимого к первичной обмотке испытательного трансформатора. Испытания начинаются с напряжения, не превышающего 1/3 от испытательного. Время увеличения напряжения от половинного значения до испытательного — не менее 10 с, испытательное напряжение выдерживается в течение 1 мин. После этого напряжение плавно снижают до 1/3 от испытательного и отключают питание трансформатора.

Принципиальная схема установки для испытаний приведена на рис. 2.3. Основной частью установки является испытательный высоковольтный трансформатор 7, получающий питание от сети через регулировочный автотрансформатор 6, который позволяет плавно поднимать напряжение от нуля на первичной обмотке трансформатора 7 и тем самым напряжение на испытываемой обмотке. Пробой изоляции сопровождается увеличением тока в обмотках трансформатора 7. Для его ограничения служит защитное сопротивление 8. Считается, что изоляция выдержала испытания, если не произошел ее пробой или перекрытие скользящими разрядами.

Для обеспечения безопасности работы высоковольтный трансформатор, испытываемая электрическая машина и все токоведущие части, находящиеся во время испытания под высоким потенциалом, защищены металлическим заземленным ограждением. На двери ограждения установлен концевой выключатель 2 с контактом, размыкающимся при открывании двери и отключающим установку от сети. Включение установки возможно только при закрытой двери ограждения и осуществляется рубильником 1. При этом зажигается лампа 3, освещающая транспарант «Установка включена» над дверью ограждения. После нажатия кнопки «Пуск» 14 обмотка магнитного пускателя 16 включается под напряжение и

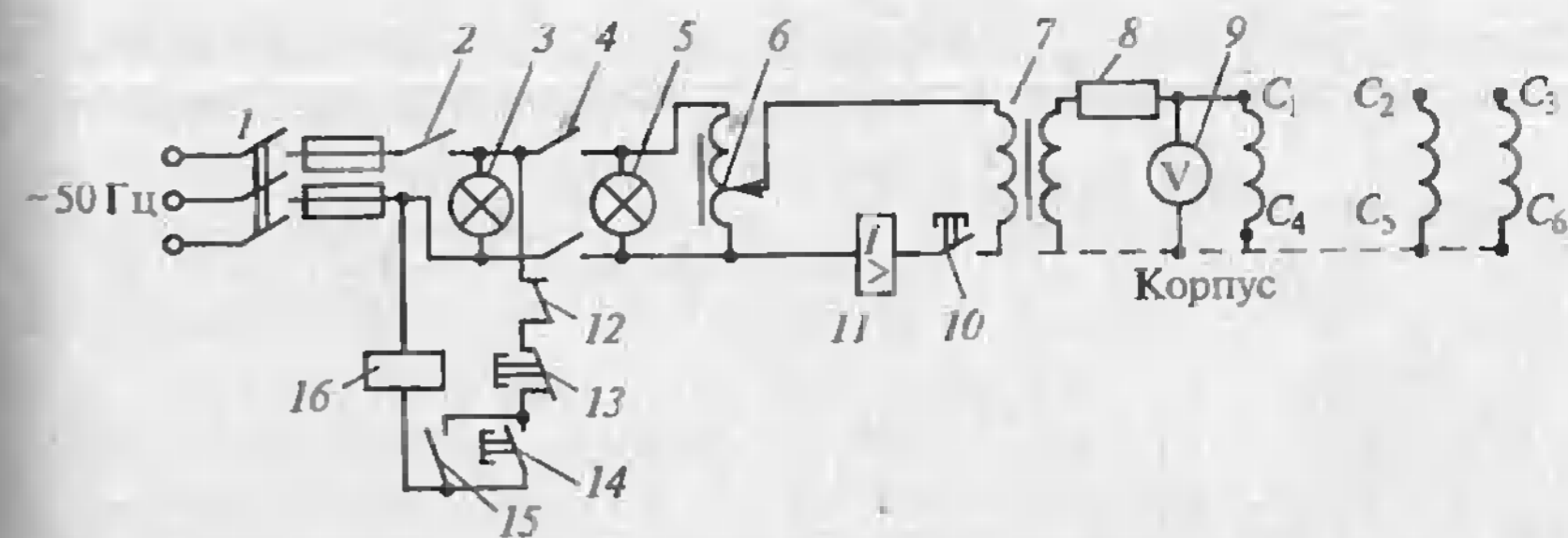


Рис. 2.3. Принципиальная схема установки для испытания изоляции электрических машин на электрическую прочность:

1 — рубильник; 2 — концевой выключатель; 3 и 5 — лампы; 4 и 15 — основные и вспомогательные контакты магнитного пускателя; 6 — регулировочный автотрансформатор; 7 — высоковольтный трансформатор; 8 — защитное сопротивление; 9 — вольтметр; 10 — кнопка; 11 — обмотка реле максимального тока; 12 — контакт этого реле; 13 — кнопка «Стоп»; 14 — кнопка «Пуск»; 16 — магнитный пускатель

замыкаются его основные контакты 4, подключая к сети автотрансформатор 6. Одновременно с основными контактами замыкается и вспомогательный контакт 15, шунтирующий кнопку 14, а также подключается к сети лампа 5, зажигающая на пульте красный сигнал «Высокое напряжение подано». Это означает, что при нажатии кнопки 10 высокое напряжение может быть подано на испытываемую машину. Для подключения высоковольтного трансформатора к автотрансформатору эту кнопку следует нажать и удерживать рукой.

Испытательный трансформатор подключается к автотрансформатору через реле максимального тока, предназначенное для отключения высоковольтного трансформатора при пробое изоляции обмотки испытываемой машины. В момент пробоя, когда через обмотку реле максимального тока 11 начинает проходить ток, достаточный для его срабатывания, контакт 12 этого реле размыкается, цепь управления магнитным пускателем теряет питание (как и при нажатии кнопки «Стоп» 13), все контакты пускателя размыкаются, гаснет лампа 5 и автотрансформатор с испытательным трансформатором отключаются от сети. Контроль за значением испытательного напряжения осуществляется по высоковольтному вольтметру 9, расположенному за ограждением.

По окончании испытания выключают рубильник 1 (подводимое к испытательному трансформатору напряжение перед этим снижают до нуля), открывают дверь в ограждении, заземляют вывод C_4 , разряжая конденсатор «обмотка — корпус», и собирают следующую схему.

Испытанию изоляции на электрическую прочность относительно корпуса следует подвергать поочередно каждую цепь, имеющую

отдельные выводы. При этом один вывод испытательного трансформатора 7 подключают к любому из выводов испытуемой обмотки (на рис. 2.3 к выводу C_1), а другой вывод — заземляют и подключают к заземленному корпусу машины, с которым при испытании обмотки $C_1—C_4$ электрически соединяют обмотки $C_2—C_5$ и $C_3—C_6$.

Испытание изоляции обмотки между смежными витками для работающего на холостом ходу электрического двигателя проводится напряжением, равным 1,3 от номинального, в течение 3 мин. Для гидрогенераторов изоляция обмотки между смежными витками должна испытываться напряжением, равным 1,5 от номинального, в течение 5 мин, для турбогенераторов — напряжением, равным 1,3 от номинального, в течение 5 мин. Требуемое значение испытательного напряжения генераторов достигается увеличением тока возбуждения. При испытаниях машин постоянного тока с числом полюсов более четырех напряжение между смежными коллекторными пластинами не должно превышать 24 В.

2.3. Методы определения коэффициента полезного действия

Коэффициент полезного действия электрической машины определяется отношением полезной мощности к подводимой и выражается в процентах:

$$\eta = (P_2/P_1)100, \quad (2.8)$$

или

$$\eta = [(P_1 - \sum P)/P_1]100 = [P_2/(P_2 + \sum P)]100, \quad (2.9)$$

где P_1 — подводимая к электрической машине активная мощность; P_2 — полезная мощность электрической машины; $\sum P$ — суммарные потери в электрической машине, равные $P_1 - P_2$.

Поскольку при испытаниях всегда контролируется электрическая мощность, то первое выражение в формуле (2.9) используется для определения КПД двигателей, а второе — КПД генераторов.

Машина при определении КПД не должна иметь вибраций, препятствующих нормальной работе отдельных узлов, недопустимых шумов, ее подшипники, подпятники, коллектор (или контактные кольца) и щетки должны быть приработаны, а температура всех частей машины равна рабочей. Температура охлаждающей среды не должна превышать предельных значений, установленных ГОСТ 183—74** «Машины электрические вращающиеся. Общие технические требования».

Для определения КПД электрической машины используются два метода: непосредственный и косвенный.

Непосредственный метод определения КПД с использованием формулы (2.8) применяется, как правило, для машин с КПД не более 85 %.

В этом случае КПД определяют следующими способами:

способ измерения мощности (способ «двигатель — генератор»), при котором подводимую и отдаваемую мощности определяют с помощью электроизмерительных приборов;

способ торможения, при котором развиваемый двигателем вращающий момент и соответствующую ему отдаваемую мощность определяют с помощью тормозного устройства, а подводимую электрическую мощность — с помощью электроизмерительных приборов;

способ нагрузки (способ тарированной машины*), при котором потребляемая двигателем (отдаваемая генератором) электрическая мощность определяется с помощью электроизмерительных приборов, а отдаваемая механическая мощность двигателя (потребляемая мощность генератора) измеряется с помощью тарированной машины, мощность которой должна быть соизмерима с мощностью испытуемой машины**.

Косвенный метод определения КПД с использованием формулы (2.9) применяется для машин с КПД более 85 %, он основан на измерении потерь мощности в электрической машине:

$P_{ст}$ — потери мощности в стали; $P_{мех}$ — механические потери; $P_{\Sigma 1} + P_{\Sigma 2}$ — основные потери мощности в цепях рабочих обмоток машины; $P_{доб}$ — потери мощности в переходных контактах щеток, на возбуждение и добавочные (потери, не учитываемые предыдущими видами).

К потерям электрической машины необходимо относить и потери во вспомогательных устройствах, без которых невозможна ее нормальная эксплуатация, а именно: потери в регулировочных реостатах, в постоянно включенных нерегулируемых сопротивлениях, в аппаратуре, применяемой для самовозбуждения (в случае питания этой аппаратуры от сети, к которой присоединены выводы электрической машины), и других подобных вспомогательных приборах и аппаратах. Суммарные составляющие основных потерь в цепях рабочих обмоток, потери в переходных контактах щеток и потери на возбуждение определяются путем расчетов, а потери в стали и механические потери — опытным путем.

Что касается добавочных потерь, то для синхронных машин мощностью свыше 100 кВт их рекомендуется определять опытным путем, а для остальных машин — путем расчетов. В последнем случае

* Под тарированной машиной понимается электрическая машина с известными потерями в любом режиме работы.

** Выбор способа непосредственного определения КПД зависит от мощности испытуемой машины и состава имеющегося оборудования. С точки зрения получения большей точности предпочтительнее второй и третий способы.

они принимаются равными 1 % от отдаваемой мощности некомпенсированных генераторов постоянного тока или 1 % от подводимой мощности некомпенсированных двигателей постоянного тока и коллекторных двигателей переменного тока. Для остальных машин добавочные потери принимаются равными 0,5 % от отдаваемой мощности генераторов или потребляемой мощности двигателей.

Основные потери в обмотке якоря машины постоянного тока, в последовательно соединенных с нею других обмотках (последовательной обмотке возбуждения, обмотке добавочных полюсов и компенсационной обмотке), а также основные потери в обмотке якоря синхронной машины мощностью до 100 кВ·А и в обмотке статора асинхронной машины рассчитываются по формуле

$$P_{\Sigma 1} = m_1 I_1^2 r_1, \quad (2.10)$$

где $P_{\Sigma 1}$ — электрические потери в указанных обмотках, Вт; m_1 — число фаз обмотки; I_1 — рабочий ток фазы, А; r_1 — сопротивление обмотки фазы при постоянном токе, приведенное к расчетной рабочей температуре, Ом.

Расчетная рабочая температура обмотки принимается равной: 75 °С — для обмоток, предельные допускаемые превышения температуры которых соответствуют классам нагревостойкости А, Е, В, и 115 °С — для обмоток, предельные допускаемые превышения температуры которых соответствуют классам нагревостойкости F, H.

Основные потери в обмотке ротора $P_{\Sigma 2}$ асинхронной машины определяют через электромагнитную мощность $P_{\Sigma \text{эм}}$ и скольжение s :

$$P_{\Sigma \text{эм}} = P_1 \pm (P_{\text{ст}} + P_{\Sigma 1}); \quad (2.11)$$

$$P_{\Sigma 2} = s P_{\Sigma \text{эм}}. \quad (2.12)$$

В формуле (2.11) знак «-» соответствует двигательному режиму асинхронной машины, а знак «+» — генераторному, причем асинхронная машина в двигательном режиме потребляет мощность P_1 , а в генераторном эту мощность отдает.

Потери в параллельных обмотках возбуждения рассчитывают по току и напряжению возбуждения. В машине с возбуждением от независимого источника потери на возбуждение вычисляются по току возбуждения и сопротивлению обмотки возбуждения при постоянном токе, приведенному к расчетной рабочей температуре. В случае возбуждения от электромашинного возбудителя учитываются потери в возбудителе и всех устройствах, входящих в его комплект, за исключением механических потерь.

Потери в переходных контактах щеток каждой полярности рассчитывают по току и переходному падению напряжения, которое принимается равным: 1 В — для угольных и графитовых щеток; 0,3 В — для металлоугольных и металлографитовых щеток.

Для опытного определения потерь в стали и механических потерь (а также добавочных потерь синхронных машин мощностью свыше 100 кВ·А) можно использовать способы вращения в режиме ненагруженного двигателя, тарированной машины, самоторможения и калориметрический.

Указанные способы следует применять при практически установившемся тепловом состоянии частей испытуемой машины, в частности подшипников.

Способ вращения в режиме ненагруженного двигателя используется в машинах всех видов, которые допускают вращение в режиме холостого хода при питании от источника напряжения.

Испытуемая машина вращается в режиме холостого хода с номинальной частотой при напряжении, изменяемом от значения, при котором проводится испытание межвитковой изоляции на электрическую прочность, до наименьшего значения, обеспечивающего устойчивое вращение с этой частотой.

Постоянство частоты вращения во время опыта достигается поддержанием неизменной частоты приложенного напряжения в машинах переменного тока и регулированием тока возбуждения в машинах постоянного тока. Возбуждение синхронных машин и машин постоянного тока при любой системе возбуждения осуществляется от независимого источника. Для машин постоянного тока измеряют приложенное напряжение, ток и частоту вращения, а для машин переменного тока, кроме того, частоту сети и подводимую активную мощность.

Сумму потерь в стали и механических потерь определяют вычитанием из измеренной подводимой мощности основных потерь, создаваемых в обмотках рабочей цепи машины, и потерь в переходных контактах щеток. Основные потери рассчитывают, определив сопротивление обмоток сразу после окончания опыта.

Способ тарированного двигателя используется для машин постоянного тока и синхронных. Испытуемую машину приводят во вращение с номинальной частотой тарированным двигателем и возбуждают от независимого источника. Для определения потерь в стали и механических потерь напряжение на выводах обмотки разомкнутого якоря испытуемой машины изменяют регулированием тока возбуждения от наибольшего напряжения, соответствующего испытаниям межвитковой изоляции, до напряжения, соответствующего остаточному намагничиванию при разомкнутой обмотке возбуждения. При этом измеряют мощность, подводимую к тарированному двигателю, и все величины, необходимые для определения потерь в нем.

Сумму механических потерь и потерь в стали испытуемой машины рассчитывают путем вычитания из подводимой мощности потери в тарированном двигателе.

Данный способ применяется для определения суммы основных потерь в обмотке якоря и добавочных потерь синхронных машин мощностью свыше 100 кВ·А.

Способ самоторможения используется для машин постоянного тока и синхронных машин, имеющих значительный момент инерции ротора. Для определения потерь частоту вращения испытуемой машины доводят до значения, несколько превышающего номинальное, после чего источник энергии отключают. При этом в ходе испытаний машин постоянного тока проводят два опыта: самоторможение без возбуждения и самоторможение при холостом ходе и токе возбуждения, которому соответствует номинальное напряжение на выводах разомкнутой обмотки якоря при номинальной частоте вращения.

Для синхронных машин мощностью свыше 100 кВ·А дополнительно проводят третий опыт — самоторможение при симметричном коротком замыкании на выводах обмотки якоря и номинальном токе в этой обмотке*.

Диапазон изменения частоты вращения в опыте составляет 110...90 % от номинальной, а в некоторых случаях может быть уменьшен до 105...95 %. Во время опыта записывается изменение частоты вращения n в функции времени, а также контролируются показания электроизмерительных приборов (в цепи якоря машины) в момент прохождения номинальной частоты вращения. Расчет потерь ведется по осциллограмме $n(t)$ с использованием формулы

$$P = Jn_n dn/dt, \quad (2.13)$$

где P — потери в машине, вызывающие ее торможение, Вт; J — момент инерции ротора (или роторов в случае использования для разгона вспомогательного двигателя), значение которого известно, кг·м²; n_n — номинальная частота вращения машины, 1/с; dn/dt — замедление ротора в точке $n = n_n$, 1/с².

В случае применения вспомогательного двигателя должны быть известны его механические потери и момент инерции ротора.

Из первого опыта по формуле (2.13) определяют механические потери $P_{\text{мех}}$, из второго — сумму механических потерь и потерь в стали $P_{\text{мех}} + P_{\text{ст}}$, из третьего — сумму механических и добавочных потерь, а также потерь в обмотке якоря $P_{\text{мех}} + P_{\text{доб}} + P_{\text{эл}}$ (потери в стали вследствие малой величины рабочего потока в режиме короткого замыкания можно не учитывать).

Калориметрический способ более трудоемок, чем способ самоторможения, так как он дает правильные результаты при установившемся тепловом процессе, время достижения которого

* Возбуждение испытуемой машины при проведении опыта самоторможения производится от отдельного источника постоянного тока.

может быть весьма значительным. Суть метода заключается в измерении потерь, выносимых из машины всеми охлаждающими средами (газ, масло, вода). Для определения потерь измеряют расход охлаждающих сред и повышение их температуры при прохождении через испытуемую машину, находящуюся в практически установившемся тепловом состоянии, либо сравнением нагревания охлаждающих сред при прохождении через испытуемую машину и через устройство, в котором выделяется известная мощность (если конструкция испытуемой машины не допускает измерение расхода охлаждающих сред).

Суммарные потери рассчитывают по формуле

$$\sum P = \sum V_i c_i \Delta \vartheta_i, \quad (2.14)$$

где V_i — расход i -й охлаждающей среды, м³/с; c_i — объемная теплоемкость этой среды, Дж/(м³·К); $\Delta \vartheta$ — разность температур этой среды на выходе и входе машины, К.

При использовании калориметрического способа проводят три опыта при номинальной частоте вращения: с невозбужденной машиной — для определения механических потерь; с разомкнутой обмоткой якоря и номинальным напряжением на ней — для определения суммы потерь в стали, механических потерь и потерь на возбуждение при токе возбуждения холостого хода; с замкнутой накоротко обмоткой якоря при номинальном токе якоря — для определения суммы механических потерь, основных потерь в обмотке якоря, добавочных потерь и потерь на возбуждение при токе возбуждения короткого замыкания. Последний опыт проводят для определения основных потерь в обмотке якоря и добавочных в синхронных машинах мощностью свыше 100 кВ·А. Потери в каждом опыте рассчитываются по формуле (2.14).

При расчете КПД синхронных машин и машин постоянного тока полученные опытным путем потери в стали и механические не следует разделять. Что же касается асинхронных машин, то, как видно из формул (2.11) и (2.12), для расчета электрических потерь в обмотке ротора необходимо разделять потери в стали и механические потери.

Для определения потерь в стали и механических потерь в асинхронных двигателях могут быть использованы два способа: калориметрический и способ вращения в режиме ненагруженного двигателя.

При использовании калориметрического способа определяют механические потери $P_{\text{мех}}$ и сумму потерь в стали $P_{\text{ст}}$, механических и электрических потерь в обмотке статора. Электрические потери $P_{\text{эл}}$ при известных значениях тока, активного сопротивления и температуры обмотки статора (из опыта) определяют расчетным путем по формуле (2.10). Определив $P_{\text{мех}}$, $P_{\text{эл}}$ и сумму $P_{\text{мех}} + P_{\text{ст}} + P_{\text{эл}}$, рассчитывают потери в стали $P_{\text{ст}}$.

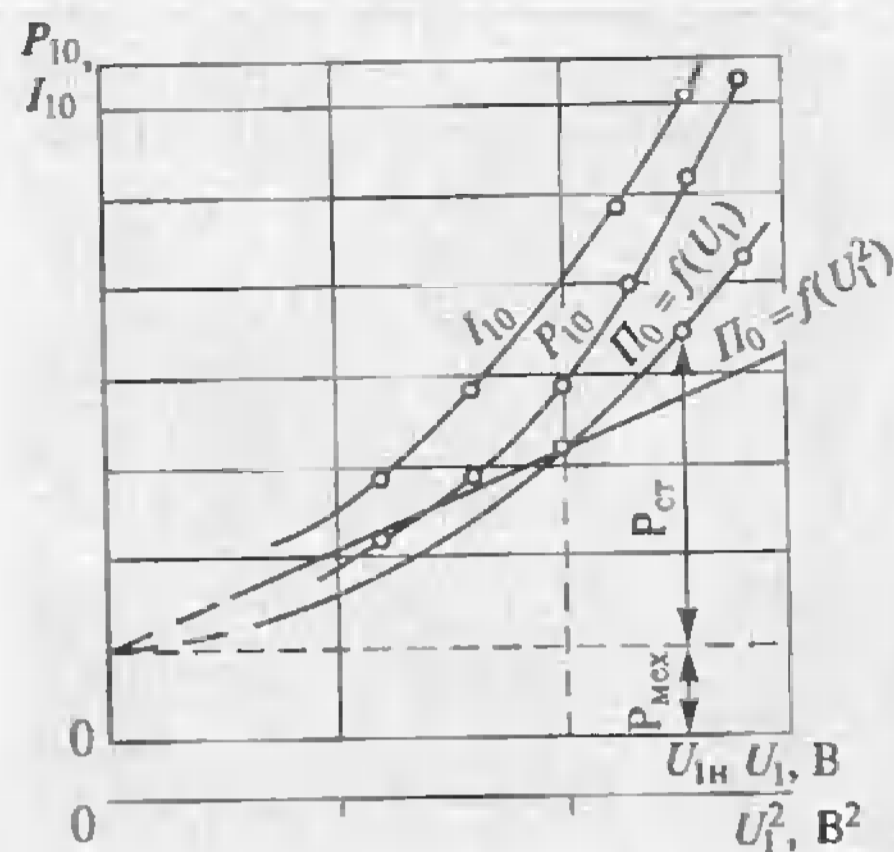


Рис. 2.4. Определение механических потерь и потерь в стали из опыта вращения асинхронной машины в режиме ненагруженного двигателя

При использовании способа вращения в режиме ненагруженного двигателя опыт проводят при нескольких значениях приложенного напряжения. В результате получают зависимость $P_{10}(U_1)$, где P_{10} — сумма механических потерь, потерь в стали и электрических потерь в обмотке статора. Вычитая из P_{10} электрические потери (при известном значении тока I_{10} и сопротивления обмотки статора), получают зависимость $P_0 = P_{\text{мех}} + P_{\text{ст}} = f(U_1)$, как показано на рис. 2.4.

Поскольку опыт должен проводиться при постоянной частоте вращения, механические потери во время опыта должны оставаться постоянными. Что касается потерь в стали, то они зависят от квадрата приложенного напряжения. Таким образом, если строить зависимость $P_0 = f(U_1^2)$, то она должна быть прямолинейной (см. рис. 2.4) и будет отсекает на оси ординат отрезок, численно равный механическим потерям. Вычитая механические потери из $P_0(U_1^2)$, получим потери в стали.

2.4. Определение степени искрения коллекторных машин

Степень искрения машин постоянного тока и коллекторных машин переменного тока оценивается по степени искрения под сбегающим краем щетки. ГОСТ 183—74** предусматривает пять возможных степеней искрения: 1, $1^{1/4}$, $1^{1/2}$, 2 и 3 (табл. 2.1). Как правило, степень искрения электрических машин при номинальном режиме работы не превышает $1^{1/2}$.

Анализ приведенных в табл. 2.1 характеристик степени искрения указывает на ее весьма субъективную оценку, что требует разработки методов и приборов, позволяющих оценивать коммутацию количественно. Кроме того, прямая визуальная оценка степени искрения не позволяет проводить измерения дистанционно. Несовер-

шенство оценки искрения работающих машин привело к разработке многочисленных приборов, позволяющих более объективно и точно оценивать степень искрения. Благодаря этому обстоятельству можно увеличить число степеней искрения в 2...3 раза по сравнению с предписанными ГОСТ 183—74** и тем самым объективнее сравнивать по этому признаку коллекторные машины.

Методы оценки коммутации можно разделить на фотографические, фотоэлектрические, регистрирующие уровень радиопомех, измеряющие напряжение под сбегающим краем щетки и реагирующие на импульсные напряжения коммутационной реакции якоря.

К первой группе методов относятся: собственно визуальная оценка по указанным критериям, фотографирование искрения с последующей его оценкой и метод светового клина, позволяющий судить о степени искрения по его яркости в соответствии с плотностью применяемого светофильтра.

Фотоэлектрические приборы состоят из фотодатчика, канала передачи информации, фотоусилителя и регистрирующего прибора, в качестве которого могут быть использованы стрелочные индикаторы и осциллографы. Фотодатчики крепятся в непосредственной близости от щеток, поэтому должны быть приняты меры по уменьшению влияния на их работу вибраций и теплоты от испытываемой машины. Кроме того, следует экранировать их от внешних источников света. Эти приборы могут применяться при исследовании переходных процессов.

Коммутация сопровождается радиопомехами в диапазоне частот 1000...3000 Гц, причем ухудшение коммутации (усиление степени искрения) приводит к увеличению уровня радиопомех. Таким образом, измерение радиопомех в зоне щеточного контакта позволяет оценить степень искрения. К недостаткам приборов, использующих этот принцип, относится зависимость уровня радиопомех от частоты вращения исследуемой машины и от внешних радиопомех, которые могут содержаться в питающей сети.

Приборы, измеряющие напряжение под сбегающим краем щетки, позволяют получить график (потенциальную кривую), по виду которого можно делать качественные заключения о характере коммутации. Для проведения этих измерений требуется установка на коллекторе дополнительной (измерительной) щетки. В некоторых случаях может измеряться напряжение под набегающим краем щетки.

При коммутации не всегда можно заметить искрение, однако она может сопровождаться импульсным напряжением, значение которого достигает нескольких десятков вольт. Это напряжение увеличивается при ухудшении коммутации. Приборы, измеряющие импульсное напряжение, позволяют сопоставить степень искрения с нормами, приведенными в ГОСТ 183—74**. Для проведения этих измерений требуется установить на коллекторе дополни-

Таблица 2.1

Степени искрения машин постоянного тока

Степень искрения (класс коммутации)	Характеристика степени искрения	Состояние коллектора и щеток
1	Отсутствие искрения (темная коммутация)	—
1 ¹ / ₄	Слабое точечное искрение под небольшой частью щетки	Отсутствие почернения на коллекторе и нагара на щетках
1 ¹ / ₂	Слабое искрение под большей частью щетки	Появление следов почернения на коллекторе, легко устранимых протиранием поверхности коллектора бензином, а также следов нагара на щетках
2	Искрение под всем краем щетки (допускается только при кратковременных толчках нагрузки и перегрузках)	Появление следов почернения на коллекторе, не устранимых протиранием коллектора бензином, а также следов нагара на щетках
3	Значительное искрение под всем краем щетки с наличием крупных и вылетающих искр (допускается только для моментов прямого, т. е. без реостатных ступеней, включения или реверсирования машин, если при этом коллектор и щетки остаются в состоянии, пригодном для дальнейшей работы)	Значительное почернение на коллекторе, не устранимое протиранием поверхности коллектора бензином, а также подгар и разрушение щеток

тельную щетку. Приборы позволяют проводить дистанционные измерения, исследовать динамические режимы работы и мало подвержены внешнему влиянию.

Разновидностью указанной группы являются приборы, измеряющие импульсную составляющую поля коммутационной реакции якоря на главных полюсах. В этом случае вместо дополнительной щетки на коллекторе требуется дополнительная (измерительная) обмотка на главных полюсах.

Контрольные вопросы

1. Как и почему следует проводить отсчет показаний при пользовании несколькими приборами?
2. Какие способы измерения силы тока, напряжения и мощности применяются при испытаниях электрических машин? В чем их суть?
3. В чем заключается содержание методов измерения активного сопротивления обмоток?
4. Как определить температуру обмоток в практически холодном состоянии при отсутствии встроенных датчиков температуры?
5. Как выбрать класс напряжения мегомметра при измерении сопротивления изоляции обмоток?
6. Какова зависимость сопротивления изоляции от ее температуры?
7. Почему испытательное напряжение при испытании изоляции на электрическую прочность нельзя увеличивать скачком? Какова допустимая скорость нарастания (снижения) напряжения?
8. Назовите способы определения КПД и область их применения.
9. Какие потери в электрических машинах определяются расчетным путем, а какие опытным?
10. Дайте краткую характеристику методов оценки коммутации.

ИСПЫТАНИЯ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ НЕЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

При испытаниях электрических машин и трансформаторов приходится измерять целый ряд неэлектрических величин. В данной главе рассмотрены методы определения температуры отдельных узлов, частоты вращения ротора, скольжения, угла нагрузки, механического момента на валу и расхода охлаждающего газа. Порядок определения виброшумовых характеристик электрических машин и трансформаторов рассмотрен в отдельной главе.

3.1. Измерение температуры

Методы измерения. При испытаниях применяются два различных вида термопреобразователей — с линейной и резко нелинейной характеристикой «вход—выход» в зоне допустимых температур. Первые используются для непрерывного измерения температуры или превышения температуры над температурой окружающей среды, а вторые — для регистрации факта превышения температуры отдельных частей машины сверх допустимого значения.

Следует иметь в виду, что для получения достоверных результатов, отражающих тепловое состояние электрической машины или трансформатора, необходимо заранее знать примерную картину их теплового поля, чтобы правильно установить датчики температуры. К измерениям температуры предъявляются следующие технические требования:

возможность измерений в требуемых точках при различных тепловых режимах работы;

внесение минимальных нарушений в тепловое поле при измерениях;

возможность осуществления дистанционных измерений, преимущественно методами непосредственной оценки;

независимость результатов измерений от вибрации, электромагнитных полей и условий окружающей среды;

высокая точность измерений;

возможность применения для измерений температуры простой и стандартной измерительной аппаратуры.

В соответствии с указанными требованиями рассмотрим различные методы и способы измерения температуры.

Температуру отдельных частей машины и охлаждающих сред в соответствии с ГОСТ 25000—81 «Машины электрические враща-

ющиеся. Методы испытаний на нагревание» следует измерять методами термометра, сопротивления, заложенных датчиков температуры и встраиваемых датчиков температуры.

Метод термометра. При этом методе термопреобразователь датчика температуры (см. подразд. 1.3) прикладывается к доступным поверхностям собранной электрической машины. В качестве термопреобразователя датчика можно применять термометр расширения, термопару, термометр сопротивления или терморезистор. Результат измерения представляет температуру поверхности в точке приложения датчика температуры. Термометры расширения находят ограниченное применение и используются в основном для измерения температуры охлаждающих жидкостей и газов. При этом не следует применять ртутный термометр для измерения температуры тех частей машины, где имеются переменные магнитные поля. Это связано с тем, что переменные магнитные поля наводят в ртути вихревые токи, которые нагревают ее и приводят к неправильным показаниям.

Метод сопротивления дает среднее значение температуры обмотки. Превышение температуры обмотки над температурой охлаждающей среды определяется по формуле

$$\Delta\vartheta = \frac{r_r - r_x}{r_x} (k + \vartheta_x) + \vartheta_x - \vartheta_o, \quad (3.1)$$

где r_r , r_x — сопротивление обмотки в горячем и холодном состоянии соответственно, Ом; k — величина, обратная температурному коэффициенту сопротивления при 0 °С ($k = 235$ для медной обмотки и 245 для обмотки из алюминия); ϑ_x — температура обмотки в практически холодном состоянии, °С; ϑ_o — температура охлаждающей среды, °С.

Отметим, что для повышения точности результатов измерения сопротивления обмоток в холодном и горячем состоянии следует измерять с помощью одних и тех же приборов.

Метод заложенных датчиков температуры применяют для определения температуры обмотки или активной стали. Обычно устанавливают не менее шести датчиков, равномерно расположенных по окружности машины в таких точках обмотки в осевом направлении пазов, в которых ожидают наибольшие значения температуры. Каждый датчик должен соприкасаться непосредственно с поверхностью, температура которой подлежит измерению, и быть защищен от воздействия охлаждающей среды. В качестве термопреобразователей датчиков используют термопары, термометры сопротивления или терморезисторы.

Температуру в месте заложения термопары следует определять по ее градуировочной характеристике. Холодный спай термопары должен быть защищен от быстрых изменений температуры окру-

жающей среды. При наличии одной-двух термопар ЭДС измеряется милливольтметром с пределом измерения 3... 10 мВ и внутренним сопротивлением не менее 25 Ом/мВ. Для устранения методической ошибки (учет сопротивления термопары) следует вводить поправку на показания милливольтметра по формуле

$$U = U_n(r_b - r_t) / r_b, \quad (3.2)$$

где U — истинное значение ЭДС термопары, мВ; U_n — измеренное значение ЭДС, мВ; r_b, r_t — внутреннее сопротивление милливольтметра и сопротивление термопары, Ом.

При большем числе термопар, как правило, используют компенсационный метод измерений. Температуру в месте заложения термометров сопротивления определяют путем измерения сопротивления термометра мостом или специально предназначенными для этого логометрами. Превышение температуры следует принимать равным наибольшему измеренному значению.

Метод встраиваемых датчиков температуры. При использовании этого метода датчики (термопреобразователями могут являться термопары, термометры сопротивления или терморезисторы) устанавливаются в электрическую машину только на время испытаний. Место установки — лобовые части обмотки или между отдельными листами активной стали на глубину не менее 5 мм от ее поверхности. Кроме того, датчики могут устанавливаться в другие доступные точки машины, в которых ожидается наибольшее превышение температуры. Измерения проводятся так же, как и в предыдущем случае.

Характеристика термопреобразователей. Термопары используют явление термоэлектричества, состоящее в том, что в цепи, состоящей из двух различных проводников или полупроводников, соединенных концами (электродами) и имеющими различную температуру точек соединения, появляется термоэлектродвижущая сила. При небольшом перепаде температур между спаями термопары ЭДС можно считать пропорциональной разности температур.

Для промышленных термопар используются следующие материалы термоэлектродов: термопара типа ТПП — платинородий (10 % родия) — платина, термопара типа ТПР — платинородий (30 % родия) — платина, термопара типа ТХА — хромель-алюмель, термопара типа ТХК — хромель-копель. Пределы измерения температуры при длительном применении для указанных типов термопар составляют: для ТПП — от -20 до $+1300$ °С, для ТПР — от $+300$ до $+1600$ °С, для ТХА — от -50 до $+1000$ °С, для ТХК — от -50 до $+600$ °С. Значения термоЭДС, развиваемой термопарами при температуре горячего спая 100 °С и холодного спая 0 °С составляют: для термопары типа ТПП — $0,64$ мВ, ТХА — $4,1$ мВ, ТХК — $6,9$ мВ. Для измерения температур ниже -50 °С использу-

ются термопары медь-константан (до -270 °С) и медь-копсель (до -200 °С).

Отметим, что термопара измеряет не температуру места установки спая, а превышение этой температуры над температурой противоположной пары электродов, к которым подключается измерительный прибор, поэтому при проведении измерений необходимо знать температуру в месте установки холодного (измерительного) спая или включать в состав датчика компенсатор температуры «холодного» спая.

Термометры сопротивления относятся к одним из наиболее точных преобразователей температуры. В частности, платиновые термометры сопротивления позволяют измерять температуру с погрешностью $0,001$ °С. Для измерения температуры применяются металлы, обладающие высокостабильным температурным коэффициентом сопротивления (ТКС) и линейной зависимостью сопротивления от температуры. К таким материалам относятся платина и медь.

Промышленные платиновые термометры сопротивления используются в диапазоне температур от -200 до $+650$ °С, медные — от -50 до $+200$ °С. Величина ТКС в диапазоне температур от 0 до 100 °С для платины составляет $0,0039$, для меди — $0,00427$ К $^{-1}$.

Промышленные платиновые термометры имеют сопротивления $10, 46$ и 100 Ом при 0 °С; медные — 53 и 100 Ом. Увеличение температуры чувствительного элемента термометра, помещенного в тающий лед, за счет нагревания измерительным током не должно превышать $0,2$ °С для платиновых термометров и $0,4$ °С для медных при рассеиваемой мощности в термометре, равной 10 мВт.

Терморезисторы подразделяются на металлические и полупроводниковые.

Выбор металла для терморезистора определяется химической инертностью металла к измеряемой среде в интересующем интервале температур и высокостабильным ТКС. Кроме платины и меди для изготовления терморезисторов применяются никель и вольфрам. ТКС никеля в диапазоне температур от 0 до 100 °С равен $0,0069$, вольфрама — $0,0048$ К $^{-1}$.

Основным достоинством никеля является его относительно высокое удельное сопротивление, которое имеет линейную зависимость от температуры только до $+100$ °С. Медные и никелевые терморезисторы выпускают из литого микропровода в стеклянной изоляции. Микропроводочные терморезисторы герметизированы, высокостабильны, малоинерционны и при малых габаритах могут иметь сопротивление до десятков килоом. Для низкотемпературных измерений находят применение индиевые, германиевые и угольные терморезисторы.

Полупроводниковые терморезисторы отличаются от металлических меньшими габаритами. Обычно ТКС полупроводниковых

терморезисторов имеет отрицательное значение и уменьшается обратно пропорционально квадрату абсолютной температуры. При температуре 20°C величина ТКС составляет 0,02... 0,08 К⁻¹, что на порядок выше, чем у металлических терморезисторов (рис. 3.1, а).

Полупроводниковые терморезисторы выпускаются в большом ассортименте и имеют номинальные сопротивления при 20°C от 0,3 до 3300 кОм. Диапазон рабочих температур различных терморезисторов составляет от -100 до +300°C. Точность измерения температуры с помощью полупроводниковых терморезисторов близка к точности металлических терморезисторов при соблюдении сроков их поверки.

Разработаны терморезисторы с положительным значением ТКС на базе сегнетозлектриков, в частности ВаТiО₃, резко изменяющие свое сопротивление при малом изменении температуры (рис. 3.1, б). За пределами этого интервала сопротивление с ростом температуры уменьшается. В указанном интервале температур значение ТКС достигает 0,3... 0,5 К⁻¹. Такие полупроводниковые терморезисторы нашли применение в устройствах защиты электрических машин от перегревов. С их помощью проверяют, превышает температура допустимую или нет. Критическая температура, при которой начинается резкий рост сопротивления, составляет для различных полупроводниковых терморезисторов с положительным значением ТКС от +70 до +150°C.

Инерционность термопар и термометров характеризуется их постоянной времени. Различают термопары и термометры сопротивления малоинерционные (постоянная времени меньше или равна 40 с для термопары и 9 с для термометра), средней инерционности (постоянные времени соответственно равны 60 и 80 с); большой инерционности (с постоянными времени до 3,5 и 4,0 мин) и ненормированной инерционности.

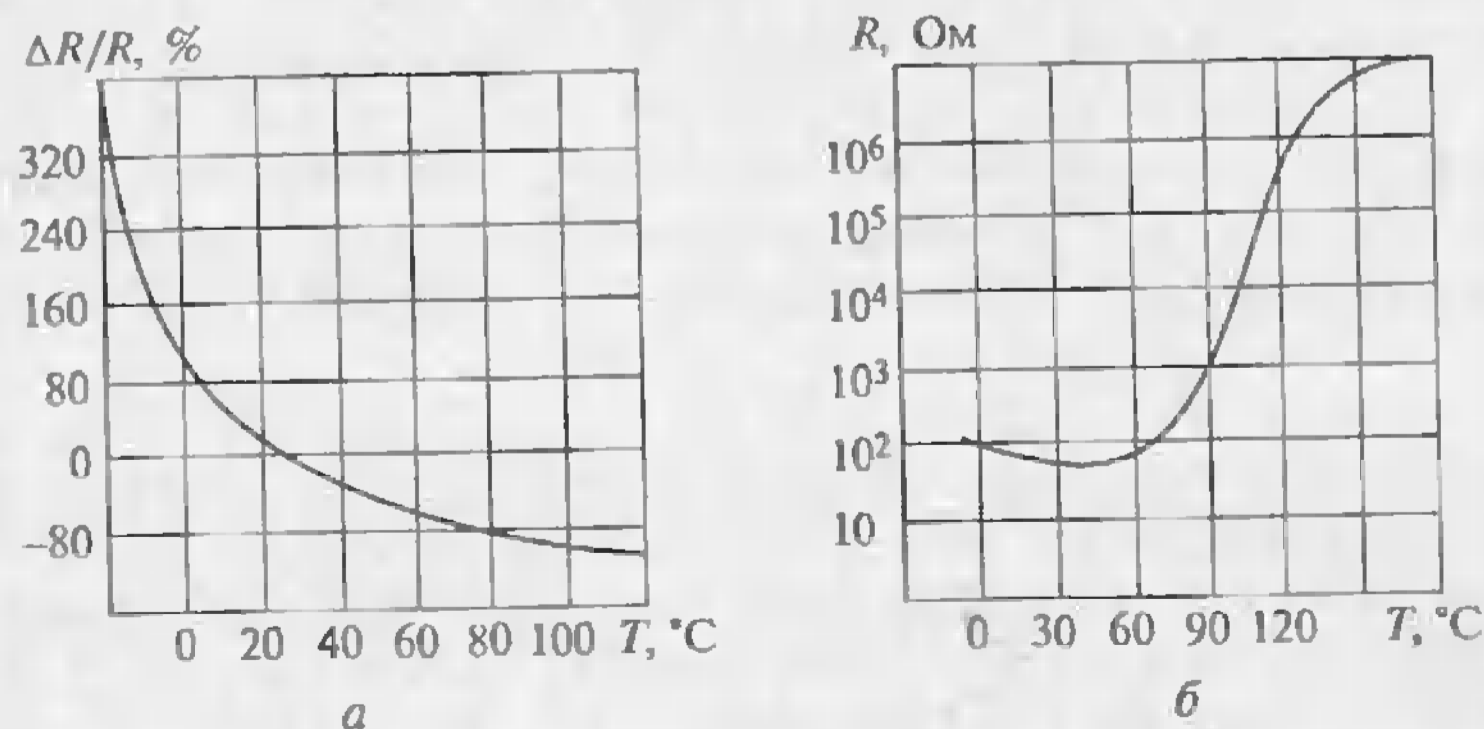


Рис. 3.1. Характеристики полупроводниковых терморезисторов: а — с отрицательным ТКС; б — с положительным ТКС

Отдельную группу составляют измерители разового действия, к которым относятся теплочувствительные краски и легкоплавкие металлы. Эти измерители позволяют лишь ответить на вопрос, превысила ли измеряемая температура допустимую или нет. Если температура превысила допустимую, то теплочувствительная краска изменяет свой первоначальный цвет, а металлический предохранитель плавится, нарушает контакт в измерительной цепи и сигнализирует о недопустимом превышении температуры.

Особенности измерения температуры вращающихся частей электрических машин. Температура вращающихся тел измеряется датчиками температуры, которые могут соединяться с индикатором через скользящий электрический контакт или бесконтактным способом. Возможно использование измерителей разового действия.

При использовании *скользящего электрического контакта* в качестве термопреобразователей используются термопары, термометры сопротивления или терморезисторы, которые через контактные кольца и щетки или жидкометаллические контакты соединяются с измерительными приборами. При использовании скользящего контакта в зоне последнего возникает коммутационная ЭДС. Сопротивление контакта сильно зависит от температуры, влажности, вибрации, скорости вращения и других факторов. В меньшей степени влияние указанных факторов проявляется в случае применения жидкометаллических контактов.

Скользящие контакты должны подвергаться испытаниям как в процессе изготовления, так и при эксплуатации, что затрудняет их использование. Кроме того, в ряде модификаций электрических машин нет места для установки дополнительного щеточно-контактного узла.

Бесконтактная передача информации с термопреобразователя на измерительное устройство может осуществляться с использованием индуктивной, емкостной или СВЧ-связи. Широкое распространение получили бесконтактные методы измерения температуры, основанные на измерении теплового излучения ротора.

Индукционная связь может осуществляться с помощью вращающегося трансформатора — воздушного или с ферромагнитным сердечником. Вращающаяся катушка соединена с термометром сопротивления или терморезистором, а неподвижная включена в мостовую измерительную схему. Питание моста осуществляется от источника переменного тока.

В случае применения емкостной связи одна из обкладок конденсатора (обычно цилиндрического) вращается, а другая неподвижна. Время заряда или разряда конденсатора и его ток зависят от сопротивления термопреобразователя, соединенного с вращающейся обкладкой конденсатора.

В качестве термопреобразователей применяют и датчики с сердечниками из материалов, точка Кюри которых соответствует

предельно допустимой температуре контролируемого элемента вращающегося ротора электрической машины.

СВЧ-связь применяется редко и осуществляется с помощью миниатюрных СВЧ-резонаторов, устанавливаемых на роторе. При изменении температуры в результате теплового расширения изменяются линейные размеры резонатора и его резонансная частота, что улавливается неподвижными приемниками частоты (частотомеры). Приемник может иметь шкалу в градусах либо может быть снабжен специальной градуировочной таблицей или кривой, которые позволяют по известному значению частоты определять температуру.

Использование теплового излучения вращающихся частей электрических машин для измерения их температуры стало возможным после разработки приемников излучения, имеющих длину волны около 5 мкм, что соответствует области излучения слабо-нагретых тел с температурами около 100 °С (в частности, на базе сернистого свинца). Для бесконтактного измерения температуры вращающихся частей можно использовать стандартные фотоэлектрические пирометры и тепловизоры, которые серийно выпускаются промышленностью.

Измерение температуры в трансформаторах. Температуру отдельных частей трансформатора и охлаждающих сред измеряют в соответствии с требованиями ГОСТ 3484—88*. Измерение температуры охлаждающей среды (трансформаторное масло, жидкий негорючий диэлектрик, воздух, элегаз) осуществляют методом термометра, а температуры обмоток — методом сопротивления. В случае невозможности применения метода сопротивления для определения температуры обмоток применяют метод термометра. Используемые при этом датчики температуры не отличаются от описанных ранее.

В соответствии с ГОСТ 3484—88* за среднюю температуру обмоток масляного трансформатора или трансформатора, заполненного жидким негорючим диэлектриком, принимается температура масла (жидкого негорючего диэлектрика) в верхних слоях, если трансформатор не подвергался нагреву в течение 20 ч и после заливки прошло не менее 6 ч. Температура средних слоев масла не должна превышать 40 °С.

За среднюю температуру обмоток сухих трансформаторов, не подвергавшихся нагреву и находящихся не менее 16 ч в помещении, в котором колебания температуры охлаждающего воздуха не превышают 1 °С в час, принимают среднее арифметическое показаний двух термометров, установленных у верхнего и нижнего краев боковой поверхности одной из наружных обмоток.

Температуру воздуха измеряют с помощью трех или более термометров, расположенных с трех сторон трансформатора примерно на середине его высоты на расстоянии 1...2 м от охлаждающей

поверхности. Каждый термометр помещают в наполненный трансформаторным маслом сосуд объемом не менее 1 л, хорошо отражающий внешние тепловые излучения.

3.2. Измерение частоты вращения

Для измерения частоты вращения электрических машин при испытаниях используют следующие основные методы: прямого преобразования, сравнения и частотный.

Метод прямого преобразования основан на преобразовании частоты вращения машины в электрический сигнал, давление, центробежную силу и др. Используемые в этом случае магнитные, магнитоэлектрические, центробежные, гидравлические и пневматические тахометры, как правило, просты по конструкции, но имеют невысокий класс точности. Поскольку они нагружают испытываемую электрическую машину добавочным тормозным моментом, для испытания микромашин их применять не рекомендуется.

Магнитный тахометр состоит из постоянного магнита, вращающегося с валом испытываемой машины, и чувствительного элемента в виде немагнитного поворотного статора, соединенного с пружиной и стрелкой. При вращении магнита в обмотке статора наводится ЭДС и протекает ток, пропорциональный частоте вращения. Взаимодействие тока статора с полем постоянного магнита приводит к появлению пропорционального частоте вращения вращающего момента, под действием которого закручивается пружина и отклоняется стрелка указателя тахометра. В качестве модификации магнитных тахометров применяются дистанционные магнитные тахометры.

Магнитоэлектрический тахометр состоит из тахогенератора постоянного тока (таходатчика), линии связи и вольтметра, отградуированного в единицах измерения частоты вращения. Погрешность этого тахометра достигает 1...2 % из-за отклонения его характеристики от линейной вследствие размагничивающего действия реакции якоря. В тех случаях, когда недопустимы коллекторные пульсации напряжения, в качестве таходатчика может применяться униполярный генератор, имеющий чувствительность до 10 мкВ на 1 об/мин по сравнению с 3...100 мВ на 1 об/мин для коллекторных таходатчиков постоянного тока.

Тахометр, формирующий напряжение переменного тока, состоит из тахогенератора переменного тока (синхронного или асинхронного), линии связи и измерительного прибора. Следует отметить, что у синхронного тахогенератора переменного тока при изменении частоты вращения изменяется как напряжение, так и частота, что приводит к необходимости коррекции индуктивного сопротивления измерительного прибора.

Асинхронные тахогенераторы с полым немагнитным ротором обеспечивают постоянство частоты напряжения при изменении его величины, но имеют значительные погрешность и нелинейность выходной характеристики.

В центробежном тахометре реализуется квадратичная зависимость центробежной силы от частоты вращения. Примером такого тахометра является маятник Уатта.

Гидравлический тахометр состоит из диска с радиальными и осевыми каналами, заключенного в герметичную камеру, заполненную жидкостью. При вращении диска давление в камере повышается пропорционально частоте вращения. Величина давления регистрируется манометром.

Пневматический тахометр состоит из центробежного вентилятора, вращающегося в конусе с кольцевой перегородкой. В кольцевой перегородке сделано окно, в котором установлена либо пластина, связанная со стрелкой и спиральной пружиной, либо манометр. Угол отклонения пластины пропорционален давлению воздушного потока, т.е. угловой скорости вентилятора.

К недостаткам механических тахометров (центробежные, гидравлические, пневматические) следует отнести нелинейность шкалы, что увеличивает погрешность при их градуировке.

Метод сравнения основан на сопоставлении измеряемой частоты вращения с эталонной и позволяет получить более высокую точность измерения, чем метод прямого преобразования. При использовании этого метода применяют фрикционные, стробоскопические и вибрационные тахометры.

Во фрикционных тахометрах сравнение измеряемой и эталонной частоты вращения осуществляется путем изменения передаточного отношения встроенного вариатора. Погрешность фрикционных тахометров определяется в основном стабильностью частоты вращения эталонного двигателя и обычно не превышает 0,5%.

Стробоскопические тахометры состоят из лампы-вспышки, питающейся от регулируемого источника стабилизированной частоты, и измерительного устройства. Эти тахометры позволяют проводить измерения бесконтактным способом, но дистанционное измерение частоты вращения затруднительно. Определение частоты вращения испытуемой машины следует начинать с заведомо более высокой частоты вращения по сравнению с измеряемой вниз. Если же производить измерения в обратном порядке, то возможна ошибка, поскольку стробоскопический эффект получается как при истинной n_n , так и при кратной ей частоте вращения: $n = n_n/k$, где k — целое число.

Частотный метод основан на измерении частоты электрических импульсов, получаемых от таходатчиков. Частотный метод измерения исключает возможность внесения дополнительных по-

грешностей датчиком или линией передачи (при дистанционном измерении), связанных с изменением температуры, давления, влажности и пр.

Одним из достоинств частотного метода является возможность с помощью датчика существенно увеличить частоту импульсов, не допуская при этом дополнительной погрешности. Это особенно важно при измерении низкой частоты вращения, когда прямые методы преобразования дают значительные погрешности.

При использовании частотного метода измерения частоты вращения машины применяют следующие типы таходатчиков: индукционные, индуктивные, емкостные и фотоэлектрические.

Индукционные таходатчики бывают двух типов — с активным и пассивным ротором. В первом случае в качестве ротора используется постоянный магнит с числом полюсов, определяемым необходимым количеством импульсов на один оборот вала электрической машины. В качестве такого таходатчика может быть использован синхронный тахогенератор с возбуждением от постоянных магнитов.

Во втором случае ротор изготавливается из стали в виде звездочки, а на статоре датчика располагаются две обмотки, одна из которых (обмотка возбуждения) подключается к источнику постоянного тока, а другая (генераторная обмотка) — к частотомеру. При вращении ротора магнитный поток из-за изменения магнитной проводимости пульсирует с частотой, пропорциональной произведению скорости электрической машины на число зубцов ротора. В генераторной обмотке наводится переменная ЭДС с частотой пульсаций магнитного потока.

Емкостной таходатчик состоит из двух неподвижных обкладок и диска, вращающегося между ними и жестко связанного с валом испытуемой машины, по окружности диска расположены чередующиеся секторы с различной диэлектрической проницаемостью. При прохождении этих секторов между обкладками конденсатора емкость последнего меняется, что приводит к изменению тока в цепи конденсатора, подключенного через балластный резистор к источнику постоянного тока. Частота пульсаций тока пропорциональна произведению частоты вращения испытуемой электрической машины на количество секторов диска. Измерение частоты пульсаций осуществляется, как и в предыдущем случае, с помощью частотомера.

Фотоэлектрический таходатчик является бесконтактным. Его принцип действия основан на изменении освещенности рабочей поверхности фотоприемников с частотой, пропорциональной частоте вращения испытуемой электрической машины. Для этого на доступной части ротора наносят (или наклеивают) светоотражающие полосы. Фотоприемники изготавливают, как правило, на базе фоторезисторов, фотодиодов или фототранзисто-

ров. Источники излучения применяют в основном тепловые или люминесцентные. Промышленность выпускает разнообразные ручные фотоэлектрические тахометры, обладающие высокой точностью и малыми габаритами.

3.3. Измерение скольжения машин переменного тока

Под скольжением (s) понимается относительная разность между частотой вращения магнитного поля статора (n_1) и механической частотой вращения ротора (n) машины, выраженная в относительных единицах или процентах:

$$s = (n_1 - n)/n_1 = (n_1 - n)/n. \quad (3.3)$$

Поскольку величина скольжения в номинальном режиме для асинхронных двигателей общепромышленного применения составляет от нескольких сотых до тысячных долей единицы, то метод непосредственного измерения n для последующих расчетов по формуле (3.3) приведет к весьма большим ошибкам, поэтому при определении скольжения необходимо измерять разность величин $n_1 - n$ непосредственно.

В соответствии с ГОСТ 7217—87* для измерения скольжения применяются методы амперметра постоянного тока, индуктивной катушки и стробоскопический. С развитием цифровой измерительной техники нашли применение частотные методы измерения скольжения.

Метод амперметра постоянного тока применяется для асинхронных двигателей с фазовым ротором. В цепь ротора включается магнитоэлектрический амперметр с нулем в середине шкалы. Поскольку частота токов в обмотке ротора f_2 равна sf_1 , то измерив число N полных качаний стрелки амперметра за время T , можем вычислить частоту токов ротора f_2 , а по ней и величину скольжения:

$$f_2 = N/T; \quad s = f_2/f_1 = N/(f_1 T). \quad (3.4)$$

Метод индуктивной катушки основан на измерении частоты токов ротора асинхронной машины. Поскольку непосредственно включить прибор в цепь ротора не всегда удается, многовитковую катушку располагают вблизи от лобовой части обмотки ротора так, чтобы потоки рассеяния ротора наводили в ней ЭДС (с частотой f_2).

Стробоскопический метод основан на измерении разности частот вращения ротора и магнитного поля машины с использованием стробоскопических дисков. В качестве источника излучения применяют безынерционные лампы (неоновые или люминесцентные) или лампу-вспышку. Питание лампы производится с частотой

той сети, от которой питается асинхронный двигатель. При питании синусоидальным напряжением продолжительность горения лампы в течение полупериода относительно велика и изображение получается расплывчатым. Поэтому следует подавать на лампу импульсное напряжение, для чего в простейшем случае можно последовательно с лампой включить катушку с насыщенным сердечником и токоограничивающий резистор.

На торце вала устанавливают диск с чередующимися темными и светлыми секторами. При этом число темных секторов равно числу светлых и соответствует числу полюсов машины $2p$. Если освещать диск лампой, то при синхронной скорости вращения ($n = n_1$) ротора диск (звезда секторов) будет казаться неподвижным в пространстве. При $n < n_1$ диск будет вращаться с разностью скоростей $n_1 - n$ против направления вращения ротора, а при $n > n_1$ — по направлению вращения ротора.

Для крупных электрических машин вместо диска с секторами обычно используют либо сам торец вала, либо доступную для наблюдений цилиндрическую часть вала. В последнем случае чередующиеся секторы заменяют чередующимися полосами разной яркости, число которых также равно $2p$.

Скольжение определяется по формуле

$$s = pk/(t f_1), \quad (3.5)$$

где p — число пар полюсов исследуемой машины; k — число полных оборотов звезды секторов за время измерений t , с.

При весьма малых скольжениях целесообразно определять не число полных оборотов звезды секторов за время измерений T , а число K темных (светлых) сегментов, прошедших мимо неподвижной точки за время t_1 . Тогда скольжение будет определяться по формуле

$$s = pK/(N t_1 f_1), \quad (3.6)$$

где N — число темных (светлых) сегментов на диске.

Таким образом, при неизменном времени можно получить одинаковую точность измерений скольжения при изменении его в широких пределах. При использовании цилиндрической части вала расчеты производят по формуле (3.6).

При *частотном методе* измерения скольжения на валу ротора устанавливается диск с отверстиями, а на статоре — связанное с диском фотоэлектрическое устройство (аналогично фотоэлектрическому таходатчику). Количество отверстий K в диске делается таким, чтобы за один оборот ротора можно было получить 100 и более импульсов.

При вращении ротора со скоростью n (об/с) импульсы от фотодатчика суммируются, умножаются на число пар полюсов p и

поступают на первый счетчик (число импульсов $N = npKT$). В свою очередь питающее электрическую машину напряжение поступает на формирователь импульсов (один импульс за один период питающего напряжения), затем импульсы суммируются и умножаются на число отверстий в диске K во втором счетчике (число импульсов $N_1 = fKT$). Суммирование импульсов по двум каналам — статора и ротора идет одновременно и через определенное время T (обычно несколько секунд) проводится расчет скольжения по формуле

$$s = (N_1 - N)/N_1 = (fKT - npKT)/(fKT) = (f - np)/f. \quad (3.7)$$

Как видно, формула (3.7) тождественна формуле (3.3). Увеличивая число импульсов за один оборот ротора, можно увеличить точность определения скольжения при непосредственном измерении частоты вращения ротора.

3.4. Измерение угла нагрузки синхронных машин

Угол θ между векторами ЭДС холостого хода E_{10} (или направлением поперечной оси q) и напряжения сети U_c (рис. 3.2) называется *углом нагрузки синхронной машины*. Для определения величины этого угла можно использовать углоизмерительную машину, измерительную обмотку, датчик Холла, механический прерыватель или датчик углового положения.

Углоизмерительная машина представляет собой работающий в режиме холостого хода синхронный генератор, геометрические размеры которого подобны испытываемой синхронной машине. Обе машины соединяются механически так, чтобы их геометрические оси совпадали, для чего в соединительной муфте предусмотрены отверстия соответствующей конфигурации. При вращении в обмотке якоря углоизмерительной машины наводится ЭДС, совпадающая в пространстве с вектором ЭДС холостого хода испытываемой синхронной машины. Таким образом, углоизмерительная машина является датчиком поперечной оси синхронной машины.

Линейное напряжение сети и соответствующая линейная ЭДС углоизмерительной машины подаются на фазометр, по которому определяются значения угла нагрузки. В ряде случаев для согласования входного напряжения аналогового фазометра со значениями линейного напряжения питания и ЭДС необходимо применять согласующие трансформаторы. При

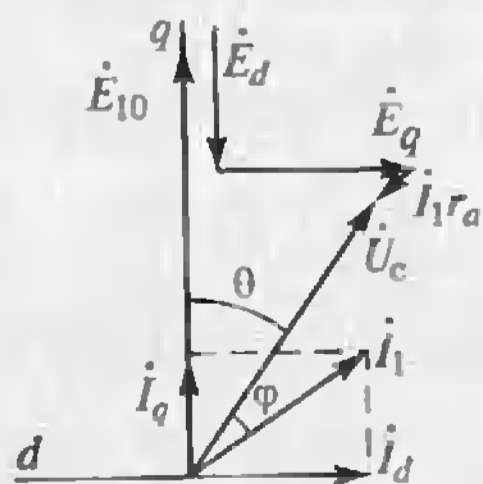


Рис. 3.2. Векторная диаграмма явнополюсного синхронного генератора

этом группа соединения обмоток трансформатора должна быть нулевой.

Измерительная обмотка укладывается в пазы якоря под пазовый клин. Она выполняется из тонкого провода с диаметральным шагом и ее ось совпадает с осью одной из фазных обмоток якоря испытываемой синхронной машины. Угол нагрузки, как и в предыдущем случае, может измеряться с помощью фазометра. Поскольку с измерительной обмотки снимается фазное напряжение, для получения правильных результатов линейное напряжение сети должно быть повернуто на угол 30 электрических градусов. Указанный поворот может быть осуществлен за счет согласующего трансформатора с первой или одиннадцатой группой соединения обмоток, а также с помощью электронных схем задержки сигнала.

Датчик Холла наклеивается на зубец магнитопровода якоря в середине пакета и его выходной сигнал пропорционален индукции магнитного поля в месте его установки, т.е. максимальный сигнал совпадает с моментом прохождения продольной оси d , нулевой — оси q .

Механический прерыватель представляет собой закрепленный на валу диск или цилиндр с равным числом чередующихся проводящих и непроводящих сегментов (проводящие сегменты электрически соединены между собой). Электрическая связь с неподвижным источником питания осуществляется с помощью скользящего контакта. Каждый сегмент занимает сектор ($^\circ$), равный $360/2\pi$, тем самым пространственное положение сегментов (и диска) жестко связано с осями симметрии синхронной машины (рис. 3.3, а).

Диск через балластный резистор R_6 , диод и щетки подключают к сети, параллельно с которой работает синхронная машина. В зависимости от взаимного положения диска (ось q) и вектора напряжения сети U_c изменяется выходное напряжение $U_{\text{вых}}$, равное

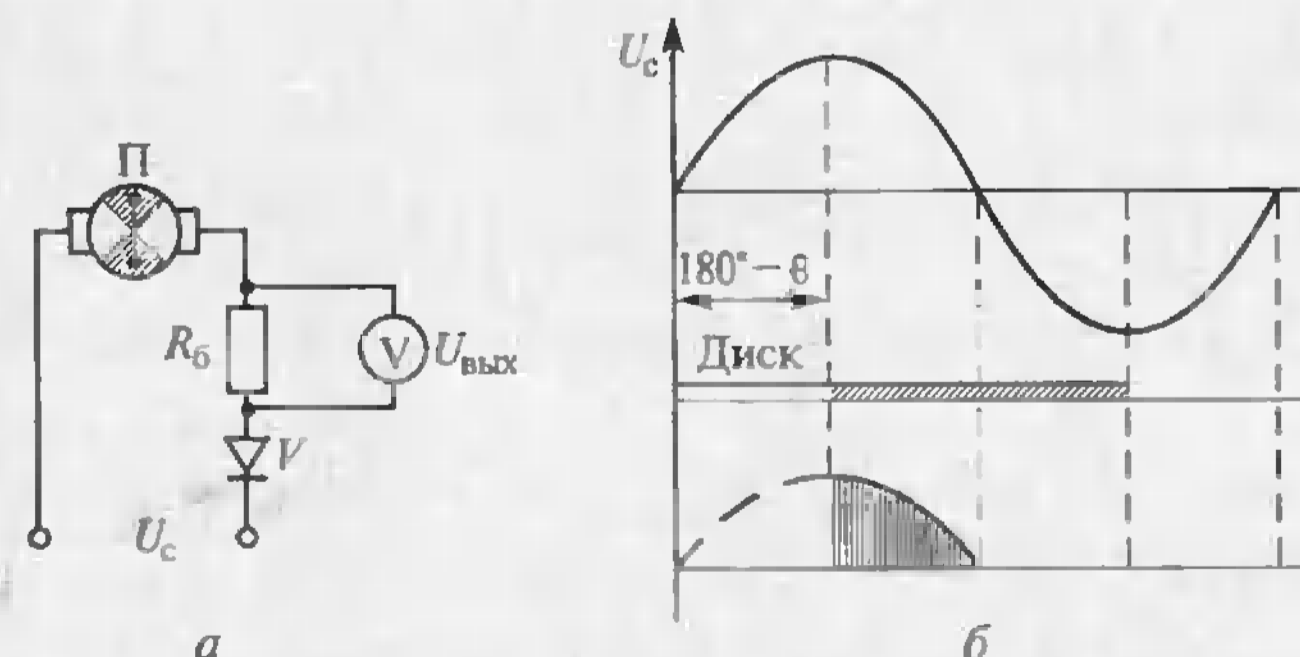


Рис. 3.3. Измерение угла нагрузки 4-полюсной СМ с помощью механического прерывателя (П) при питании его от источника переменного тока: а — электрическая схема; б — временная диаграмма

нулю при $\theta = 0$ и максимальному значению при $\theta = 180^\circ$ (рис. 3.3, б). Настройка устройства осуществляется в режиме холостого хода синхронного генератора при нулевом токе якоря поворотом щеток относительно диска до получения нулевого показания вольтметра.

К недостаткам схемы относится существенная нелинейность шкалы вольтметра, если она проградуирована в градусах угла нагрузки. Чтобы избежать указанного недостатка, можно модифицировать схему, показанную на рис. 3.3, используя для питания прерывателя вместо сети источник постоянного тока. В этом случае отпадает необходимость в применении диода и с балластного резистора R_6 снимается сигнал постоянной амплитуды, начало которого согласовано по времени с положением поперечной оси машины (рис. 3.4, а). Второй сигнал поступает от зажимов синхронной машины (напряжение U_c). Пройдя через формирователи импульсов ФИ, эти сигналы поступают на триггер Т, питаемый от источника постоянного тока. Напряжение на выходе триггера пропорционально углу между сигналами и напряжению триггера (рис. 3.4, б). Настройка схемы ведется, как и в предыдущем случае.

В настоящее время разработано большое количество контактных и бесконтактных датчиков углового положения, в частности с использованием сельсинов в трансформаторном режиме работы, тахометров, реализующих частотные методы измерения, и фотоэлектрических датчиков. Суть измерений состоит в том, что сигнал (импульс) с датчика углового положения соответствует прохождению через ноль или максимум ЭДС холостого хода испыту-

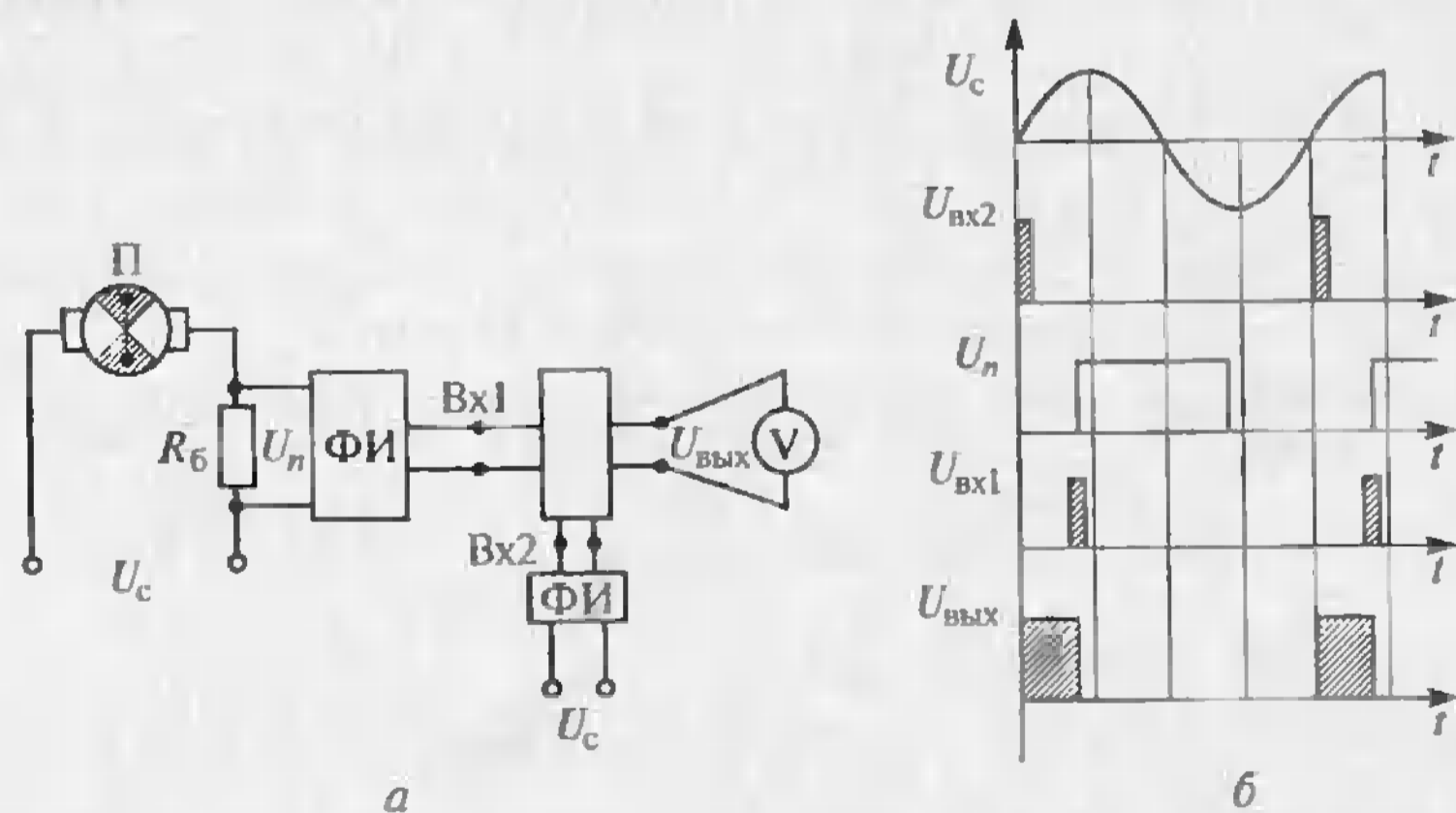


Рис. 3.4. Измерение угла нагрузки 4-полюсной СМ с помощью механического прерывателя при питании его от источника постоянного тока (ФИ — формирователь импульсов):

а — электрическая схема; б — временная диаграмма

емой синхронной машины. В пространстве вектор этой ЭДС жестко связан с положением ротора (с направлением оси q). Вторым сигналом, как и в предыдущих случаях, дает информацию о векторе U_c напряжения сети. Схема измерений практически не отличается от приведенной на рис. 3.4.

3.5. Измерение механического момента на валу

Методы измерения. Вращающий момент может быть определен непосредственным или косвенным методом. Непосредственное измерение момента осуществляется следующими способами: статическим, измерением суммарного момента и динамическим.

При использовании *статического способа* момент определяют с помощью моментометров при установившейся частоте вращения ротора. Сняв семейство точек механического момента при различной частоте вращения, получают статическую механическую характеристику. К недостаткам этого способа следует отнести большой нагрев двигателей при определении момента вне рабочей зоны механической характеристики двигателя, что удлиняет время испытаний, ведет к нестабильности измерений из-за неустановившегося теплового процесса, а при длительных измерениях может привести к недопустимому для нормальной работы изоляции нагреву его обмоток.

Способ измерения суммарного момента основан на измерении момента, действующего на статор двигателя и численно равного моменту, действующему на его ротор. Способ позволяет определить вращающие моменты как при установившемся режиме работы, так и при переходных процессах. Основным недостатком этого способа является необходимость крепления двигателя к измерительному механизму. Технологический разброс размеров двигателя приводит к смещению его центра тяжести относительно оси поворота прибора, что может привести к погрешностям при измерении.

Динамический способ определения вращающего момента основан на измерении ускорения двигателя при пуске на холостом ходу. В этом режиме уравнение движения, если не учитывать механические потери, имеет следующий вид:

$$Jd\omega/dt = M_{эм}, \quad (3.8)$$

где J — момент инерции ротора двигателя, $\text{Н}\cdot\text{м}\cdot\text{с}^2$; $d\omega/dt$ — ускорение ротора, с^{-2} ; $M_{эм}$ — электромагнитный момент двигателя, $\text{Н}\cdot\text{м}$.

Как видно из формулы (3.8), динамический момент можно определить с помощью акселерометров (датчиков ускорения) различного типа, тахометров и датчиков углового перемещения.

Если известен момент инерции ротора, для определения электромагнитного момента достаточно измерить величину ускорения.

В ряде случаев этим способом можно получать и статическую механическую характеристику, когда электромагнитная постоянная времени существенно меньше электромеханической. Для этого устанавливается дополнительная маховая масса на роторе, момент инерции которой, как показывает практика, должен в 5...7 раз превышать момент инерции ротора двигателя. Данный способ предусматривает пуск двигателя в режиме холостого хода, поэтому получить значение начального пускового момента нельзя.

Для устранения этого недостатка перед включением испытуемого двигателя в сеть его необходимо разогнать до некоторой скорости (10...20% от номинальной) в противоположном направлении. После этого двигатель включают в сеть, он начинает тормозиться до нулевой скорости, а затем ускоряться. При этом точку нулевой скорости двигатель проходит с отличным от нуля ускорением, что позволяет рассчитать начальный пусковой момент по формуле (3.8).

При использовании статического способа применяют различные тормозные моментометры — фрикционные, гидравлические, аэродинамические, электромагнитные и электромашинные, а также крутильные моментометры — в основном тензометрического типа. При исследовательских испытаниях основным требованием, предъявляемым к моментометрам, является точность. В то же время такие факторы, как трудоемкость испытаний и сложность установки, можно не принимать во внимание. В случае приемосдаточных испытаний в серийном производстве основным при выборе типа моментометров является минимум трудозатрат. Что касается точности, то требования к ней менее жесткие, чем в первом случае, и, как правило, для измерений достаточен класс точности 1,0...2,5. Моментометры, предназначенные для проведения приемочных, типовых и ресурсных испытаний, должны обладать большим сроком службы и работать при повышенных вибрациях, температурах, влажности и т.д. В ряде случаев моментометры должны обладать такой механической характеристикой, которая полностью имитировала бы момент сопротивления нагрузки. Подбор типа моментометра зависит от вида механической характеристики испытуемого двигателя, чтобы область исследуемых моментов находилась в статически и динамически устойчивой зоне механической характеристики моментометра.

Тормозные устройства моментометров. Анализ этих устройств проведем с учетом приведенной классификации моментометров.

Фрикционные тормоза являются наиболее простыми по конструкции. Создаваемый ими момент нагрузки не зависит от частоты вращения, а только от давления. Конструктивно такие тормоза состоят из металлического шкива, насаженного на вал испытуемого двигателя, разрезной деревянной колодки или заменяющей ее ленты (металлической или текстильной) и измерительного устройства. Требуемый момент на валу создается путем сжатия

колодки или натяжения ленты. В двигателях малой мощности вместо ленты может использоваться нить. Механические характеристики фрикционных тормозов нестабильны и зависят от температуры контактной поверхности, влажности, давления и химического состава окружающей среды и пр. К недостаткам фрикционных тормозов относится и то обстоятельство, что коэффициент трения покоя существенно отличается от коэффициента трения движения, причем переход от первого ко второму происходит скачкообразно.

Аэродинамические и гидравлические тормоза имеют механические характеристики, определяемые выражением

$$M = kn^2, \quad (3.9)$$

где k — коэффициент, учитывающий конструкцию тормоза; n — частота вращения.

В этих тормозах мощность расходуется на движение и подогрев жидкости или воздуха и они могут быть выполнены на значительные мощности. Простейшим примером гидравлического тормоза является гидронасос, а аэродинамического — вентилятор.

Аналитический расчет механической характеристики указанных тормозов, который по существу сводится к определению коэффициента k , весьма приближителен, что требует предварительной тарировки этих тормозов.

Электромагнитные тормоза просты в изготовлении и удобны в эксплуатации. Они состоят из поворотного статора, по окружности которого располагаются на равном расстоянии друг от друга электромагниты чередующейся полярности, и вращающегося внутри него диска (ротора), в котором наводятся вихревые токи, создающие тормозной момент. Диск соединен с валом испытуемого двигателя. По принципу действия электромагнитный тормоз аналогичен асинхронной машине, работающей в режиме динамического торможения. Поворотный статор соединен с грузом (противовесом), так что измеряется не момент, действующий на ротор испытуемого двигателя, а момент реакции, действующий на поворотный статор моментометра. В зависимости от материала, из которого изготовлен диск моментометра, изменяется критическая ско-

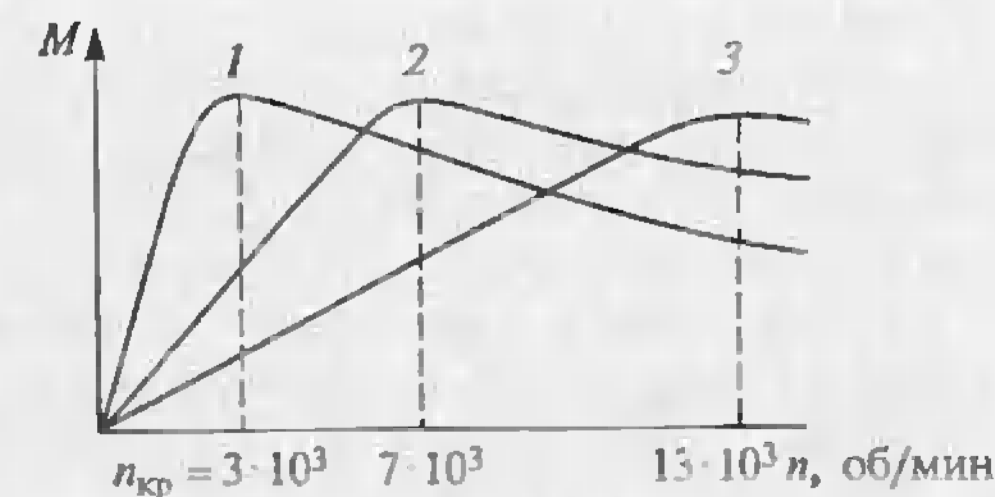


Рис. 3.5. Механические характеристики электромагнитных тормозов с медным (1), алюминиевым (2) и латунным (3) дисками

рость, выше которой характеристика тормоза становится статически неустойчивой (рис. 3.5).

К недостаткам электромагнитных тормозов следует отнести значительную мощность, потребляемую обмотками электромагнитов, наличие момента трения в подшипниках моментомера, что следует учитывать при испытаниях двигателей малой мощности, и сравнительно большой момент инерции.

Электромашиные тормоза применяют в балансирных моментомерах (баланс-машинах)* и в электромашиных моментомерах. Измерение момента в этом случае проводится методом суммарного момента. Электромашиный тормоз представляет собой электрическую машину, ротор которой соединен с ротором испытуемой машины, а статор является частью измерительного устройства моментомера.

Необходимыми характеристиками обладает машина постоянного тока, работающая в одном из тормозных режимов — рекуперативного торможения, динамического торможения, противовключения. Регулируя напряжение питающей сети, можно смещать механическую характеристику машины параллельно самой себе в зону больших или меньших скоростей (рис. 3.6, а), т.е. регулировать момент нагрузки.

К достоинствам рекуперативного торможения следует отнести малое потребление энергии при испытаниях.

При динамическом торможении якорь машины постоянного тока замкнут на нагрузочное активное сопротивление, а обмотка возбуждения включена в сеть постоянного тока. Наклон характеристик при динамическом торможении зависит от нагрузочного сопротивления и тока возбуждения (рис. 3.6, б).

При противовключении машина постоянного тока с независимым возбуждением включается в сеть так, что развиваемый ею электромагнитный момент направлен в противоположную вращению ротора сторону. При этом с помощью резистора осуществляется ограничение тока якоря. Изменяя ток возбуждения, можно изменять наклон механических характеристик и величину момента при неподвижном роторе (рис. 3.6, в).

В качестве электромашиного тормоза могут применяться асинхронные машины в основном в режиме динамического торможения. В этом случае обмотка статора асинхронной машины включена в сеть постоянного тока, а фазная обмотка ротора — на внешнее активное сопротивление. Регулирование критической скорости осуществляется изменением этого активного сопротивления. Ме-

* Конструктивно баланс-машина отличается от обычной тем, что ее статор вместе с корпусом и другими крепящимися к нему деталями имеет собственные подшипники, так что он имеет возможность поворота на некоторый угол, определяемый ограничителями.

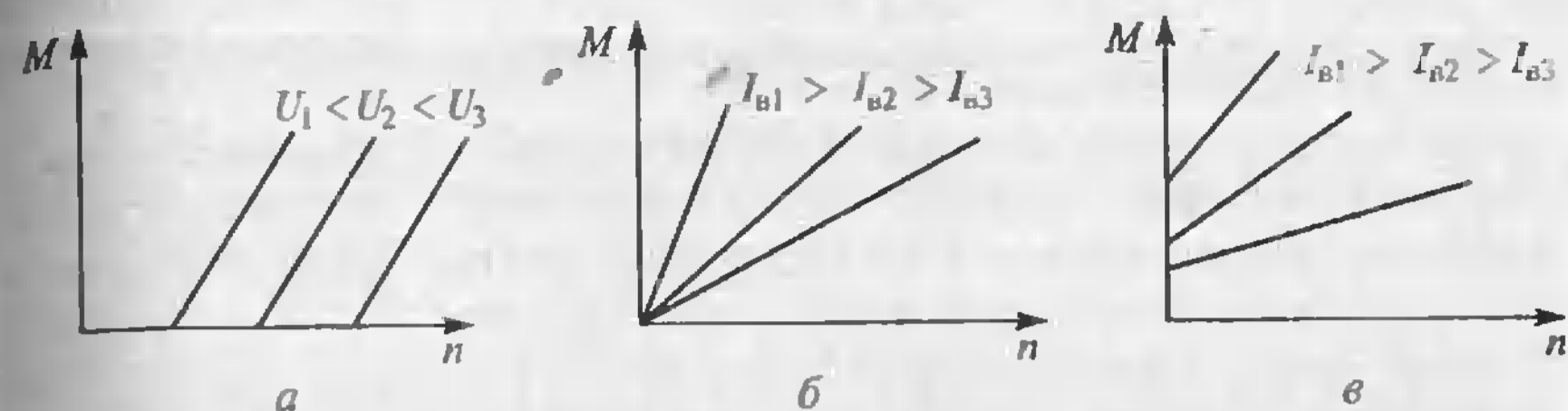


Рис. 3.6. Механические характеристики электромашиных тормозов, выполненных на базе МПТ:

а — режим рекуперативного торможения; б — режим динамического торможения; в — режим противовключения

ханические характеристики для вида торможения аналогичны приведенным на рис. 3.5.

Асинхронная машина с короткозамкнутой обмоткой ротора практически не используется вследствие малой величины критической скорости и из-за того, что вся подводимая энергия выделяется внутри машины. Ограниченное применение имеет и режим противовключения асинхронной машины, так как для регулирования частоты вращения холостого хода (синхронной) требуется дорогостоящий преобразователь частоты.

Применение синхронной машины в качестве электромашиного тормоза возможно при работе в режиме генератора на отдельную активную нагрузку. В этом случае величина критической скорости пропорциональна величине активного сопротивления нагрузки, а максимальный момент — потоку возбуждения. Механические характеристики такого тормоза при постоянном возбуждении аналогичны характеристикам, приведенным на рис. 3.5.

Измерение динамических моментов. Измерение ускорения испытуемого двигателя для определения динамического момента осуществляется с помощью акселерометра, часто изготавливаемого на базе асинхронного двигателя с полым ротором. Если одну обмотку такого двигателя питать от сети постоянного тока, то при неизменной частоте вращения ЭДС во второй (генераторной) обмотке будет отсутствовать. Если же частота вращения n изменяется, то в генераторной обмотке наводится ЭДС, значение которой пропорционально ускорению ротора испытуемого двигателя. Записав осциллограмму разбега в координатах $dn/dt - n$, получают в масштабе динамическую механическую характеристику двигателя.

Возможен другой способ измерения динамических моментов с использованием дифференцирующих $R-C$ -цепей (рис. 3.7). В качестве датчика скорости испытуемого двигателя используется тахогенератор постоянного тока ТГ, напряжение на выходе которого пропорционально частоте вращения испытуемого двигателя. На

выходе тахогенератора устанавливается фильтр Φ для сглаживания пульсаций напряжения, возникающих из-за ограниченного числа секций обмотки якоря. После фильтра напряжение поступает на дифференцирующую цепочку, напряжение на активном сопротивлении которой при нулевых начальных условиях пропорционально ускорению ротора испытуемого двигателя.

В случае использования тахогенератора переменного тока схема измерений остается такой же, как на рис. 3.7, но перед фильтром необходимо дополнительно поставить выпрямитель.

Если необходимо измерять как динамические, так и статические моменты, то предпочтительнее применять моментометры тензометрического типа. Чувствительным элементом такого моментометра является тензорезистор, изменяющий свое сопротивление под действием приложенной к нему силы. Тензорезисторы наклеиваются на вал испытуемого двигателя и через скользящий контакт (щетка — контактное кольцо) соединяются с измерительной схемой, обычно мостовой. Деформация вала под действием момента приводит к растяжению (сжатию) тензорезисторов и изменению их сопротивления.

Тензорезисторы бывают двух типов — металлические (проволочные и фольговые) и полупроводниковые. К основным параметрам тензорезистора относятся номинальное сопротивление R , длина l решетки (база) и коэффициент тензочувствительности

$$k = \Delta R l / (\Delta l R) = \Delta R / (\epsilon R), \quad (3.10)$$

где Δl — изменение длины решетки; ΔR — изменение сопротивления тензорезистора; $\epsilon = \Delta l / l$ — относительное удлинение решетки.

Промышленные проволочные тензорезисторы (обычно константановые) имеют базу 1, 3, 5, 10, 20, 30 мм, номинальные сопротивления 50, 100, 200 Ом и коэффициент тензочувствительности, равный $2 \pm 0,2$. Номинальный рабочий ток при наклейке на металлические детали равен 30 мА. Максимальные относительные допустимые деформации не превышают 0,3%. Диапазон рабочих температур определяется материалом пленки, на которую наклеивается решетка, и маркой клея и составляет $-40 \dots +200$ °С.

Фольговые тензорезисторы имеют ту же базу, номинальное сопротивление и коэффициент тензочувствительности, что и проволочные, но из-за большей поверхности контакта с рабочей поверхностью допускают большие рабочие токи — до 0,2 А.

Промышленные полупроводниковые тензорезисторы выполняются на базе германия и кремния p - или n -типа. Они имеют базу 3 и 7 мм, номинальные сопротивления от 55 до 330 Ом и существенно больший коэффициент тензочувствительности — от 55 до 110. Рабочий диапазон температур от -160 до $+300$ °С. Коэффици-

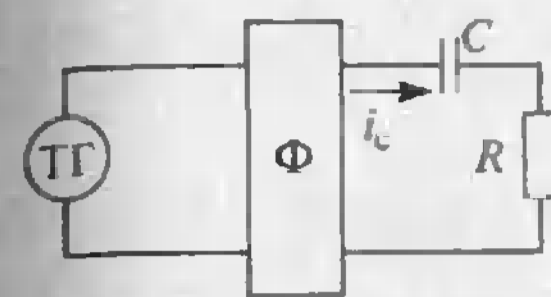


Рис. 3.7. Схема измерения динамического момента с помощью статических R — C -цепей

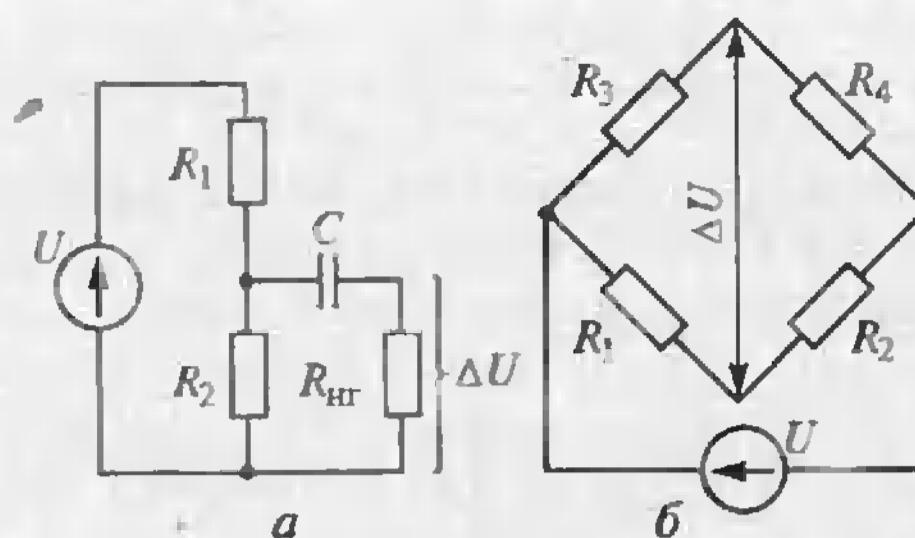


Рис. 3.8. Схемы измерения момента с помощью тензорезисторов:

a — потенциметрическая; b — мостовая

ент тензочувствительности у полупроводников p -типа — положительный, у полупроводников n -типа — отрицательный.

Погрешности приборов с проволочными, фольговыми и пленочными (полупроводниковыми) тензорезисторами связаны с градуировкой этих приборов. Если нет возможности градуировать непосредственно рабочий преобразователь, то погрешность, обусловленная неидентичностью и качеством приклейки рабочих и градуируемых тензорезисторов, может достигать 5%, а общая погрешность, включая погрешность усилителя, указателя и др., может достигать 10...15%.

При градуировке непосредственно рабочего преобразователя, а также при контроле чувствительности усилителя и установки нуля перед каждым измерением погрешность прибора может быть снижена до 0,2...0,5% при статических и до 1,0...1,5% при динамических измерениях.

Поскольку валы электрических машин, на которые наклеиваются тензорезисторы, обладают большой жесткостью, их деформация, а следовательно, и изменение сопротивления тензорезисторов весьма малы. Поэтому для измерения сопротивлений используются в основном две схемы — потенциметрическая и мостовая. В потенциметрической схеме измерения тензорезисторы R_1 и R_2 подключены к источнику напряжения U и установлены так, что их деформации имеют противоположный знак (рис. 3.8, a).

При отсутствии момента на валу двигателя и равных номинальных сопротивлениях тензорезисторов $R_1 = R_2$ падение напряжения на тензорезисторе R_2 составит $U_{R_2} = 0,5U$.

При действии на вал крутящего момента (полагая $\Delta R_1 = -\Delta R_2$)

$$U_{R_2} = U(R_2 + \Delta R_2) / (R_1 + R_2) = 0,5U(1 + k\epsilon).$$

Напряжение на нагрузке $R_{изр}$ (в качестве нагрузки используется измерительный прибор с высокоомным входом)

$$\Delta U = 0,5Uk\epsilon. \quad (3.11)$$

Таким образом, значение напряжения на нагрузке в потенциометрической схеме с двумя тензорезисторами определяется напряжением источника питания, параметрами тензорезистора и деформацией вала.

Мостовая схема измерения деформаций представлена на рис. 3.8, б. В зависимости от соотношения сопротивлений резисторов различают: полностью симметричные мостовые схемы, когда все четыре сопротивления равны между собой, и с симметрией первого рода, когда $R_1 = R_2$, $R_3 = R_4 = cR_1$ (c — целое число, отличное от 1).

Если на вал двигателя наклеен один тензорезистор с номинальным сопротивлением R_1 , то напряжение в диагонали моста в схемах с полной симметрией и с симметрией первого рода соответственно составит

$$\Delta U = Uk\epsilon/4 \quad \text{и} \quad \Delta U = Uk\epsilon/ + k\epsilon \quad (3.12)$$

Если на вал наклеены два одинаковых тензорезистора ($R_1 = R_2 = R$) с противоположными знаками деформации или четыре тензорезистора ($R_1 = R_2 = R_3 = R_4 = R$), то

$$\Delta U = (U/2)(\Delta R/R) \quad \text{или} \quad \Delta U = U(\Delta R/R). \quad (3.13)$$

3.6. Измерение расхода охлаждающего газа

Знание расхода охлаждающего газа необходимо при применении калориметрических методов определения потерь, при тарировке аэродинамических тормозов, при форсировании нагрева отдельных частей машины путем изменения сечения вентиляционных каналов (ускоренные испытания на надежность), при экспериментальном определении гидравлических сопротивлений машины и др. При проведении промышленных испытаний расход газа определяется в соответствии с ГОСТ 12259—75* «Машины электрические. Методы определения расхода охлаждающего газа». При испытаниях, как правило, измеряется расход воздуха независимо от того, какой газ используется для охлаждения машины. Для крупных синхронных машин с водородным охлаждением можно измерять расход водорода. Естественно, что установка измерительных устройств не должна изменять условия движения охлаждающего газа на входе и выходе машины.

Расход газа определяется в режиме холостого хода при номинальной частоте вращения машины, снабженной встроенными вентиляторами, или при номинальной частоте вращения внешних, не связанных с валом машины, вентиляторов. При указанных

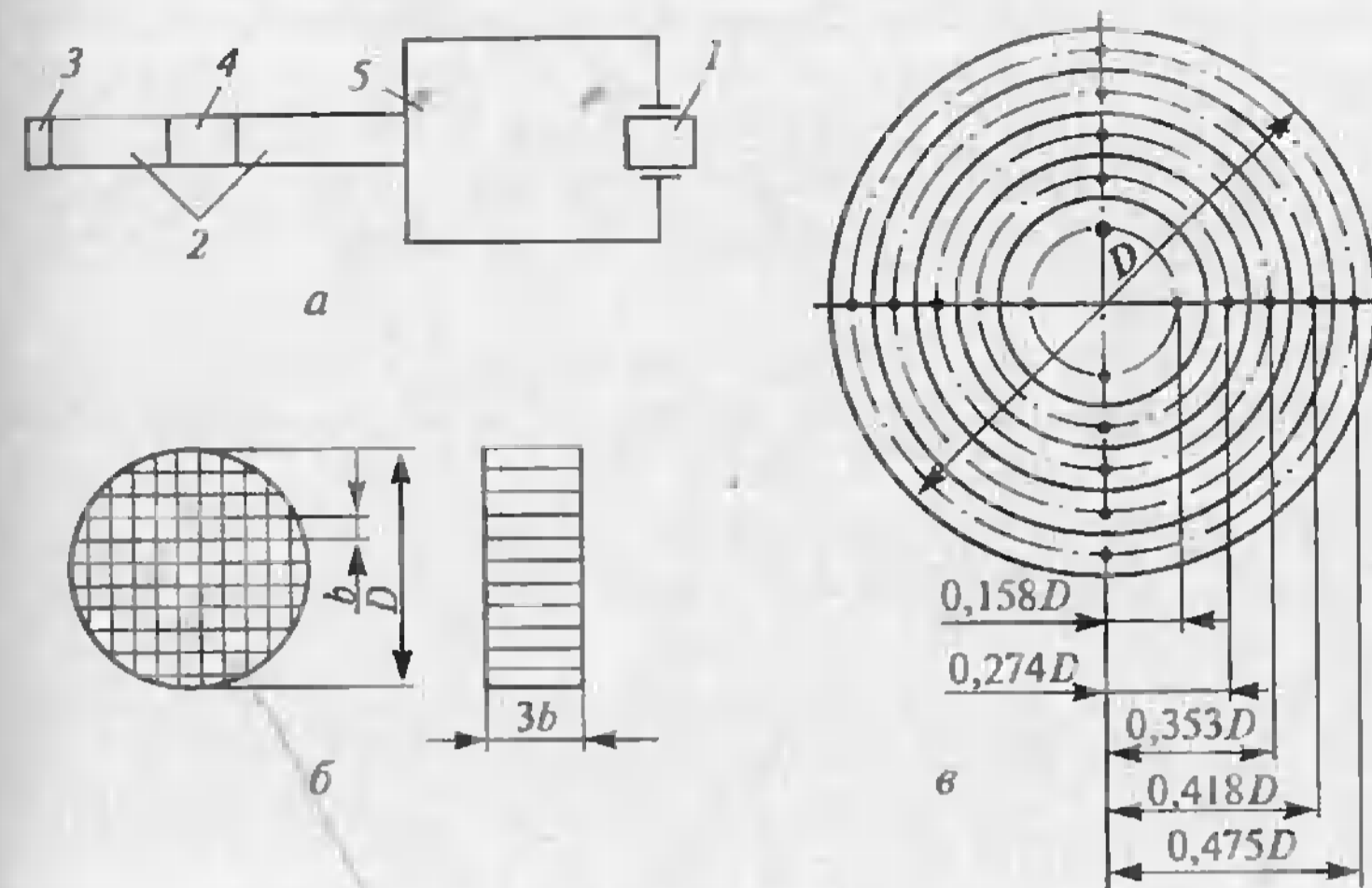


Рис. 3.9. Общая схема измерения расхода охлаждающего газа (а), конструкция спрямляющей решетки (б) и точки измерения скорости газа в круглых измерительных участках (в):

1 — испытуемая электрическая машина; 2 — измерительный участок; 3 — дополнительный вентилятор; 4 — измерительное устройство; 5 — герметичная камера

условиях обеспечивается циркуляция охлаждающего газа, соответствующая нормальной работе машины. Для многоскоростных электрических машин измерения обычно проводятся на максимальной частоте вращения. Пересчет расхода охлаждающего газа на другую частоту вращения проводится по формуле

$$Q_2 = Q_1 n_2 / n_1, \quad (3.14)$$

где Q_1 — измеренный при частоте вращения n_1 расход газа, м³/с.

Результаты измерения приводятся к нормальному давлению, равному 101 325 Па, и нормальной температуре, равной 20 °С.

При измерении расхода охлаждающего воздуха (рис. 3.9) испытуемая электрическая машина 1 устанавливается в герметичной камере 5, с которой соединен измерительный участок 2, содержащий измерительное устройство 4. В конце измерительного участка 2 может быть установлен дополнительный вентилятор 3, который компенсирует падение давления воздуха на измерительном участке и в герметичной камере, так что давление воздуха внутри и снаружи этой камеры будет одинаковым и равным атмосферному.

Герметичная камера применяется в тех случаях, когда измерительные устройства невозможно присоединить непосредственно к испытуемой машине, а измерение скоростей воздуха на входе и выходе вентиляционных каналов машины сопряжено с боль-

шими погрешностями. Средняя скорость воздуха в герметичной камере не должна превышать 2 м/с, а отношение максимальной скорости к средней — 1,2. Первое условие обеспечивается путем выбора большого объема камеры (не менее шестикратного секундного расхода воздуха в машине), второе — за счет установки выпрямителей потока воздуха в виде спрямляющих сеток и решеток (рис. 3.9, б). Ширина ячейки решетки обычно принимается из расчета $b = (0,075 \dots 0,15)D$, где D — диаметр герметичной камеры.

Измерительный участок должен создавать практически ламинарное движение потока воздуха. Сечение измерительных участков имеет, как правило, круглую форму. Если возникают вихри или поперечные движения воздуха, то в измерительных участках устанавливаются выпрямители потока воздуха, как и в герметичных камерах. Длина измерительного участка принимается в 5...7 раз больше его гидравлического диаметра.

Когда возможна установка измерительных участков непосредственно на входе и выходе вентиляционных каналов машины, герметичная камера не используется и схема измерений существенно упрощается. Для электрических машин с самовентиляцией при разомкнутом вентиляционном цикле можно проводить измерения по схемам, приведенным на рис. 3.10. Измерительное устройство находится внутри измерительного участка 2.

Расход воздуха определяется приборами для измерения скорости воздуха, путем объемного измерения расхода воздуха или калориметрическим методом.

При использовании приборов для измерения скорости воздуха измерительный участок разбивают на площадки одинакового сечения. Измеряют динамическое давление или скорость воздуха в центре каждой площадки, если участок имеет прямоугольное сечение, или в точках пересечения диаметров сечения с линиями,

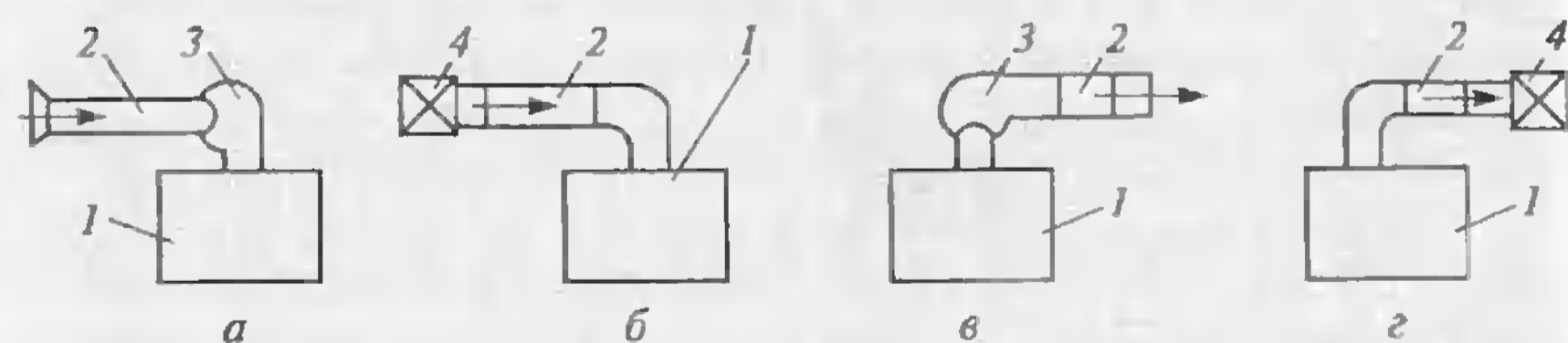


Рис. 3.10. Схемы установок для измерения расхода воздуха в электрических машинах с разомкнутым циклом вентиляции:

a — при нагнетательной вентиляции с пристроенным вентилятором; *b* — от постороннего источника вентиляции; *v* — при вытяжной вентиляции с пристроенным вентилятором; *z* — от постороннего источника вентиляции; 1 — электрическая машина; 2 — измерительный участок; 3 — вентилятор; 4 — посторонний источник вентиляции

делящими каждую площадку пополам, если участок круглый. Прямоугольные участки следует разбивать не менее чем на девять площадок, а круглые — на пять. Измерения проводят по одному или двум взаимно перпендикулярным диаметрам сечения. При измерениях по одному диаметру берут 10 точек измерения, по двум — 20 точек (рис. 3.9, в). Измерение по двум диаметрам является предпочтительным.

Средняя скорость воздуха в измерительном участке определяется по формулам:

для прямоугольного участка — $v_{cp} = (1/m)\sum v_i$, где $m = 9$ — число точек измерения;

для круглого участка — $v_{cp} = (1/n)\sum v_i$, где $n = 10$ при измерении по одному диаметру и $n = 20$ при измерении по двум взаимно перпендикулярным диаметрам.

Расход газа для охлаждения машины определяется по формуле

$$Q = Fv_{cp}, \quad (3.15)$$

где F — сечение измерительного участка, м²; v_{cp} — средняя скорость воздуха, м/с.

Для измерения статического давления $P_{ст}$ потока газа или жидкости используется манометр, установленный перпендикулярно направлению движения потока, как показано на рис. 3.11, *a*. Полное давление P_0 измеряется манометром, установленным параллельно направлению движения потока. Такой манометр называется пневмометрической трубкой Пито (рис. 3.11, *б*). Разность полного и статического давления представляет собой динамическое давление P_d и измеряется пневмометрической трубкой Прандтля

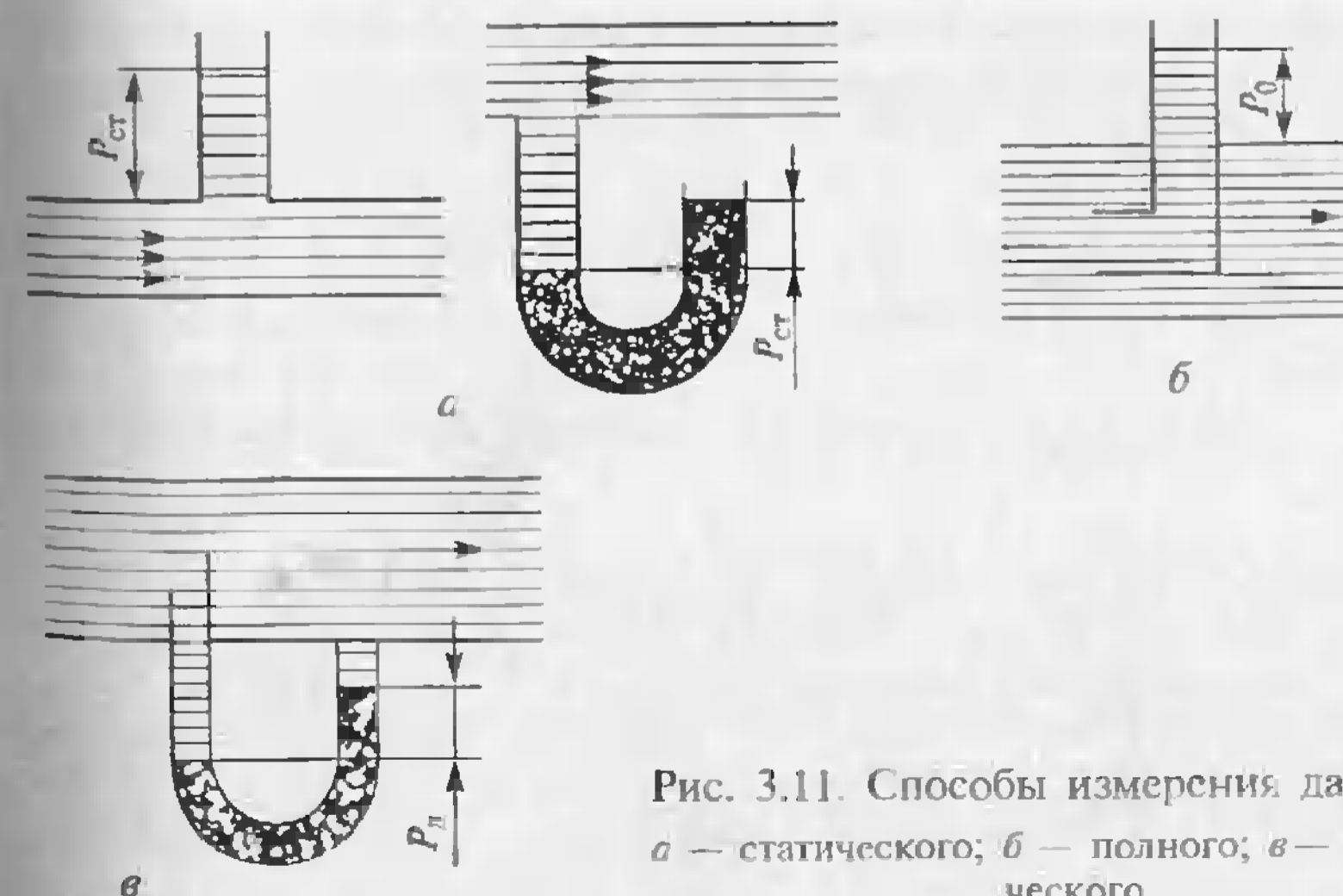


Рис. 3.11. Способы измерения давления: *a* — статического; *б* — полного; *в* — динамического

(рис. 3.11, в). Трубку следует устанавливать параллельно потоку воздуха с отклонением, не превышающим 10° . Одновременно с измерением P_d определяют значение атмосферного давления P (Па) и температуру воздуха t ($^\circ\text{C}$), и вычисляют скорость воздуха (м/с) в месте измерения:

$$v = 1,288 K_T \beta \sqrt{P_d}, \quad (3.16)$$

где K_T — поправочный коэффициент трубки Прандтля, указываемый в ее паспорте; β — коэффициент приведения к нормальному давлению и температуре 20°C , $\beta = 18,6 \sqrt{(273 + t)/P}$; P_d — динамическое давление воздушного потока, Па.

Если измерения проводились при давлении 101325 Па и температуре воздуха 20°C , то поправочный коэффициент $\beta = 1$.

В качестве *ручных анемометров* применяют чашечные, крыльчатые и индукционные анемометры. Ось крыльчатого анемометра должна быть расположена навстречу (параллельно) потоку воздуха, чашечного — перпендикулярно потоку. Отклонение осей приборов от указанных положений не должно превышать 10° (рис. 3.12, а).

В каждой точке следует проводить не менее двух измерений при длительности каждого не менее 30 с. Для получения удовлетворительных результатов необходимо помнить, что диаметр колеса анемометра не должен превышать $1/6$ гидравлического диаметра измерительного участка. Расход воздуха определяется по формуле (3.15).

Термоанемометры или термозонды имеют чувствительный элемент в виде металлических нитей, нагреваемых электрическим током. Эти приборы имеют малые размеры и инерционность. Схема установки термоанемометра показана на рис. 3.12, б. Обработка показаний термоанемометров для получения значений скорости воздуха в точках измерений ведется по таблицам и инструкциям изготовителя. Расход воздуха определяется по формуле (3.15).

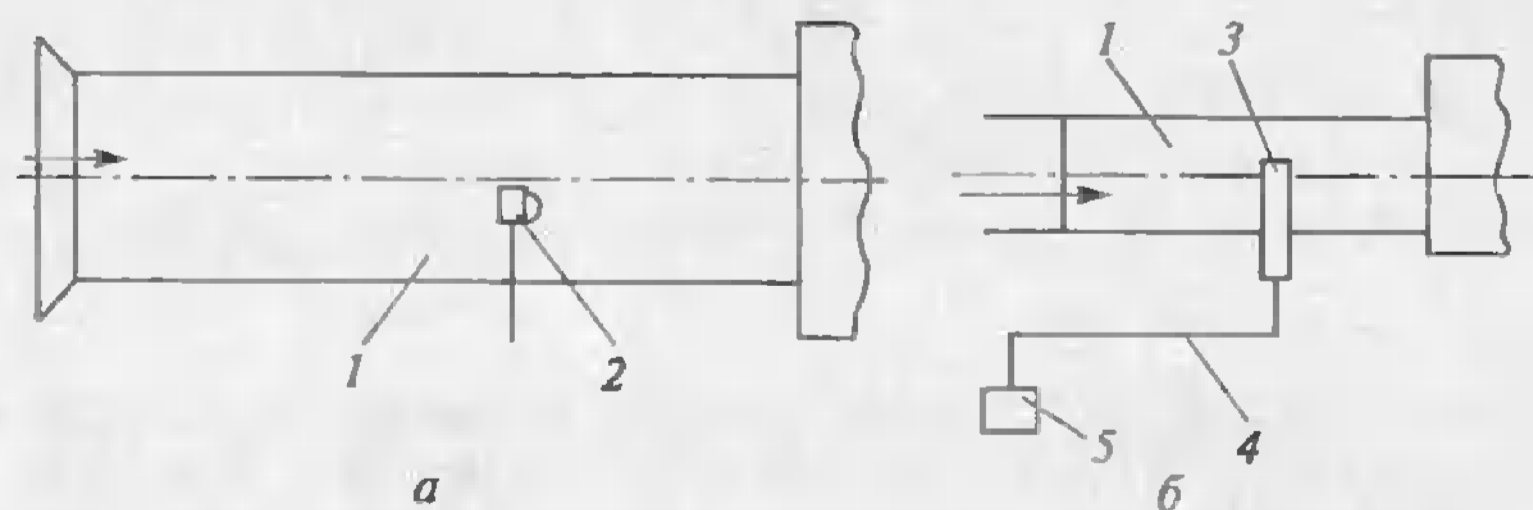


Рис. 3.12. Измерительное устройство для определения расхода воздуха с помощью ручных анемометров (а) и термоанемометров (б):

1 — измерительный патрубок; 2 — ручной анемометр; 3 — термоанемометр; 4 — соединительные провода; 5 — электроизмерительный прибор

При определении расхода газа *методами объемного измерения* применяются измерительные коллекторы в виде сопла или трубки Вентури, устройство которой показано на рис. 3.13. Они устанавливаются на входе измерительного участка. Для этих целей нашли также применение дросселирующие диафрагмы и сопла, устанавливаемые внутри измерительного участка, и calorиметрические расходомеры. Схема установки последних приведена на рис. 3.14.

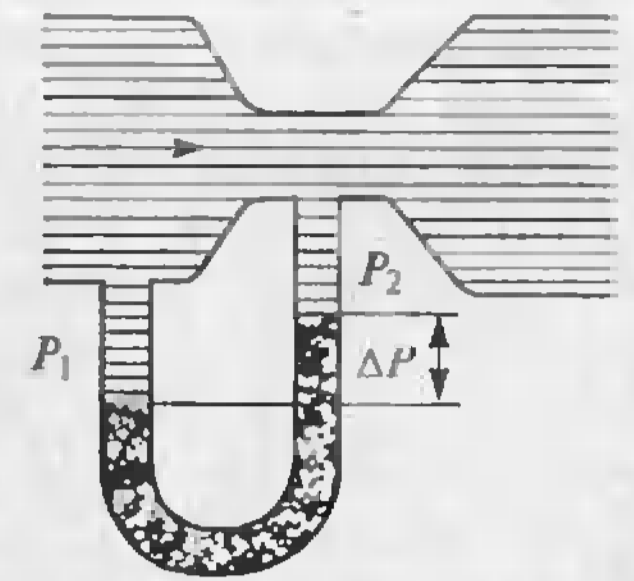


Рис. 3.13. Трубка Вентури

При использовании измерительного коллектора измеряется перепад статического давления потока $\Delta P_{ст}$ воздуха на входе в коллектор, температура и давление окружающего воздуха. Расход воздуха определяется по формуле

$$Q = \alpha \beta (\pi d_k^2 / 4) \sqrt{\Delta P_{ст}}, \quad (3.17)$$

где α — опытный коэффициент расхода коллектора; β — коэффициент приведения измерений к нормальному давлению и температуре 20°C ; d_k — диаметр измерительного сечения коллектора, м; $\Delta P_{ст}$ — перепад статического давления на коллекторе. Па.

При использовании *дросселирующих диафрагмы* или *сопла* измеряются те же величины. Расход охлаждающего воздуха определяется по формуле (3.17), но здесь α — коэффициент гидравличес-

Рис. 3.14. Измерительное устройство для определения расхода воздуха с помощью измерительного коллектора:

1 — измерительный коллектор; 2 — приемник; 3 — патрубок; 4 — измерительный прибор; 5 — соединительные шланги

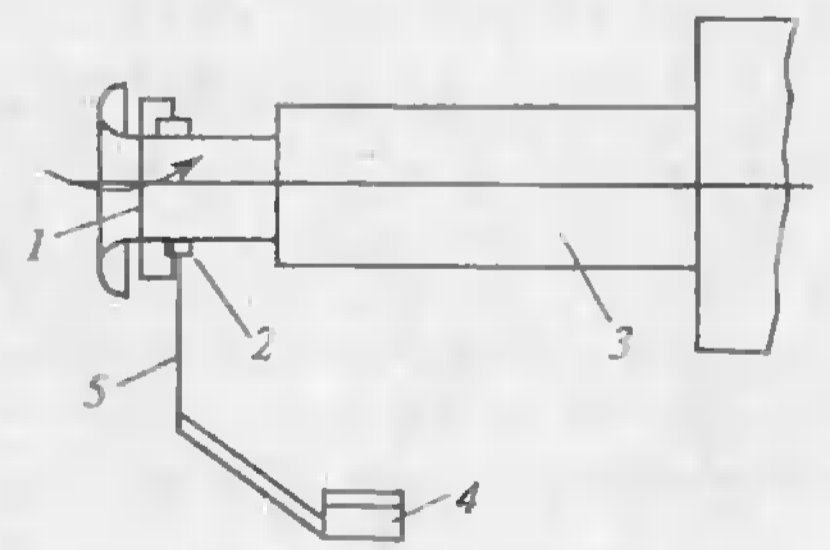
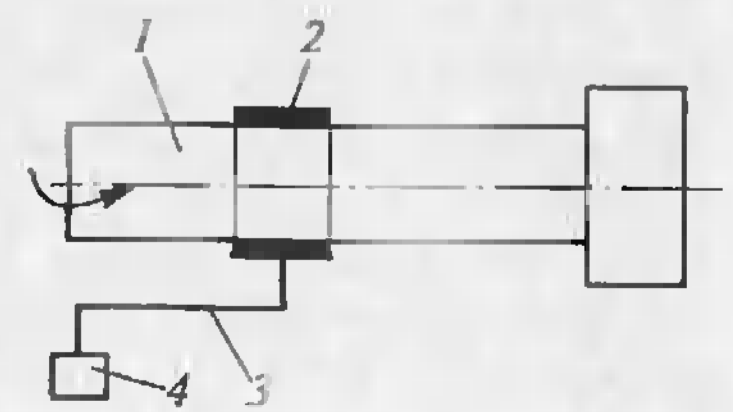


Рис. 3.15. Измерительное устройство для определения расхода воздуха с помощью calorиметрических расходомеров:

1 — соединительный патрубок; 2 — расходомер; 3 — соединительные провода; 4 — измерительные приборы



кого сопротивления тарированной детали (диафрагмы или сопла), d_k — диаметр измерительного сечения этой детали.

При использовании *калориметрических расходомеров* (рис. 3.15) измеряется мощность P , расходуемая на нагрев воздуха, температура газа в самом расходомере, на входе и выходе из него, а также давление воздуха $P_{ст}$. Расход воздуха

$$Q = P / (c_V \Delta t), \quad (3.18)$$

где c_V — объемная удельная теплоемкость воздуха, Дж/(м³·К); Δt — перепад температуры воздуха в расходомере, °С.

Изменение температуры при прохождении воздуха через расходомер следует выбирать в пределах 2...6 °С, чтобы плотность воздуха на входе и выходе была практически неизменной, а скорость воздуха — в пределах 2...15 м/с. Измерения проводятся после наступления установившегося теплового режима.

Удельная объемная теплоемкость c_V зависит от давления и определяется по формуле

$$c_V = c_{V0} P_{ст0} / P_{ст}, \quad (3.19)$$

где $P_{ст}$ — статическое давление воздуха при измерении, Па; $c_{V0} = 1100$ Дж/(м³·К) — удельная объемная теплоемкость воздуха и водорода при нормальном атмосферном давлении $P_{ст0} = 101\,325$ Па.

Тогда из формулы (3.19) для воздуха и водорода справедливо соотношение $c_V = 0,011 P_{ст}$.

В качестве *счетчиков газа* могут применяться барабанные, ротационные и бытовые счетчики. При определении расхода воздуха проводится не менее трех отсчетов, каждый продолжительностью не менее 10 мин. Расход воздуха

$$Q = (1/m) \sum (q_i / \tau_i), \quad (3.20)$$

где $m \geq 3$ — число отсчетов; q_i — расход при i -м отсчете, м³; τ_i — длительность i -го отсчета, с.

Калориметрический метод определения расхода охлаждающего воздуха применяют, когда известны потери, отводимые охлаждающим газом в заданном режиме работы машины, плотность и удельная теплоемкость охлаждающего газа. При использовании этого метода необходимо обеспечить хорошую теплоизоляцию измерительного участка для устранения утечек теплоты. Во время опыта замеряют температуру охлаждающего газа на входе и выходе вентиляционной цепи машины, давление газа внутри корпуса машины. При измерении температуры измерительный участок разбивают на площадки одинакового сечения, как и в случае использования приборов для измерения скорости воздуха, а затем усредняют температуры ϑ_p , полученные по k измерительным участкам:

$$\vartheta_{ср} = (1/k) \sum \vartheta_i. \quad (3.21)$$

Плотность и теплоемкость воздуха определяются следующим образом. По молекулярной массе воздуха $m = 28,95$ рассчитывают газовую постоянную $R = 8316/m = 287,25$. Затем по уравнению состояния находят плотность воздуха (кг/м³) по формуле

$$\rho = P_{ст} / (RT),$$

где $P_{ст}$ — статическое давление воздуха внутри машины, Па; T — абсолютная температура воздуха, К.

Теплоемкость воздуха в Дж/(кг·К) находится по формуле $c_p = 3,5R = 1005,4$. Расход охлаждающего воздуха (м³/с) определяют по формуле

$$Q = \sum P / (\rho \Delta \vartheta c_p), \quad (3.22)$$

где $\sum P$ — потери, отводимые охлаждающим воздухом, Вт; $\Delta \vartheta$ — изменение температуры охлаждающего воздуха, °С.

В случае измерения расхода водорода принимают $c_p = 10374$ при $R = 4125$.

Контрольные вопросы

1. Назовите методы измерения температуры и их сущность.
2. Почему при использовании разных методов измерения температуры обмотки ее значения не совпадают?
3. В чем заключаются особенности измерения температуры вращающихся частей электрических машин?
4. Назовите методы измерения частоты вращения и используйте для этого первичные преобразователи или датчики.
5. Дайте сравнительную оценку методов измерения частоты вращения.
6. Каков принцип действия стробоскопического тахометра и как им правильно пользоваться?
7. В чем заключается сущность методов измерения скольжения асинхронных машин?
8. Какие устройства применяются для измерения угла нагрузки синхронных машин?
9. Какими методами производят измерение механического момента?
10. Начертите общую схему измерения расхода охлаждающего газа и поясните назначение отдельных ее элементов.
11. Какие приборы используются для определения расхода газа?

ИЗМЕРЕНИЕ УРОВНЯ ШУМА И ВИБРАЦИИ ПРИ ИСПЫТАНИЯХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И ТРАНСФОРМАТОРОВ

Звуковые волны представляют собой продольные механические волны, распространяющиеся в виде колебаний давления. Человеческое ухо, воспринимает частоты от 16 до 16 000 Гц. Колебания более высокой частоты называются ультразвуком, более низкой — инфразвуком. Под шумом понимаются нерегулярные колебания давления с самыми разнообразными частотами. Реальные уровни шума и вибрации, создаваемые электрическими машинами и трансформаторами, ограничены требованиями безопасного ведения работ и фактором производительности труда. Удовлетворить эти требования в определенных границах можно за счет улучшения качества изготовления и усовершенствования отдельных узлов электрических машин и трансформаторов, создающих наибольший уровень шума и вибрации.

4.1. Шум электрических машин

В общем шуме электрической машины можно выделить следующие составляющие.

Аэродинамический шум появляется в результате движения газовой охлаждающей среды при вращении различных деталей и узлов электрической машины (ротор, вентилятор, коллектор и др.). Чем сильнее турбулентность движения газа, тем выше уровень шума. Отражающиеся от вращающейся поверхности завихрения газа вызывают широкополосный шум, энергия которого спектрально распределена по всему диапазону слышимости.

Шум вентилятора в основном зависит от его окружной скорости. Так, у электрических машин с окружными скоростями свыше 60 м/с общий уровень шума определяется в большинстве случаев только аэродинамическим вихрем вентилятора. К аэродинамическим шумам относятся и сиренные эффекты, когда сжатый вентилятором воздух или газ наталкивается на такие препятствия, как ребра корпуса или подшипникового щита, крепящие болты и другие подобные детали. Эти препятствия становятся излучателями звуковых волн. В случае равномерного шага лопаток вентилятора основная частота (Гц) сиренного звука

$$f = zn, \quad (4.1)$$

где z — число лопаток вентилятора; n — частота вращения, об/с.

Магнитный шум появляется вследствие возникновения вынужденных колебаний статора и ротора электрической машины под действием знакопеременных электромагнитных сил, имеющих периодический характер. Магнитный шум в основном обусловлен радиальными силами, пропорциональными квадрату магнитной индукции в воздушном зазоре машины. Из-за сложного характера распределения магнитного поля в воздушном зазоре возникающий магнитный шум является широкополосным.

Шум подшипников обусловлен небалансом и неточностью изготовления элементов подшипников качения. Интенсивность шума возрастает с увеличением диаметра подшипника, скорости вращения вала, сил одностороннего магнитного тяжения и неуравновешенности ротора. Основная частота шума, обусловленного небалансом подшипников, не превышает частоту вращения ротора, т. е. приходится на нижний диапазон слышимости. Неточность изготовления подшипников приводит к появлению шума с частотой, превышающей частоту вращения ротора и пропорциональной количеству деформированных тел качения и дефектов их поверхностей, а также дефектов других частей подшипников.

Шум щеток возникает при их скольжении по коллектору и контактными кольцам и зависит от качества поверхностей коллектора и контактных колец, состояния притирки щеток и степени их давления на коллектор и контактные кольца. В составляющих шума щеток наиболее выраженные звуки обусловлены периодическим прохождением коллекторных пластин под щетками (так называемый шум удара). Частота этих звуков пропорциональна частоте вращения и количеству коллекторных пластин, поэтому шум щеток является высокочастотным.

Шум, возбуждаемый механическими факторами, возникает вследствие распространения вибраций подшипников или внутренних частей машины на большие площади фундаментов или кожухов. Этот структурный шум преобразуется в аэродинамический и излучается в окружающую среду. Если причиной вибрации является плохая балансировка ротора, то шумы в большинстве случаев являются низкочастотными, так как нижняя граница диапазона слышимости 16 Гц соответствует частоте вращения 960 об/мин.

4.2. Шум трансформаторов

Шум трансформаторов обусловлен главным образом явлением магнитострикции*. К другим источникам шума, характерным для больших трансформаторов с форсированными системами охлаж-

* Магнитострикция — явление изменения формы и размеров ферромагнитного тела, помещенного в переменное магнитное поле.

дения, относятся вентиляторы и масляные насосы. Кроме того, шум создается электродинамическими усилиями в обмотках и электромеханическими устройствами регулирования напряжения под нагрузкой. Уровень шума трансформаторов в большей мере определяется величиной электромагнитных нагрузок и габаритными размерами.

Главная причина шума заключается в вибрации сердечника, которая возникает вследствие магнитострикции, зависящей как от индукции, так и от физических и структурных параметров электротехнической стали. Вибрация передается баку через масло и непосредственно через опоры магнитопровода. Так как расстояние от магнитопровода до стенки бака мало по сравнению с длиной волны (в масле длина волны для частоты 100 Гц составляет около 12 м), то можно считать, что каждая часть бака воспроизводит вибрации самой близкой части магнитопровода.

В ряде случаев преобладающими могут становиться другие источники шума. В целом, можно сказать, что у трансформаторов преобладает магнитный шум.

Магнитный шум. Сердечники трансформаторов под действием магнитострикции деформируются. Если бы удлинения листов сердечника были прямо пропорциональны квадрату индукции, то колебания вследствие магнитострикции содержали бы только одну частоту, равную удвоенной частоте сети. Но на самом деле эта зависимость отличается от указанной, поэтому механические колебания, а соответственно, и произведенный шум, содержат высшие гармоники.

Для определения относительного количественного удлинения вследствие магнитострикции в настоящее время имеются достаточные данные как для горячекатаной, так и для холоднокатаной стали. В горячекатаной листовой стали повышением содержания кремния можно почти полностью исключить явление магнитострикции. Например, в стали, содержащей 6% кремния, магнитострикция почти не наблюдается. Однако такую сталь практически невозможно использовать для трансформаторов из-за плохих механических свойств.

Относительное удлинение холоднокатаной трансформаторной стали меньше, чем горячекатаной, при одинаковой индукции. Однако поскольку индукция в трансформаторах с сердечниками из холоднокатаной стали больше, чем в случае применения горячекатаной стали, то удлинения сердечников представляют близкие значения. Эксперимент показал, что уровень шума холоднокатаной стали при индукции равной, 1,55 Тл, такой же, как и у горячекатаной при индукции, равной 1,35 Тл. При возрастании индукции в трансформаторе с сердечником из холоднокатаной стали с 1,55 до 1,65 Тл уровень шума трансформатора возрастет примерно на 8 дБ.

Магнитопроводы трансформаторов могут попасть в резонанс как с колебаниями, вызванными магнитострикцией, так и с различными гармониками сил, возникающих в сердечнике. Когда магнитопровод или другие детали трансформатора попадают в резонанс с указанными гармониками, то в спектре шума трансформатора появляются преобладающие уровни в более широком диапазоне, который охватывает резонансные частоты, кратные удвоенной частоте питания.

Исследования показали, что гармоники колебаний магнитопровода трансформатора в наибольшей степени проявляются при больших значениях индукции, когда проходят нелинейный участок кривой намагничивания и когда колебания вследствие магнитострикции содержат много гармоник.

В трансформаторах важная составляющая шума генерируется поперечными вибрациями листов магнитопровода. Вибрации являются следствием различия в длине и толщине листов, составляющих сердечник, и различия значений коэффициента удлинения листов пакета, что ведет к изменению зазора сочленений в функции мгновенных значений индукции. Эти отклонения вызывают перераспределение во времени магнитных потоков от одного листа к другому и, следовательно, к поперечным вибрациям листов. Поток изменяется во времени и, следовательно, изменяется степень насыщения сердечника. Указанные причины одновременно вызывают искажение кривой намагничивания и, следовательно, увеличение содержания высших гармоник и шума, вызванного магнитострикцией.

Необходимо отметить, что длина магнитопровода изменяется не только из-за магнитострикции, но также из-за действия магнитных сил, возникающих при переходе магнитного потока от одного листа к другому (соседнему). Это явление возникает, когда параллельные листы имеют различную магнитную проницаемость.

Опыт показывает, что продольные и поперечные вибрации листов стали магнитопровода являются источниками шума примерно одинаковой мощности. По этой причине даже при полном подавлении одного из источников уровень шума трансформатора не уменьшится более чем на 3 дБ.

Шум, вызванный магнитными силами, как правило, имеет важное значение только в реакторах (дросселях), имеющих конструктивные воздушные зазоры. В этом случае между двумя частями, ограничивающими зазор, возникают переменные силы магнитного притяжения с удвоенной частотой намагничивания.

Шум, вызванный электродинамическими усилиями в обмотках трансформатора, работающего под нагрузкой, обычно невелик благодаря отсутствию люфтов в осевом направлении, так как пресовка обмоток считается упругой. По этой причине уровень шума

практически не зависит от нагрузки. Это обстоятельство дает возможность нормировать уровень шума при работе трансформатора в режиме холостого хода. Однако характер и величина нагрузки трансформатора влияют на индукцию в стали и, следовательно, на уровень магнитного шума.

4.3. Оборудование и установки для измерения уровня шума и вибрации

Измерение уровня шума. Измерение акустических параметров связано с рядом трудностей, обусловленных следующими причинами:

малой величиной абсолютных значений измеряемых величин, так как акустические давления составляют $10^{-6} \dots 10^{-8}$ от статического атмосферного давления;

большим диапазоном измеряемых частот от 2 до 30 000 Гц;

резонансными особенностями звуковых излучателей и приемников, а также самого помещения, в котором производятся измерения;

сложностью акустических полей в помещениях и их зависимостью от частоты;

сложностью и неустойчивостью спектра звуков, шумов и вибраций, а также явлениями дифракции вблизи акустических приемников.

Поэтому для акустических измерений высокой точности необходимы как измерительные аппараты и анализаторы, соответствующие предъявляемым требованиям, так и специально оборудованные помещения, обеспечивающие образование звуковых полей самых простых конфигураций.

Для измерения уровня акустического давления в газовой среде, выражаемого в децибелах, используется аппарат, называемый шумомером. Шумомер (рис. 4.1) состоит из измерительного микрофона, усилителя, корректирующих цепей, детектора и индикатора, шкала которого отградуирована в децибелах относительно порогового значения акустического давления. В шумомерах предусматривается несколько временных характеристик, позволяющих измерять стабильные, стационарные и импульсные шумы.

По точности измерения шумомеры в соответствии с ГОСТ 17187—81 подразделяются на четыре класса: 0, 1, 2 и 3. Приборы класса 0 применяются в качестве образцового средства измерений и градуируются на рабочих эталонах, класса 1 — для точных лабораторных и натуральных измерений, класса 2 — для измерений нормальной точности, класса 3 — для ориентировочных измерений. Шумомеры классов 0 и 1 имеют стандартный диапазон частот 12,5 Гц... 20 кГц, класса 2 — 8 Гц... 20 кГц, класса 3 — 31,5 Гц... 8 кГц. Некоторые шумомеры снабжены октавными и третьоктавными

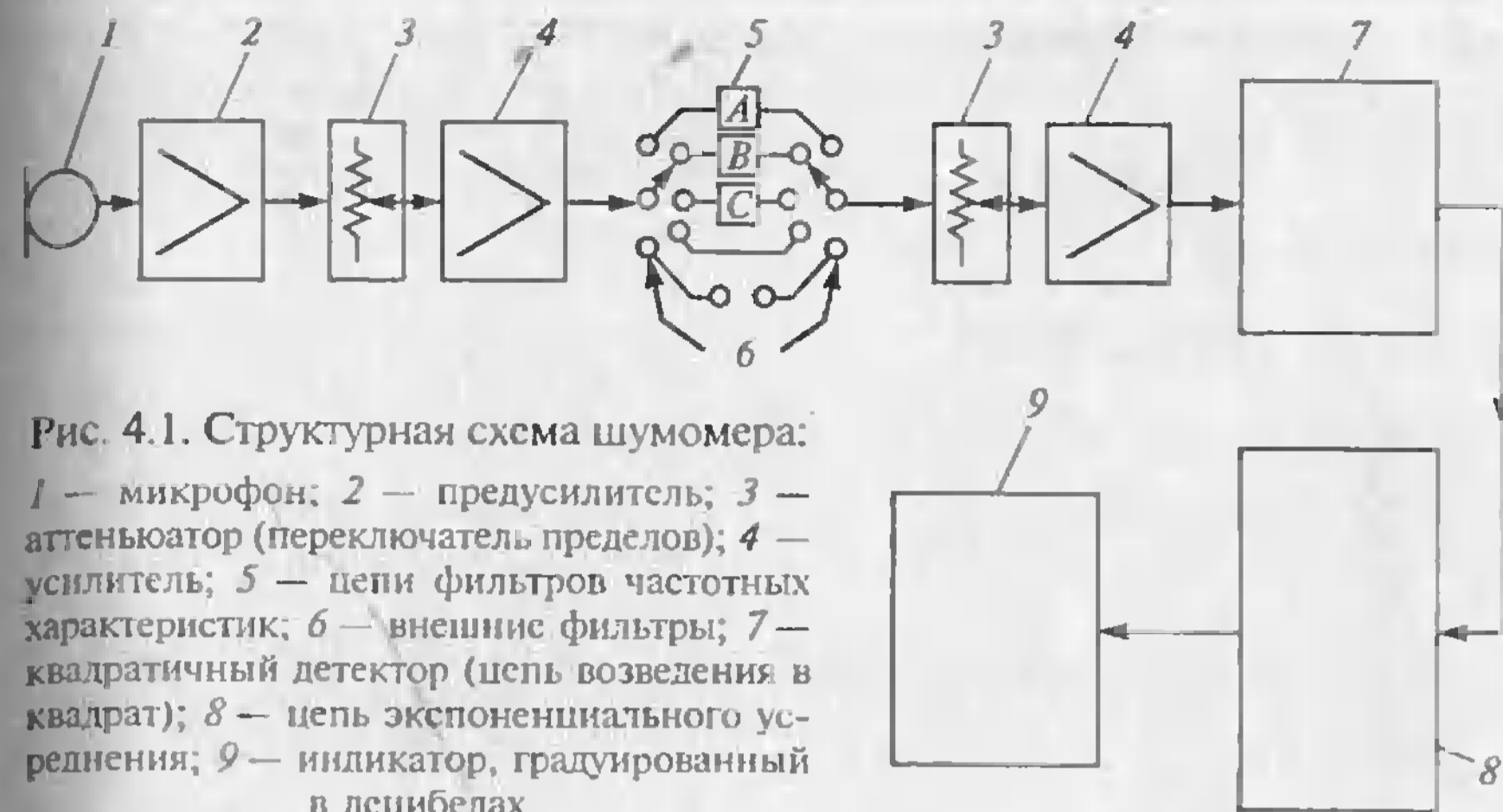


Рис. 4.1. Структурная схема шумомера:

1 — микрофон; 2 — предусилитель; 3 — аттенюатор (переключатель пределов); 4 — усилитель; 5 — цепи фильтров частотных характеристик; 6 — внешние фильтры; 7 — квадратичный детектор (цепь возведения в квадрат); 8 — цепь экспоненциального усреднения; 9 — индикатор, градуированный в децибелах

фильтрами, которые позволяют более тщательно анализировать шум в требуемом частотном диапазоне. Динамический диапазон уровня измеряемого шума составляет: минимальный — 15... 35, максимальный — 140... 160 дБ.

В шумомере используется измерительный *микрофон* ненаправленного типа с диапазоном частот от 31,5 до 12 500 Гц. Чувствительность микрофона не должна изменяться более чем на $\pm 0,5$ дБ при изменении давления окружающей среды на $\pm 10\%$.

В зависимости от уровня и частоты шума, а также от условий проведения измерений используются следующие типы микрофонов: конденсаторный, пьезоэлектрический и электродинамический. Наибольшее распространение для измерения шумов электрических машин получили *конденсаторные микрофоны* (рис. 4.2), имеющие высокую чувствительность и хорошую частотную характеристику до 10... 40 кГц. Кроме того, микрофоны этого типа нечувствительны к внешним электромагнитным полям. Недостатком конденсаторных микрофонов является относительно высокий уровень собственных шумов (35... 50 дБ). Это, однако, является вполне приемлемой величиной для большинства электрических машин и трансформаторов, так как нижние допустимые уровни шума электрических машин, измеренные на расстоянии 1 м, составляют 49... 64 дБ (по ГОСТ 16372—93 «Машины электрические вращающиеся. Допустимые уровни шума»). Для трансформаторов на расстоянии 0,3 м допустимые уровни шума составляют 47... 66 дБ (по ГОСТ 12.2.024—76 «Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля»). Большинство шумомеров класса 1 снабжено конденсаторными микрофонами. Конденсаторный микрофон для нормальной работы требует поляризации емкости от специального источника питания, который встра-

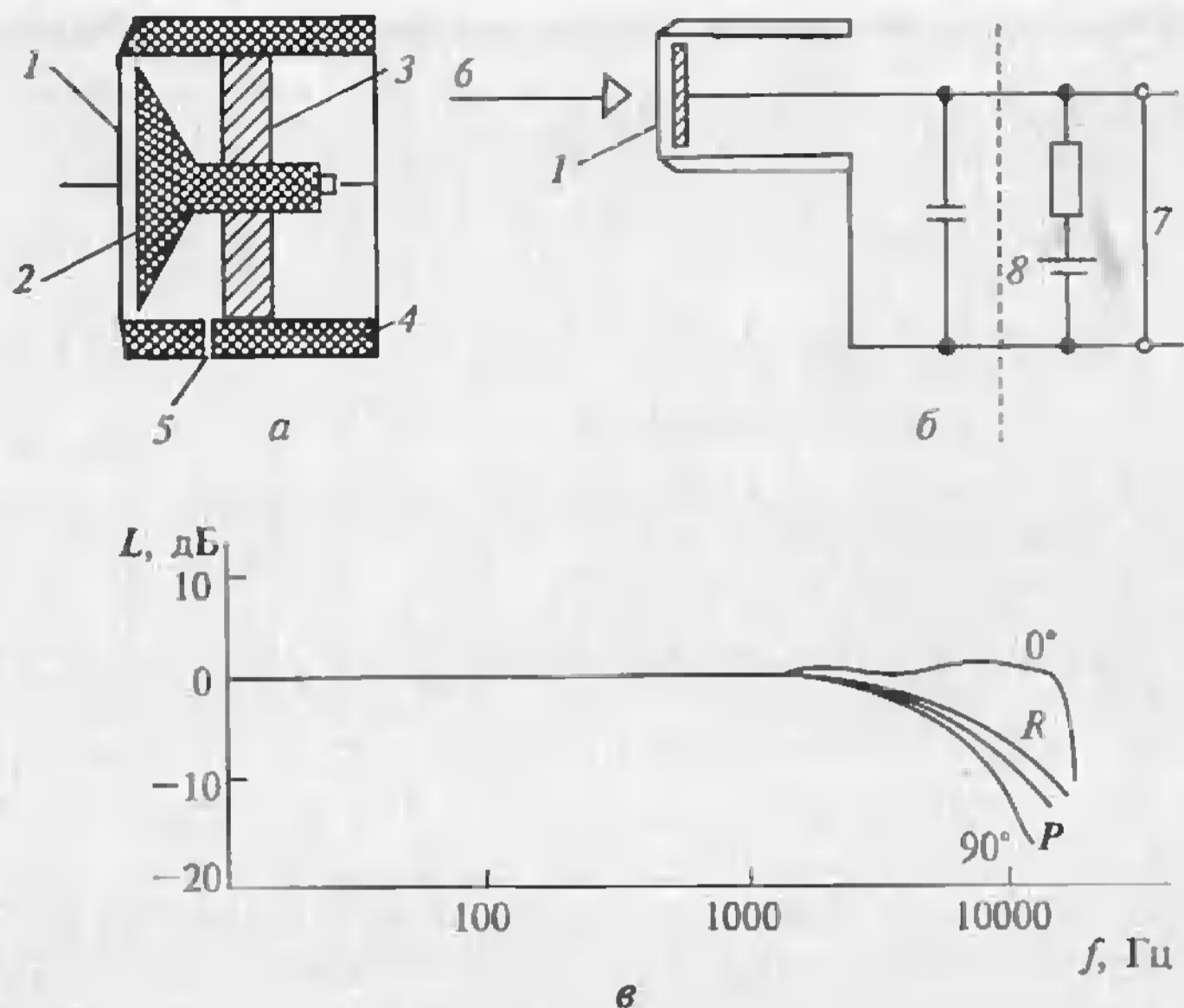


Рис. 4.2. Устройство (а), схема подачи поляризованного напряжения (б) и относительная частотная характеристика (в) однодьюмового конденсаторного микрофона при углах падения 0° , 90° , при случайном падении (R) и по давлению (P):

1 — диафрагма; 2 — задняя пластина (неподвижный электрод); 3 — изолятор; 4 — корпус; 5 — отверстие для выравнивания давления; 6 — звуковое давление; 7 — выход; 8 — источник поляризующего напряжения

ивается в шумомер, и применения предусилителя. Это наиболее дорогой из всех микрофонов.

Пьезоэлектрический микрофон (рис. 4.3) не требует источника поляризации для нормальной работы и обладает значительной емкостью. Однако его чувствительность при том же диаметре на порядок ниже, чем у конденсаторного микрофона, в связи с чем их применяют в шумомерах класса 2.

Электродинамические микрофоны (рис. 4.4) применяют в шумомерах класса 2. Они имеют низкий уровень собственного шума (10... 15 дБ) и дешевы в изготовлении. Однако на их работу сильно влияют внешние электромагнитные поля, что требует известной осторожности при выборе таких микрофонов в качестве датчиков шума электрических машин и трансформаторов. В некоторых шумомерах используется два усилителя, один из которых включен на выходе микрофона, а другой — на выходе шумомера для обеспечения устойчивой работы внешних устройств. Усилитель имеет перегрузочную способность не менее 12 дБ по отношению к максимальному отклонению на показывающем приборе шумомера.

Шумомер имеет характеристики коррекции, обозначаемые буквами A, B, C. Указанные характеристики отражают субъективное восприятие шума ухом человека. В настоящее время получила преимущественное распространение скорректированная кривая A, которая используется для анализа и регистрации уровня шума наряду с линейной характеристикой. Амплитудно-частотные характеристики, соответствующие кривым коррекции A, B, C, приведены на рис. 4.5.

Как видно из рис. 4.5, при измерении по кривой коррекции A сильно ослабляются низкочастотные компоненты шума, поэтому измерение должно проводиться на двух кривых — скорректированной A и нескорректированной (линейной). Путем сравнения результатов измерения по этим кривым можно судить о том, какая часть спектра является преобладающей.

Если уровень шума по кривой A оказывается существенно меньшим, чем при измерении на линейной шкале, это означает, что измеряемый шум содержит большие низкочастотные составляющие. Если показания близки, то шум имеет преимущественно высокочастотные составляющие.

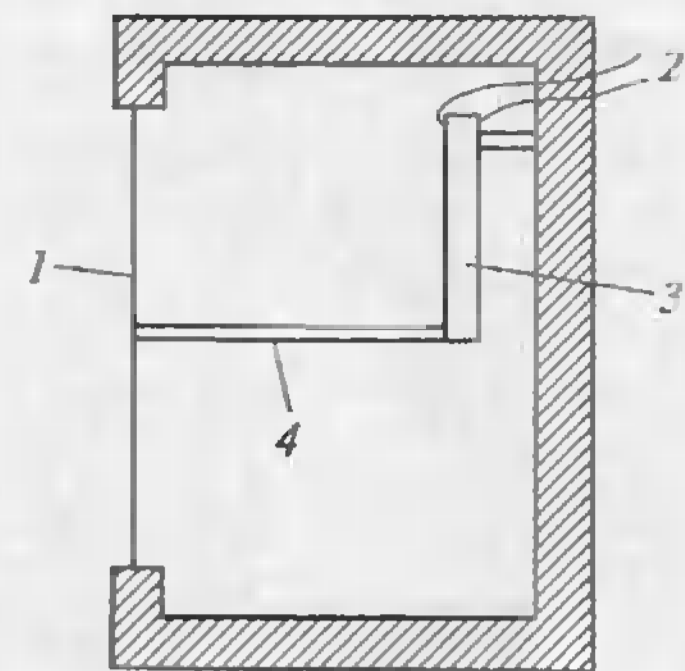


Рис. 4.3. Устройство пьезоэлектрического микрофона:
1 — мембрана; 2 — выходные контакты; 3 — пьезоэлектрическая пластина; 4 — игла

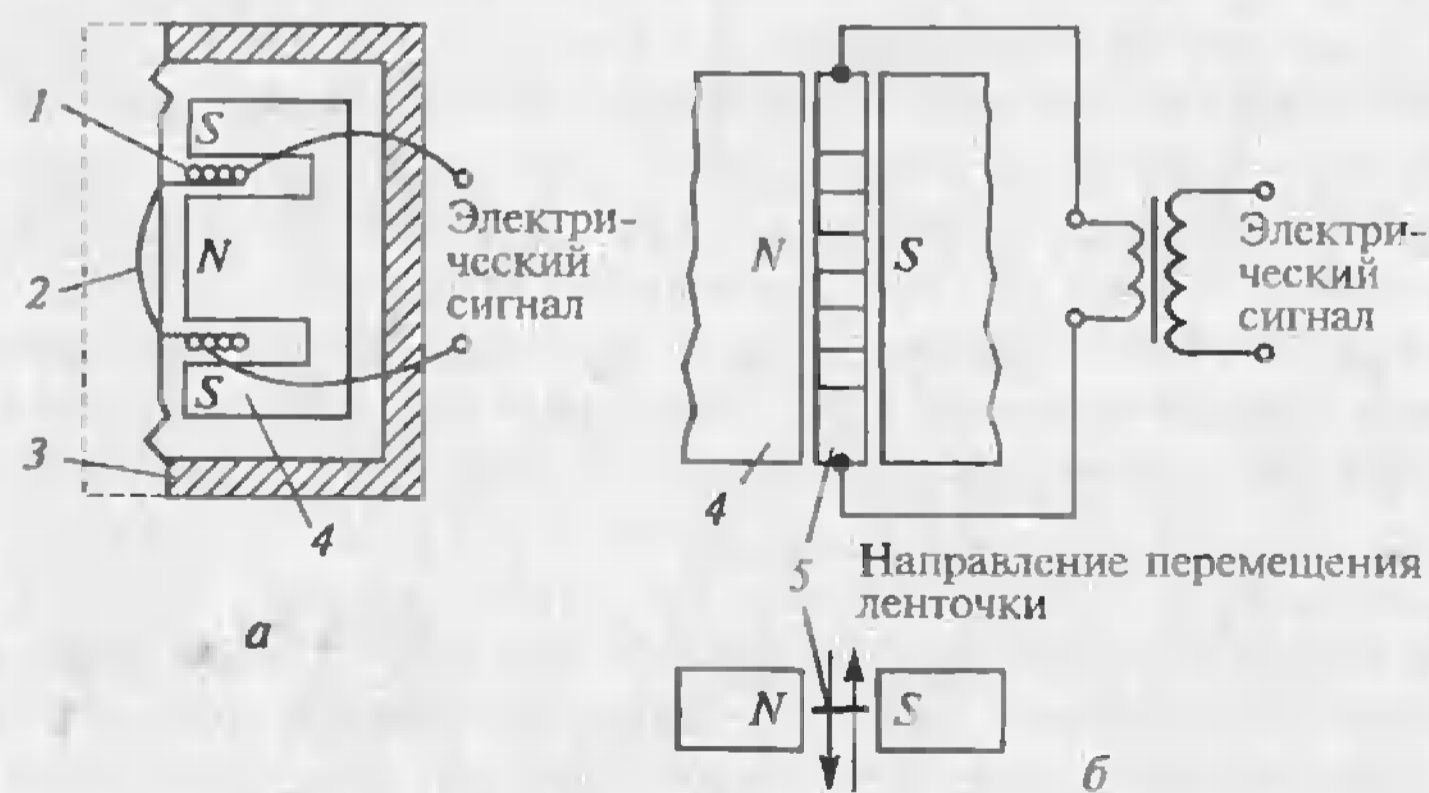


Рис. 4.4. Устройство катушечного (а) и ленточного (б) электродинамических (динамических) микрофонов:

1 — катушка; 2 — диафрагма; 3 — корпус; 4 — постоянный магнит; 5 — лента

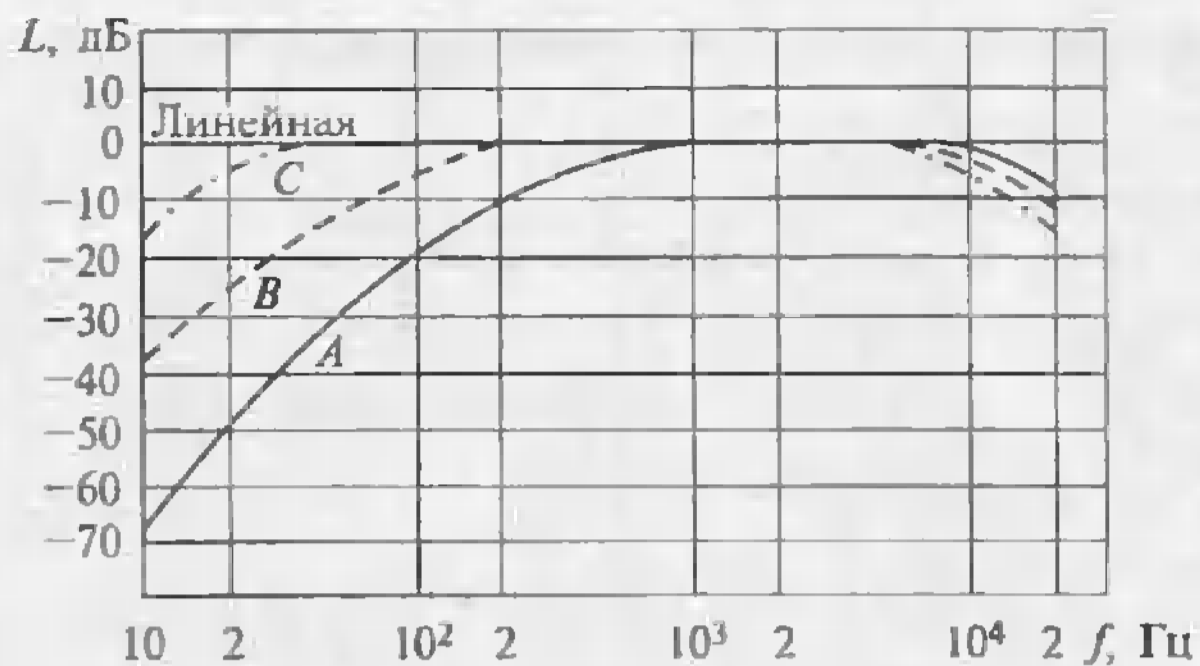


Рис. 4.5. Характеристики коррекции шумомеров

Цепь экспоненциального усреднения имеет два режима работы: *F* (быстро) с постоянной времени 125 мс и *S* (медленно) с постоянной времени 1 с.

В индикаторе предусмотрена настройка для измерения пиковых, действующих или средних значений уровня шума. Кроме того, при использовании скорректированной или линейной кривой по нему можно получить некоторые сведения о тональности шума. Измеренный шумомером уровень интенсивности звука не дает спектр частот, поскольку корректирующие цепи шумомера позволяют только качественно определить частотный состав шума (при сравнении уровней шума по линейной шкале и шкале *A*).

Для анализа спектрального состава шумов используется частотный спектрометр, состоящий из входного усилителя, системы полосовых фильтров, корректирующих цепей *A*, *B*, *C* и выходного усилителя, управляющего измерительными и регистрирующими приборами. Спектрометр, соединенный с самописцем, позволяет автоматически записывать спектрограмму (зависимость уровня шума в децибелах от частоты) на бумагу стандартных размеров.

Если измерение уровня шума допускается производить как в свободном, так и в реверберационном и полуреверберационном полях, то анализ шума производится только в условиях свободного поля. Для создания свободного акустического поля при анализе шумов используются специальные помещения, называемые заглушенными камерами, в которых пол, стены и потолок надежно изолированы как от внешних, так и от вспомогательных внутренних виброакустических источников, сведена до минимума возможность отражения звуковых волн, устранены электромагнитные помехи, которые могут отрицательно повлиять на работу измерительной аппаратуры.

В настоящее время имеются материалы и конструкция покрытия внутренней поверхности заглушенных камер, позволяющие довести коэффициент поглощения падающей звуковой волны до

99 % при частотах свыше 100 Гц и 93...99 % в диапазоне частот 50...100 Гц. Таким образом, степень приближения акустического поля к свободному оказывается весьма высокой. Для уменьшения внешних шумов и вибраций камеру устанавливают на собственном, отдельном от здания, фундаменте и тщательно заделывают стыки и соединения. В существующих заглушенных камерах уровень внешних шумов доведен до 18...20 дБ.

Измерение вибрации. Для этого используются практически те же приборы, что и для измерения шума. Отличие заключается лишь в датчике и в некоторых случаях в наличии интегрирующей цепи, которые позволяют определять по измеренной эффективной скорости вибрации ускорение или смещение. Иными словами, описанные ранее шумомеры могут применяться в качестве виброметров, если вместо микрофона в качестве чувствительного элемента используется вибродатчик. Отличие заключается в области измеряемых частот, поскольку при измерении вибраций достаточно производить измерения в диапазоне от 5 до 1000 Гц. Внешние устройства для анализа вибраций такие же, как и используемые для анализа шумов.

При измерении параметров вибрации могут быть использованы кинематический и динамический принципы измерения. При использовании кинематического принципа координаты точек исследуемого объекта измеряются относительно выбранной неподвижной системы координат. Динамический принцип заключается в измерении параметров вибрации относительно искусственной неподвижной системы отсчета, в большинстве случаев инерционного элемента.

Датчики вибраций по способу измерения можно разделить на две группы — контактные и бесконтактные. Преимуществом бесконтактных датчиков является возможность проведения измерений с высокой точностью в труднодоступных местах в условиях воздействия внешних электромагнитных полей. В качестве этих датчиков могут использоваться оптические, электромагнитные, электрические, радиоволновые, акустические и радиационные устройства, механически не связанные с испытуемой машиной и поэтому не вносящие искажений в картину вибраций. Однако при промышленных испытаниях используются более дешевые контактные датчики, масса которых незначительна и поэтому их применение практически не вносит искажений в вибрационное состояние исследуемых трансформаторов и электрических машин, включая машины малой мощности.

В качестве контактных датчиков вибрации получили распространение электродинамические и пьезоэлектрические датчики, электрические сигналы на выходах которых пропорциональны скорости вибрации и вибрационному ускорению соответственно. Чтобы точность измерения вибраций была удовлетворительной,

масса датчика не должна превышать 5% от массы измеряемого объекта. Наиболее миниатюрными являются пьезоэлектрические датчики (акселерометры), активный элемент которых изготовлен на основе пьезокварца, цирконато-титановых керамик или титаната бария.

Выбор материала пьезоэлектрического датчика определяется допустимой величиной температурной погрешности. Использование цирконато-титановых керамик обеспечивает работу датчика с погрешностью $\pm 20\%$ в диапазоне $200 \dots 250^\circ\text{C}$, при погрешности $\pm 5\%$ температурный диапазон сокращается до $40 \dots 60^\circ\text{C}$.

При использовании кварца обеспечивается погрешность $\pm 2\%$ в диапазоне до 400°C . Для измерения вибрации в зоне температур до 100°C высокую точность дает применение титаната циркония или бария.

4.4. Методы измерения уровня шума и вибрации электрических машин

Методы измерения уровня шума и вибрации при промышленных испытаниях установлены ГОСТ 11929—87 и ГОСТ 12379—75. Однако эти стандарты не устанавливают методы определения шума и вибраций в нестационарных процессах — пуски, реверсы, торможения и др.

По уровню шума электрические машины разделены на четыре класса. К классу 1 относят машины, к которым не предъявляются требования по ограничению уровня шума, а также машины, разработанные до 1985 г. и доработка которых до класса 2 нецелесообразна; к классу 2 — машины экспортного исполнения и вновь разрабатываемые машины, к классу 3 — малозумные машины с малозумными подшипниками качения и глушителями вентиляционного шума, к классу 4 — особо малозумные машины, в которых дополнительно предусмотрены пониженное использование активных материалов и установка звукоизолирующего кожуха. Предельные значения уровней шума машин классов 2, 3, 4 должны быть ниже уровней шума машин класса 1 на 5, 10 и 15 дБ соответственно.

При проведении контрольных испытаний помещение считается пригодным для измерений шума по методу свободного поля, если средний уровень звука увеличивается не менее чем на 5 дБ при двукратном уменьшении расстояния r_1 от центра источника до точек измерения шума или средний уровень звука уменьшается не менее чем на 4 дБ при увеличении указанного расстояния в два раза. В идеальном свободном поле без затухания изменение среднего уровня звука L_2 при увеличении расстояния до $r_2 = 2r_1$ составляет 6 дБ в соответствии с выражением

$$L_2 = L_1 + 20\lg(r_1/r_2), \quad (4.2)$$

где L_1 — известное значение уровня интенсивности звука на расстоянии r_1 от источника.

Измерение шума в свободном поле. Если пол в испытательном помещении обладает хорошим звукопоглощением (коэффициент звукопоглощения не менее 0,8), машину помещают на высоте не менее 1 м над центром пола и не ближе 1,5 м от потолка. В случае звукоотражающего пола (коэффициент звукопоглощения не более 0,05) испытываемую машину располагают на полу или непосредственно над полом вблизи от его центра. Звукоотражающий пол должен простираться во все стороны за измерительную поверхность так, чтобы линейные размеры звукоотражающей плоскости (пола) были больше проекции измерительной поверхности, образованной измерительными линиями (рис. 4.6).

Во время измерений корпус шумомера и другие приборы, а также наблюдатель должны находиться на расстоянии не менее 1 м от микрофона.

Точки измерения выбирают на измерительных линиях I и II (см. рис. 4.6). При определении размеров l_{\max} , l_{\min} и d не учитываются выходной конец вала, коробка зажимов и другие выступающие детали электрической машины. Для машин горизонтального исполнения измерительная линия I располагается на высоте оси вращения машины, для машин вертикального исполнения — на половине высоты машины, но не менее 0,25 м для звукоотражающего и 1,0 м для звукопоглощающего пола. Измерительная линия II во всех случаях должна находиться в вертикальной плоскости, проходящей через ось машины.

При контрольных испытаниях измерения проводят в точках 1, 2, 3, 4, 5 для машин первой группы (с $l_{\max} \leq 1$ м, а также $1 \text{ м} < l_{\max} < 2$ м и $l_{\max}/l_{\min} < 2$) и в точках 1, 3, 6, 7, 8, 9, 10, 11 для машин второй группы (с $l_{\max} \geq 2$ м, а также $1 \text{ м} < l_{\max} < 2$ м и $l_{\max}/l_{\min} > 2$).

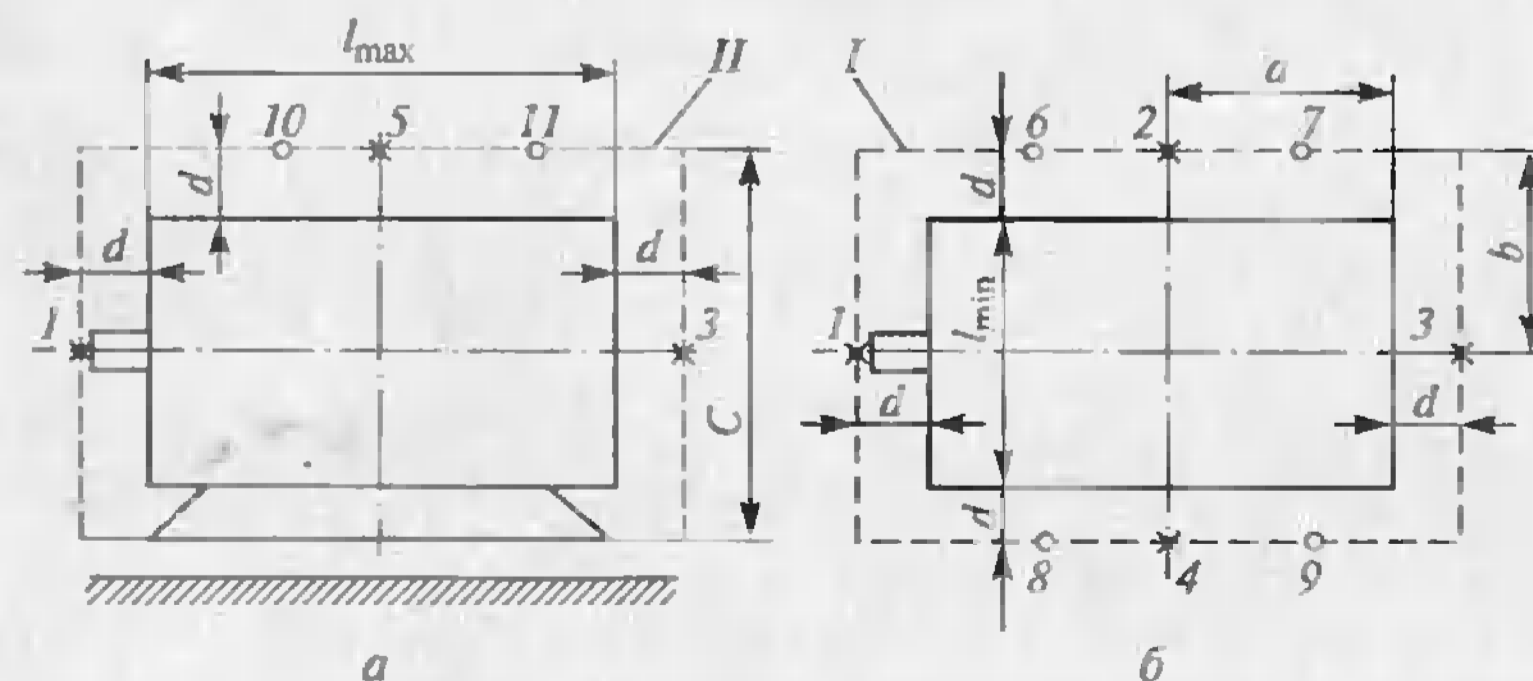


Рис. 4.6. Точки измерения шума электрической машины на виде спереди (а) и сверху (б)

ГОСТ 16372—93 «Машины электрические вращающиеся. Допустимые уровни шума» регламентирует допустимые уровни шума электрических машин при измерении на расстоянии 1 м от наружного контура машины (приложение 3). Поэтому размер d при измерениях принимается равным 1 м.

После измерения уровней шума в указанных точках обрабатывают результаты измерений.

Эквивалентный радиус r_s для машин первой и второй групп соответственно определяют по формулам

$$r_s = l_{\max}/2 + d \text{ и } r_s = \sqrt{ab + c^2}/l,$$

где $d = 1$ м; a, b, c — размеры в метрах (см. рис. 4.6).

Площадь эквивалентной сферы и скорректированный уровень звуковой мощности по шкале А рассчитывают по формуле

$$L_{PA} = L_A + 10 \lg S + k, \quad (4.3)$$

где L_A — измеренный средний уровень звука по шкале А, дБ; $S = 2\pi r_s^2$; k — постоянный коэффициент ($k = 0$ для звукоотражающего и $k = 3$ для звукопоглощающего пола).

Уровень звуковой мощности в частотных полосах определяют по формуле

$$L_p = L + 10 \lg S + k, \quad (4.4)$$

где L — измеренный уровень звукового давления в частотной полосе, дБ.

Приведенный уровень звука по шкале А на опорном радиусе 3 м вычисляют по формуле

$$L_{A3} = L_{PA} + 20 \lg r_s - 10. \quad (4.5)$$

Измеренные и рассчитанные при испытаниях величины сопоставляются с требованиями по допустимым уровням шума.

Методы оценки вибрации. При оценке вибрации электрических машин основной измеряемой величиной является эффективное значение вибрационной скорости $v_{эф}$, измеренное в диапазоне от рабочей частоты до 2000 Гц. Для электрических машин с рабочей частотой вращения до 3000 об/мин допускается измерение $v_{эф}$ в диапазоне частот до 1000 Гц.

Определение эффективного значения вибрационной скорости допускается проводить по данным спектрального анализа в указанном диапазоне частот:

$$v_{эф} = \sqrt{\sum v_{эфi}^2}, \quad (4.6)$$

где $v_{эфi}$ — эффективное значение вибрационной скорости, полученное при спектральном анализе для i -й полосы фильтра, при-

чем первая и n -я полосы должны включать в себя нижнюю и верхнюю границы заданного диапазона частот соответственно.

Значение вибрационной скорости выражают в мм/с, а вибрационного ускорения — в м²/с. Допускается оценивать вибрационное ускорение и вибрационную скорость в децибелах.

Таблица перевода вибрационной скорости и вибрационного ускорения в децибелы приведена в приложении 3. Напомним, что для оценки вибрации собранных электрических машин устанавливается восемь классов: 0,28; 0,45; 0,70; 1,10; 1,80; 2,80; 4,50; 7,00. Индексы классов соответствуют максимально допустимой для данного класса эффективной вибрационной скорости в мм/с.

При контроле вибрации электрических машин их располагают на упругом основании, причем дополнительная масса упругого основания не должна превышать 10 % от массы испытуемой машины.

Вибродатчики должны жестко крепиться к самой машине или к дополнительной массе. При испытаниях электрическая машина должна иметь такое же положение, как и при нормальной эксплуатации.

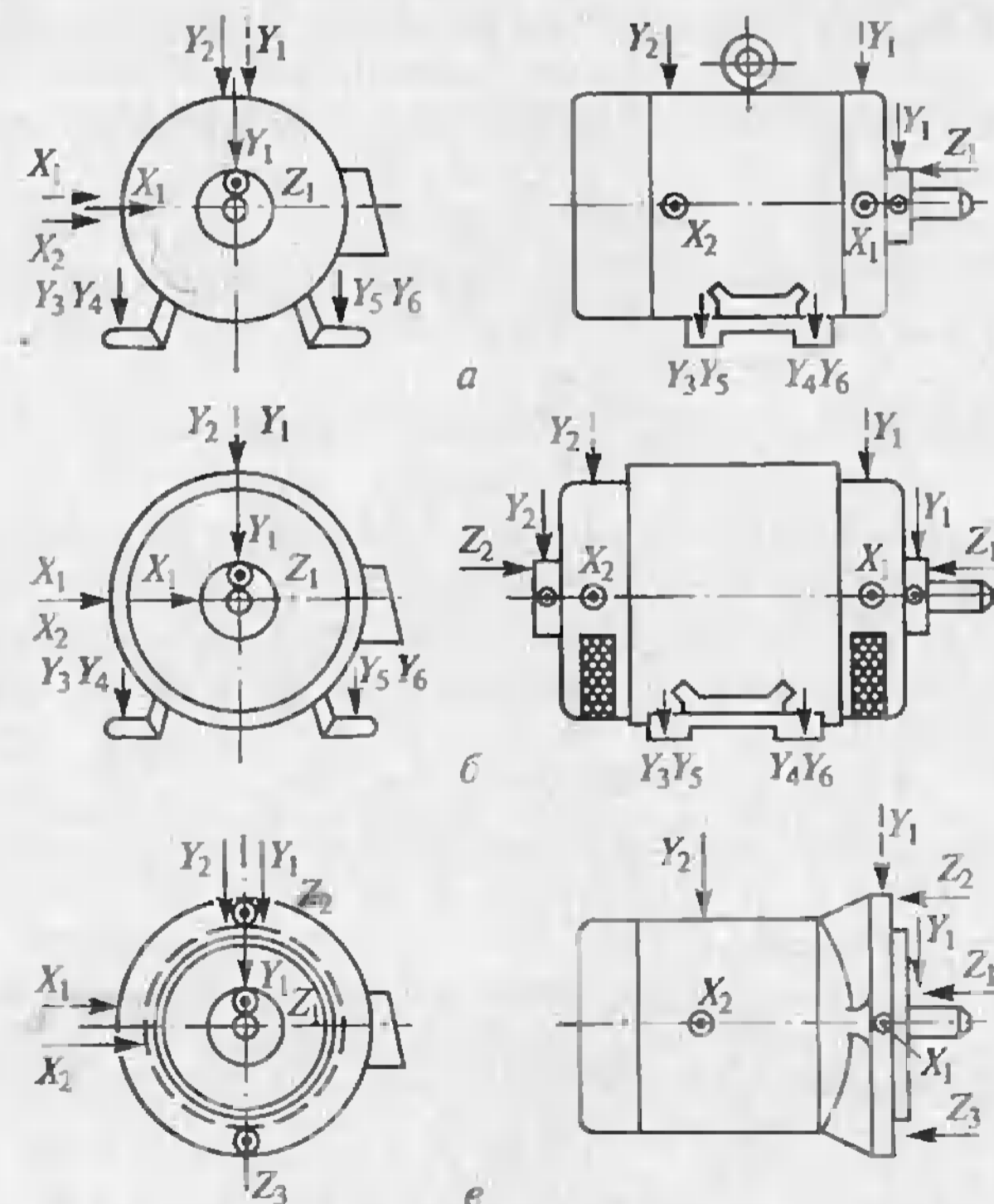


Рис. 4.7. Точки измерения вибрации в электрических машинах: а — исполнения IP44; б — исполнения IP23; в — фланцевого исполнения

Помехи от внешней вибрации в принятых точках измерения (рис. 4.7) не должны превышать 25 % от нормируемой величины $v_{эф.доп}$, а при измерении уровня вибраций в децибелах — 8... 10 дБ соответственно.

При периодических и типовых испытаниях вибрацию необходимо измерять на подшипниковых щитах по вертикальной и горизонтальной осям, а также в направлении оси вращения, как можно ближе к последней. Кроме того, измеряется вибрация на лапах или на фланце машины в направлении, перпендикулярном опорной поверхности, в точках, находящихся вблизи мест крепления. Рекомендуемые точки измерения вибрации и ее направления указаны на рис. 4.7.

Спектральный анализ вибрации проводят в точке измерения с максимальным значением вибрации. Контроль вибрации осуществляют при установившейся частоте вращения в режиме, установленном стандартами на соответствующие типы машин. Для многоскоростных машин контроль проводится на скорости, для которой вибрации максимальны.

4.5. Особенности измерения уровня шума трансформаторов

Допустимые значения среднего уровня звука и методы его измерения при промышленных испытаниях изложены в ГОСТ 12.2.024—76. Этот стандарт распространяется на силовые масляные трансформаторы общего назначения мощностью от 100 кВ·А и выше и напряжением до 750 кВ включительно. По заказу потребителя трансформаторы должны изготавливаться мощностью 16... 200 МВ·А с уровнем звука, пониженным не менее чем на 10 дБ по сравнению с указанным в стандарте.

Как правило, при испытаниях трансформаторов заглушенные камеры не используются. Поэтому для проведения испытаний необходимо выбирать время суток, когда внешние шумы минимальны. Кроме того, можно использовать передвижные звукопоглощающие стены, играющие роль экранов, поскольку главной излучающей шум поверхностью трансформатора является вертикальная. Стены устанавливаются с той стороны, с которой производятся измерения.

Во время измерений необходимо, чтобы вибрации не передавались от трансформатора полу, а возможные акустические отражающие поверхности находились не ближе 3 м от точек измерения. При проведении испытаний следует исключить влияние внешних электромагнитных полей на результаты измерений. Поэтому при испытаниях рекомендуется применять конденсаторные микрофоны.

Измерения шума трансформаторов проводятся в режиме холостого хода при номинальных напряжении и частоте. Точки изме-

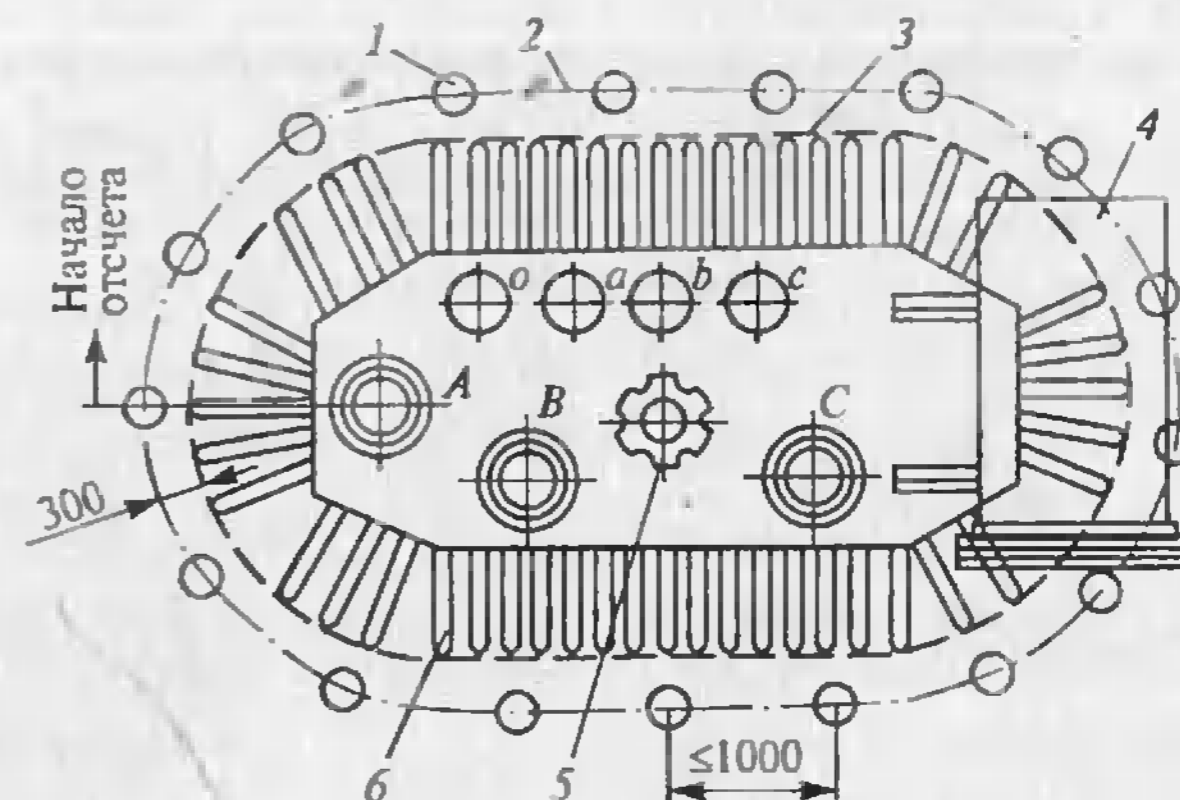


Рис. 4.8. Точки измерения шума трансформатора с трубчатым баком: 1 — микрофон; 2 — измерительная линия; 3 — излучающая поверхность; 4 — расширитель; 5 — переключатель системы ПБВ; 6 — трубы (радиаторы)

рения располагают вокруг трансформатора на измерительных линиях, лежащих в горизонтальных плоскостях (рис. 4.8 и 4.9) на расстоянии 0,3 м от условной излучающей поверхности. При высоте бака до 2,5 м измерительные линии располагаются на половине высоты, а при высоте бака 2,5 м и более — на 1/3 или 2/3 высоты.

Расстояние между соседними точками измерения не должно превышать 1 м, а число точек измерения должно быть не менее

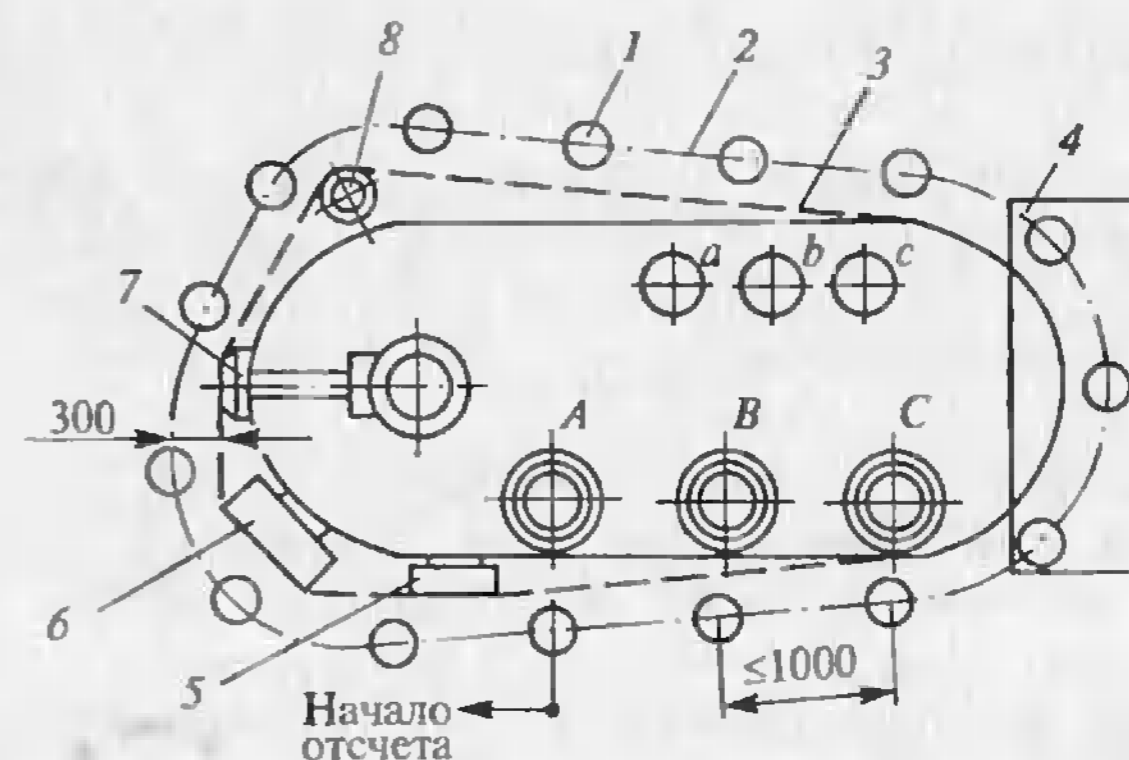


Рис. 4.9. Точки измерения шума трансформатора с системой охлаждения Д, ДЦ:

1 — микрофон; 2 — измерительная линия; 3 — излучающая поверхность; 4 — расширитель; 5 — коробка зажимов в шкафу; 6 — шкаф автоматического управления дутьем; 7 — привод переключающего устройства; 8 — термосифонный фильтр

шести. Для трансформаторов с форсированным охлаждением (типа Д, ДЦ) измерения проводятся два раза — при включенном и отключенном дутье в одной и той же точке с максимальным уровнем звука на измерительном расстоянии 2 м.

После измерения уровней шума в указанных точках обрабатывают результаты измерений. Определяют средний уровень шума:

$$L'_A = L_A - \Delta L - k, \quad (4.7)$$

где L'_A — измеренный средний уровень звука по шкале А, дБ; ΔL — поправка, соответствующая среднему уровню помех, дБ; k — постоянная, учитывающая влияние отраженного звука, дБ (при измерениях на открытых площадках $k = 0$, для остальных случаев расчет k приводится в конце подраздела).

Корректированный уровень звуковой мощности определяют по формуле

$$L_{PA} = L'_A + 10 \lg(S/S_0), \quad (4.8)$$

где L'_A — средний уровень шума, дБ; S — площадь эквивалентной полусферы, м²; $S_0 = 1$ м².

Площадь эквивалентной полусферы при отсутствии дутья определяется по формуле

$$S_{0,3} = 1,25Hl, \quad (4.9)$$

а при включенном дутье —

$$S_{2,0} = 0,75l^2/\pi, \quad (4.10)$$

где H — высота бака трансформатора, м; l — длина измерительной линии по периметру (м) для измерительных расстояний 0,3 и 2,0 м соответственно; 1,25 и $0,75/\pi$ — коэффициенты, учитывающие излучение звуковой энергии в эквивалентную полусферу.

Измеренные и рассчитанные при испытаниях величины сопоставляются с требованиями по допустимым уровням шума, приведенным в ГОСТ 12.2.024—76.

Постоянная k в помещении определяется по ГОСТ 12.1.028—80 в такой последовательности. Сначала определяют площадь выбранной измерительной поверхности S по формулам (4.9) или (4.10). Затем определяют площадь ограждающих поверхностей в помещении S_p (м²), включая пол. После этого рассчитывают эквивалентную площадь звукопоглощения A (м²):

$$A = \alpha_s S_p, \quad (4.11)$$

где α_s — средний коэффициент звукопоглощения, изменяющийся в зависимости от типа помещения, в котором проводятся измерения, от 0,05 (пустые помещения с гладкими стенами из бето-

на или кирпича) до 0,5 (помещения, облицованные специальными звукопоглощающими конструкциями).

Постоянную k вычисляют по формуле

$$k = 10 \lg[1 + 4S/A(1 - A/S_p)]. \quad (4.12)$$

Контрольные вопросы

1. Каковы основные источники шума электрических машин и трансформаторов?
2. Приведите структурную схему шумомера и поясните назначение его отдельных узлов.
3. Какие типы микрофонов используются при измерении шумов? Каков принцип их действия?
4. Каково назначение различных характеристик коррекции шумомера?
5. Что такое свободное акустическое поле и какие помещения соответствуют ему?
6. Какие требования предъявляются к измерительным микрофонам и датчикам вибрации?
7. В каком диапазоне частот обычно проводятся измерения шумов (вибраций)?

ИСПЫТАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

Эксплуатационные свойства трансформаторного масла определяются его химическим составом, который зависит главным образом от качества сырья и применяемых способов его очистки при изготовлении. Масло представляет собой смесь достаточно сложных органических соединений. Под воздействием электрических и магнитных полей, влажности и температуры как внутри, так и вне высоковольтного маслонаполненного оборудования, происходит разложение исходных органических соединений, содержащихся в трансформаторном масле. Кроме того, в масло переходят продукты разложения твердой изоляции и конструкционных материалов, которые могут вступать в новые взаимодействия друг с другом, ускоряя процесс износа изоляции трансформатора.

Так как в процессе эксплуатации исходный состав трансформаторного масла и твердой изоляции усложняется по составу и изменяется по концентрации и агрегатному состоянию, требуются подробные физико-химические исследования для оценки состояния и выявления дефектов электрооборудования. Опыт эксплуатации трансформаторов указывает на то, что большой процент их отказов происходит из-за повреждения высоковольтных вводов. Причиной этих повреждений может являться уменьшение электрической прочности масла в высоковольтных герметичных вводах из-за его коллоидного старения, а в негерметичных вводах — снижение электрической прочности бумажно-масляной изоляции из-за ее увлажнения и загрязнения.

5.1. Виды испытаний трансформаторного масла

Состояние трансформаторного масла оценивается по результатам испытаний, которые в зависимости от объема делятся на три вида:

испытание на электрическую прочность, включающее определение пробивного напряжения, качественное определение наличия воды, визуальное определение содержания механических примесей; сокращенный анализ, включающий, помимо названного выше, определение кислотного числа, содержание водорастворимых кислот, температуры вспышки и цвета масла;

испытания в объеме полного анализа, включающие в себя все испытания в объеме сокращенного анализа, а также определение тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$), натровой пробы, ста-

бильности против окисления, количественное определение влагосодержания и механических примесей.

Норма количественных показателей качества эксплуатационного трансформаторного масла

Пробивное напряжение масла в эксплуатации, кВ, не менее:	
для трансформаторов напряжением 60...220 кВ	35
для трансформаторов напряжением 20...35 кВ	25
Содержание механических примесей (визуально)	отсутствуют
Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более	0,25
Стабильность против окисления:	
содержание летучих низкомолекулярных кислот, мг КОН на 1 г масла, не более	0,005
массовая доля осадка после окисления, %	отсутствует
кислотное число окисленного масла, мг КОН на 1 г, не более	0,1
Температура вспышки, °С, не ниже	150
$\text{tg } \delta$ при 90°С, %, не более	7,0
Влагосодержание по массе	по заводским нормам
Газосодержание	то же
Натровая проба по ГОСТ 19296—73, баллы, не более	0,4
Температура застывания, °С, не выше	-45
Вязкость кинематическая, $(\text{м}^2/\text{с}) \cdot 10^{-6}$, не более:	
при 20°С	28
при 50°С	9
при -30°С	1300

Основной электроизоляционной характеристикой масла является его *пробивное напряжение*. Практика показывает, что разброс результатов при определении пробивного напряжения масла происходит в основном из-за наличия в нем механических примесей — веществ, находящихся в трансформаторном масле во взвешенном состоянии или выпавших в виде осадка. Примеси появляются в результате разрушения красок, лаков и твердой изоляции и увеличивают значение $\text{tg } \delta$.

Этот показатель характеризует активную мощность, выделяющуюся в диэлектрике при приложении к нему переменного напряжения — диэлектрические потери, которые обусловлены наличием в масле веществ с поляризованными молекулами (диполями) или с молекулами, способными разлагаться на ионы под действием электрического поля.

Из-за увлажнения масла вследствие непосредственного контакта масла в трансформаторе с атмосферным воздухом снижается его электрическая прочность, а насыщение кислородом приводит к усиленному развитию окислительных процессов (старе-

нию масла). В результате старения образуется шлам, в состав которого входят растворимые и нерастворимые в масле компоненты. Нерастворимые компоненты представляют опасность для работы твердой изоляции из-за их гигроскопичности и образования ими проводящих мостиков. Кроме того, осадки ухудшают охлаждение трансформаторов, уменьшая сечение каналов охлаждения обмоток. При испытаниях масла применяют как качественный, так и количественный методы определения содержания механических примесей и воды.

При количественной оценке *содержания механических примесей* в масле оно сначала пропускается через предварительно взвешенный, сухой беззольный бумажный фильтр. Затем фильтр высушивается и взвешивается, а разница в весе дает массу механических примесей.

Важной характеристикой трансформаторного масла является *кислотное число*, измеряемое количеством едкого калия (в миллиграммах), необходимого для нейтрализации всех свободных кислот в масле. Кислые соединения извлекаются при нагревании из масла раствором этилового спирта, а затем нейтрализуются едким калием.

Наличие в масле водорастворимых кислот, являющихся агрессивными соединениями, вызывает коррозию металлов и ускоряет старение твердой изоляции. Определение содержания водорастворимых кислот и щелочей основывается на их извлечении из масла водой или водным раствором спирта.

Температура вспышки — это температура, при которой пары масла, нагреваемого в закрытом сосуде, образуют с воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней пламени. При нормальной работе трансформаторов температура вспышки постепенно возрастает из-за испарения легких фракций масла. При развитии дефекта в трансформаторе температура вспышки масла резко падает из-за растворения в масле газов, образующихся при его термическом разложении в месте дефекта. Снижение температуры вспышки более чем на 5°C по сравнению с предыдущим определением указывает на наличие дефекта, и в этом случае требуется комплексное обследование трансформатора для выявления причины этого снижения.

Качественное определение *влажесодержания* в масле производят путем нагрева масла до 130°C . Наличие влаги считается установленным, если при вспенивании или без него не менее двух раз слышен треск. Количественная оценка растворенной воды основана на взаимодействии с ней гидроксида кальция. Следует отметить, что гидрид-кальциевый метод определения влажесодержания не позволяет получить достаточно хорошо воспроизводимые результаты и, кроме того, на выполнение анализа затрачивается много времени. Эти недостатки устраняются при кулонометри-

ческом методе, основанном на взаимодействии воды с реактивом Фишера при пропускании электрического тока через смесь этого реактива с анализируемой пробой масла. Реактив Фишера, являющийся эффективным осушителем, получают растворением йода, диоксида серы и пиридина в метаноле.

5.2. Определение пробивного напряжения масла при частоте 50 Гц

Методика испытания масла на электрическую прочность предусматривает порядок подготовки измерительной ячейки, проведение испытаний, обработку результатов и оценку достоверности испытаний. Испытание пробы служит основанием для проверки отсутствия вредных примесей в масле.

Подготовка к испытанию, отбор проб трансформаторного масла. Отбор проб масла или другой изолирующей жидкости является весьма ответственной операцией. Трансформаторное масло и негорючие синтетические жидкости чрезвычайно чувствительны к загрязнению посторонними примесями (влаги, волокна и пр.). Поэтому необходимо соблюдать особые меры предосторожности, иначе испытание пробы даже качественной жидкости может дать неудовлетворительные результаты.

Сосуд для отбора пробы должен быть совершенно чистым и сухим. Для взятия проб рекомендуется применять стеклянные банки с притертыми пробками, на которых укрепляют этикетки с указанием оборудования, даты и причины отбора, а также лица, отобравшего пробу. Проба, как правило, берется из нижних слоев масла. Перед взятием пробы со сливного крана или пробки удаляется пыль и грязь, затем кран (пробку) промывают путем слива 0,5...3 л масла в зависимости от объема масла в аппарате. Когда под кран непосредственно нельзя поставить банку (а для оборудования напряжением 220 кВ и выше во всех случаях), пробы отбирают через гибкий чистый шланг, который надевают на кран.

При отборе проб банка дважды ополаскивается маслом из трансформатора, а затем наполняется им до узкой части горловины и закрывается пробкой. В холодное время года банку с маслом, принесенную с улицы в теплое помещение, не открывают в течение 3...4 ч, пока ее температура не сравняется с температурой помещения во избежание увлажнения масла за счет образования конденсата. Объем масла, требуемый для испытания, составляет 300 мл.

В трансформаторах, заполненных негорючей жидкостью, пробу отбирают из верхнего крана, так как синтетические жидкости типа совтол и другие имеют плотность значительно больше единицы и влага в этих трансформаторах может находиться в верхних слоях жидкости.

Испытание пробы масла, обработка результатов испытаний. Испытание производят в испытательной ячейке (рис. 5.1), состоящей из сосуда 1, который изготовлен из материала, не растворяющегося в жидком диэлектрике и не оказывающего на него влияния (электроизоляционное стекло, кварц, электроизоляционные пластмассы), и вмонтированных в него латунных электродов 2.

Конструкция измерительной ячейки должна обеспечивать возможность быстрого демонтажа электродов для их очистки и полировки, а также точной юстировки зазора между электродами при повторном монтаже. Электроды должны быть смонтированы так, чтобы их оси размещались на одной горизонтальной линии в плоскости, параллельной нижней поверхности испытательной ячейки. Зазор между электродами должен быть равен 2,5 мм. Проверка зазора осуществляется шаблоном (калибром): шаблон с номинальным размером 2,45 мм должен проходить между электродами, а шаблон с номинальным размером 2,55 мм — нет.

При применении новой измерительной ячейки или после длительного ее хранения, а также при изменении типа испытуемой жидкости ячейку обрабатывают растворителями. Для промывки ячейки применяют последовательно керосин и петролейный эфир с пределами кипения 20...120 °С. При применении легкокипящих растворителей в результате быстрого испарения электроды могут охладиться, и на их поверхности возможно появление влаги. В этом случае ячейку необходимо слегка нагреть. Для периодической очистки поверхности электродов следует применять полировочные составы, следы которых после полировки нужно тщательно удалять, промывая указанными растворителями.

Если поверхности электродов потемнели, их необходимо снять, отполировать, промыть растворителями и вновь установить. После обработки ячейку ополаскивают испытуемым маслом, а затем заполняют порцией масла, предназначенной для испытания. В случае, если на установке ежедневно проводят испытания, а значе-

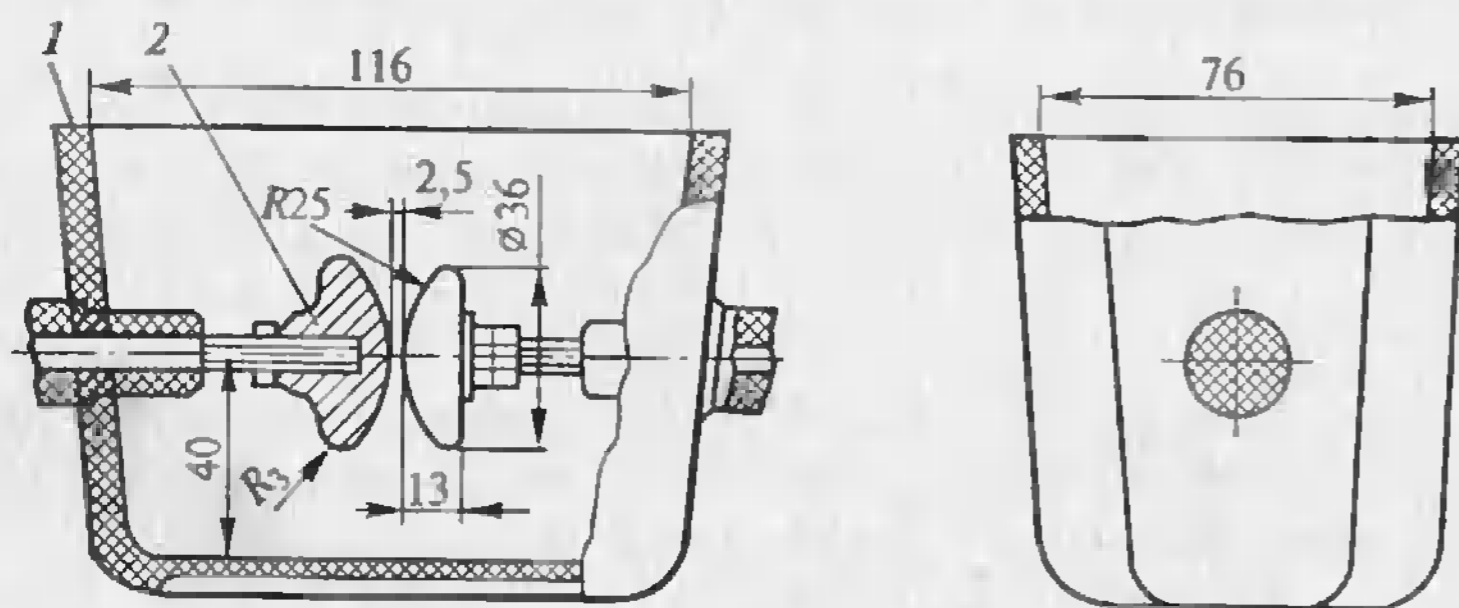


Рис. 5.1. Испытательная ячейка:
1 — сосуд для масла; 2 — электрод

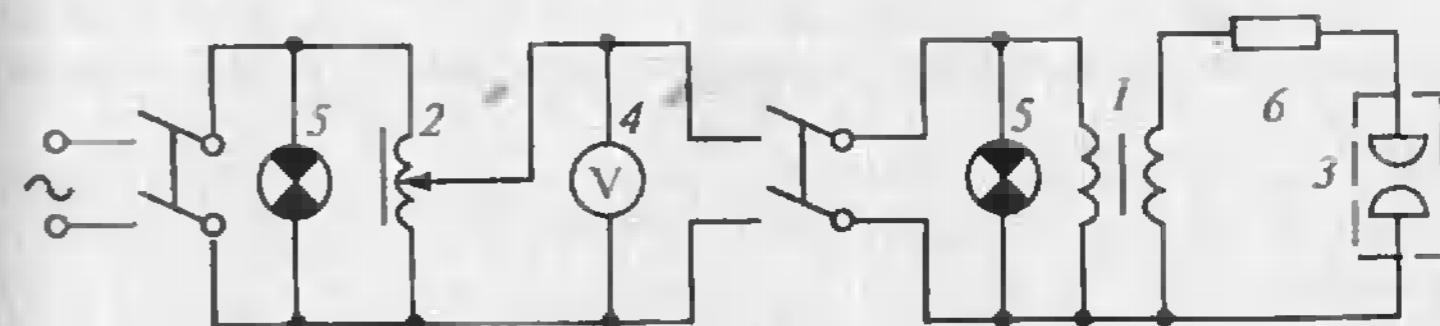


Рис. 5.2. Схема испытательной установки:

1 — высоковольтный испытательный трансформатор; 2 — регулировочный трансформатор; 3 — измерительная ячейка; 4 — вольтметр; 5 — сигнальная лампа; 6 — защитный резистор

ние пробивного напряжения не ниже установленных норм, обработка испытательной ячейки сводится к ее ополаскиванию испытуемым маслом. В нерабочем состоянии измерительную ячейку хранят заполненной маслом.

Определение пробивного напряжения должно производиться на установке (рис. 5.2), имеющей мощность, достаточную для того, чтобы при пробое ток на стороне ВН был не менее 20 мА во всем диапазоне используемых при испытаниях напряжений, превышающих 15 кВ. Трансформатор должен быть выбран так, чтобы среднее пробивное напряжение жидкости составляло не менее 15 % от номинального напряжения на стороне ВН трансформатора.

Источник питания установки, трансформатор и регулирующее устройство должны обеспечивать напряжение синусоидальной формы при частоте (50 ± 5) Гц с коэффициентом амплитуды (отношение максимального значения к действующему) в пределах $(\sqrt{2} \pm 5)$ %. Для защиты установки и электродов ограничивают ток КЗ путем последовательного включения резистора, сопротивление которого равно 0,2...1,0 Ом на 1 В на стороне ВН испытательного трансформатора.

В первичную цепь трансформатора устанавливается выключатель, срабатывающий при пробое образца. Время срабатывания не должно превышать 0,02 с. Регулирующее устройство должно обеспечивать плавный подъем напряжения с постоянной скоростью, равной $2 \text{ кВ/с} \pm 20 \%$.

Для одной пробы делается 6 пробоев с интервалами в 5 мин, что позволяет обеспечить необходимую достоверность результатов испытаний. Первое испытание проводят через 10 мин после заполнения ячейки маслом. После каждого пробоя из зазора между электродами и с самих электродов при помощи стеклянной трубки или пластинки из другого материала, не повреждающего поверхность электродов (например, фторопласта-4), осторожно удаляют частицы сажи, избегая появления пузырьков воздуха в масле.

Пробивное напряжение $\bar{U}_{пр}$, кВ, определяется как среднее арифметическое шести опытов:

$$\bar{U}_{\text{пр}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n U_{\text{пр}i}, \quad (5.1)$$

где $U_{\text{пр}i}$ — значение напряжения, полученное при последовательных пробоях, кВ; $n = 6$ — число пробоев.

Если $\bar{U}_{\text{пр}}$ больше нормированного значения, то находят среднеквадратичную ошибку σ_U среднего пробивного напряжения:

$$\sigma_U = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (U_{\text{пр}i} - \bar{U}_{\text{пр}})^2}{n(n-1)}}. \quad (5.2)$$

Значение $\bar{U}_{\text{пр}}$ должно также отвечать нормированному значению коэффициента вариации V :

$$V = 100\sigma_U / \bar{U}_{\text{пр}}. \quad (5.3)$$

Если $V > 20\%$, еще раз заполняют испытательную ячейку порцией масла из того же сосуда и еще 6 раз определяют пробивное напряжение, а при окончательных расчетах по формулам (5.1)... (5.3) принимают $n = 12$.

Если коэффициент вариации и на этот раз превышает 20%, качество масла в трансформаторе считают неудовлетворительным и подлежащим замене.

5.3. Определение тангенса угла диэлектрических потерь

Для определения $\text{tg } \delta$ проводят два измерения, для которых используют специально разработанные ячейки. Конструкция ячейки должна быть удобной для разборки и тщательной очистки, а ее электроды должны сохранять первоначальное положение относительно друг друга, чтобы собственная емкость ячейки не отличалась при очередных испытаниях более чем на 3%.

Применяемые для изготовления ячеек материалы должны выдерживать требуемые температуры, а изменение температуры не должно влиять на взаимное расположение электродов. В качестве твердого электроизоляционного материала применяют плавный кварц, фторопласт или соответствующую указанным требованиям керамику.

Для изготовления электродов используются металлы, устойчивые против коррозии, вызываемой испытываемой жидкостью или промывочным составом, и не оказывающие каталитического воздействия (окисления) на испытываемые жидкости.

Измерительные ячейки могут иметь разную конструкцию: плоские или цилиндрические, двух- или трехзажимные. На рис. 5.3

показана трехзажимная ячейка с плоскими электродами. Ячейка имеет три электрода: внешний высоковольтный, внутренний измерительный и промежуточный охранный. Внешний электрод одновременно служит оболочкой сосуда, в который заливается испытываемая жидкость. Для сравнения на рис. 5.4 показана ячейка двухзажимного типа. Такие ячейки применяют при проведении приемосдаточных испытаний, входном и периодическом контроле. В остальных случаях используют ячейки трехзажимного типа.

Обязательными размерами в конструкции ячейки являются зазоры между измерительными и высоковольтными электродами и между измерительным и охранным электродами. Эти зазоры должны быть $(2 \pm 0,1)$ мм. Электроды ячейки должны иметь контактные зажимы, обеспечивающие надежное соединение с элементами схемы. Соединение с измерительным прибором выполняют экранированным кабелем. При этом охранный электрод ячейки трехзажимного типа должен быть присоединен к заземлению и к экрану кабеля, соединяющего внутренний (измерительный) электрод с измерительным прибором.

Установка для измерения тангенса угла диэлектрических потерь состоит из источника (генератора) напряжения, измерительного устройства и индикатора. Источник должен обеспечивать получение напряжения практически синусоидальной формы, колебания напряжения — не более 1%, изменение частоты — не более 0,5%. Установка должна обеспечивать измерение емкости от 20 до 1000 Ф с погрешностью не более $\pm 0,01$ Ф и тангенса угла диэлектрических потерь от 0,0001 до 1 с погрешностью не более $\pm 5\%$.

Измерение $\text{tg } \delta$ проводят мостом Вина — измерительным мостом переменного тока, предназначенным для измерения емкости и коэффициента потерь конденсаторов. Мост представляет собой последовательное соединение измеряемого объекта (емкость C_x с потерями) со схемой сравнения, копирующей схему замещения

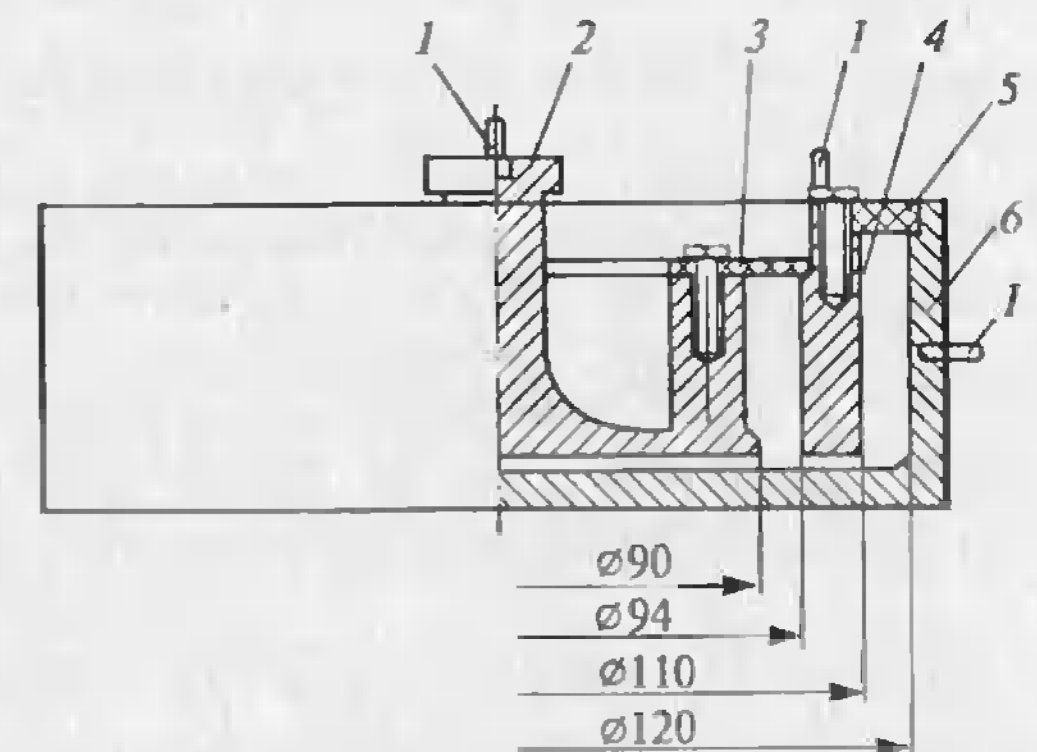


Рис. 5.3. Плоская трехзажимная измерительная ячейка:

1 — зажимы для соединения с измерительной схемой; 2 — измерительный электрод; 3 и 5 — проводники; 4 — охранный электрод; 6 — высоковольтный электрод

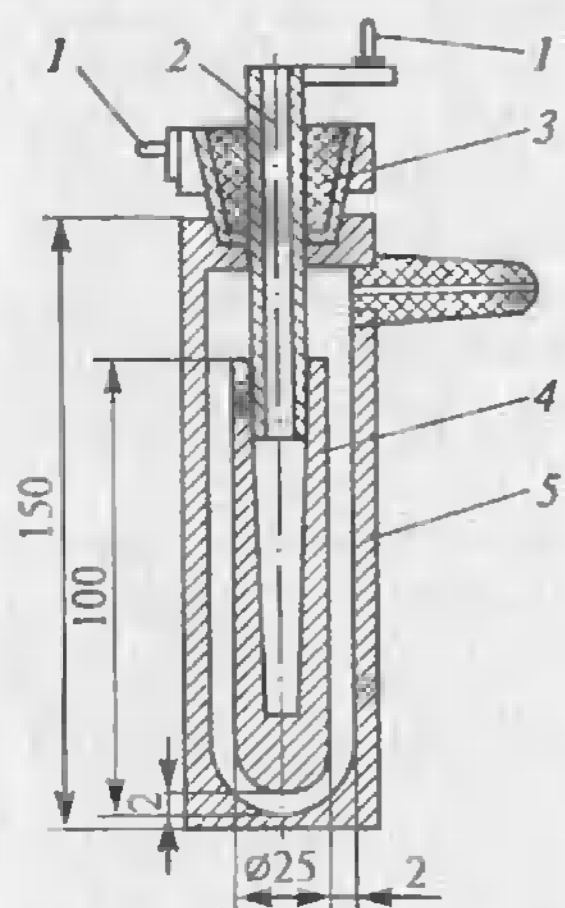


Рис. 5.4. Двухзажимная измерительная ячейка:
1 — зажимы для соединения с измерительной схемой; 2 — отверстие для термометра; 3 — прокладка из твердого электроизоляционного материала; 4 — измерительный электрод; 5 — высоковольтный электрод

этой емкости, и параллельно соединенным с ними делителя напряжения из двух активных сопротивлений R_3 и R_4 .

В соответствии со схемой замещения измеряемого объекта схема сравнения представляет собой последовательную (рис. 5.5) цепочку образцовой емкости C_N с малыми или пренебрежимыми потерями и фазовыравнивающего сопротивления R_N . Емкость и сопротивление потерь конденсатора определяются независимо от частоты источника:

$$C_x = \frac{R_4}{R_3} C_N; R_x = \frac{R_3}{R_4} R_N. \quad (5.4)$$

Зная частоту ω источника питания, получают коэффициент потерь

$$\operatorname{tg} \delta_x = \omega C_N R_N. \quad (5.5)$$

В качестве нулевого индикатора применяют вибрационный гальванометр, селективный микровольтметр или осциллограф.

Перед проведением измерения ячейка должна быть полностью демонтирована и все ее детали должны быть дважды тщательно промыты растворителем (при испытании нефтяных масел используются углеводородные растворители, например толуол). После промывки все детали ячейки ополаскивают ацетоном, промывают мыльным раствором или детергентом, кипятят в 5 %-ном растворе фосфата натрия в дистиллированной воде не менее 5 мин. Затем промывают детали несколько раз и в течение 1 ч кипятят в дистиллированной воде. Для удаления влаги детали ячейки сушат при температуре 105...110 °С в течение 60...90 мин. Если после сушки и охлаждения ячейку не используют для измерения, ее хранят в эксикаторе с сухим воздухом.

После сушки детали ячейки охлаждают до температуры на 5...7 °С выше комнатной и собирают ее, стараясь избегать прикосновения незащищенными руками к рабочей поверхности электродов. Затем ячейку присоединяют к измерительной схеме, определяют емкость пустой ячейки (C_0), а также ее $\operatorname{tg} \delta_0$. Значение $\operatorname{tg} \delta_0$ при температуре 15...35 °С для трехзажимной ячейки не должно превышать 0,0001, а для двухзажимной — 0,0003. На основании этих измерений оценивают чистоту изоляционных прокладок ячейки. При больших значениях $\operatorname{tg} \delta_0$ ячейку следует разобрать и вновь промыть.

Подготовка к измерениям. Если электрофизические показатели определяют в пробе, взятой из трансформатора, или в пробе, подготовленной для заполнения бака, ее предварительную обработку не проводят.

При испытании масла после транспортировки или хранения на складе определяют электрофизические показатели сухого масла, проводя его предварительную сушку. Для этого масло пропускают через фильтрующую воронку при температуре 60...80 °С и при избыточном давлении 1333...2666 Па (10...20 мм рт. ст.) с последующей выдержкой при таких условиях в тонком (5...10 мм) слое в течение 50 мин.

Перед проведением первого измерения ячейку сначала заполняют испытуемым маслом и, не проводя измерения, жидкость выливают. Затем повторно заполняют ячейку до уровня на 3...5 мм выше нижнего края охранного электрода (поз. 4 на рис. 5.3), помещают ее в предварительно нагретый до температуры испытания термостат, присоединяют к электрической схеме и после достижения ячейкой заданной температуры проводят измерение. Для измерений при комнатной температуре термостат не используют. Отсчет значения $\operatorname{tg} \delta$ проводят не более чем через 3 мин после включения напряжения.

При проведении второго измерения чистую собранную ячейку нагревают до температуры, на 5...10 °С превышающей заданную температуру измерения, заполняют порцией нагретой жидкости и выливают ее. Ячейку вновь заполняют порцией нагретой жидкости и выдерживают 20 мин при заданной температуре, после чего определяют $\operatorname{tg} \delta$. Каждое из двух измерений предпочтительно проводить в своей отдельной ячейке.

Обработка результатов измерений. Расхождение между результатами двух измерений $\operatorname{tg} \delta$ не должно превышать 15 % от значения большего результата плюс 0,0002. Если расхождение между результатами измерений превышает указанные пределы, то продолжают измерения на новых порциях диэлектрика пока не полу-

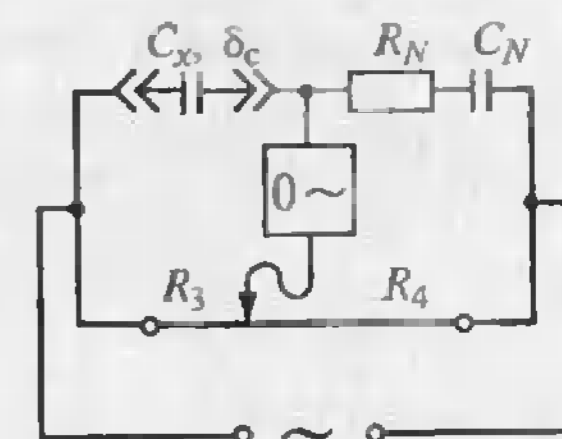


Рис. 5.5. Мост Вина

чат удовлетворительное расхождение. Расчет значений $\operatorname{tg} \delta$ проводится по следующим формулам:

при проведении измерений в трехзажимной ячейке

$$\operatorname{tg} \delta = \operatorname{tg} \delta_1 - \frac{C_0}{C_1} \operatorname{tg} \delta_0; \quad (5.6)$$

при проведении измерений в двухзажимной ячейке

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{C_1}{C_1 - C_{\text{п}}} \left(\operatorname{tg} \delta_1 - \frac{C_0}{C_1} \operatorname{tg} \delta_0 \right);$$

$$C_{\text{п}} = \frac{C_0 \epsilon_k - C_k}{\epsilon_k - 1}, \quad (5.7)$$

где C_0 , $\operatorname{tg} \delta_0$ — соответственно емкость (Φ) и тангенс угла диэлектрических потерь пустой измерительной ячейки; C_1 , $\operatorname{tg} \delta_1$ — емкость (Φ) и тангенс угла диэлектрических потерь измерительной ячейки, заполненной испытываемым маслом; $C_{\text{п}}$ — паразитная емкость ячейки (обусловлена наличием твердых электроизоляционных прокладок, пустот, емкости проводов и т.д.), Φ ; C_k — емкость измерительной ячейки, заполненной жидкостью с известным значением диэлектрической проницаемости ϵ_k (калибровочной жидкостью) и с $\operatorname{tg} \delta_k < 0,01$.

За результат измерения $\operatorname{tg} \delta$ принимают меньшее из двух полученных в опытах значений.

5.4. Физико-химическая оценка состояния трансформаторного масла

Анализ растворенных в масле газов позволяет определить внутренние дефекты в трансформаторе (подробнее об этом см. подразд. 12.3). Для определения качественного и количественного содержания в масле газов и воды широко используется *хроматографический метод*.

Основными элементами газохроматографической установки (рис. 5.6) являются источник сжатого газа, колонка с неподвижной фазой (для разделения определяемых газов), приборы и оборудование для обработки результатов опыта. Для выполнения основной функции — переноса вещества через газохроматографическую колонку 4 служит инертный газ, как правило, гелий. Колонка представляет собой трубку малого диаметра, заполненную сорбентом, в которую при открытии вентиля газ-носитель доставляет пробу.

Проба для анализа вводится через испаритель 3. Последний может представлять собой отдельную камеру с собственным на-

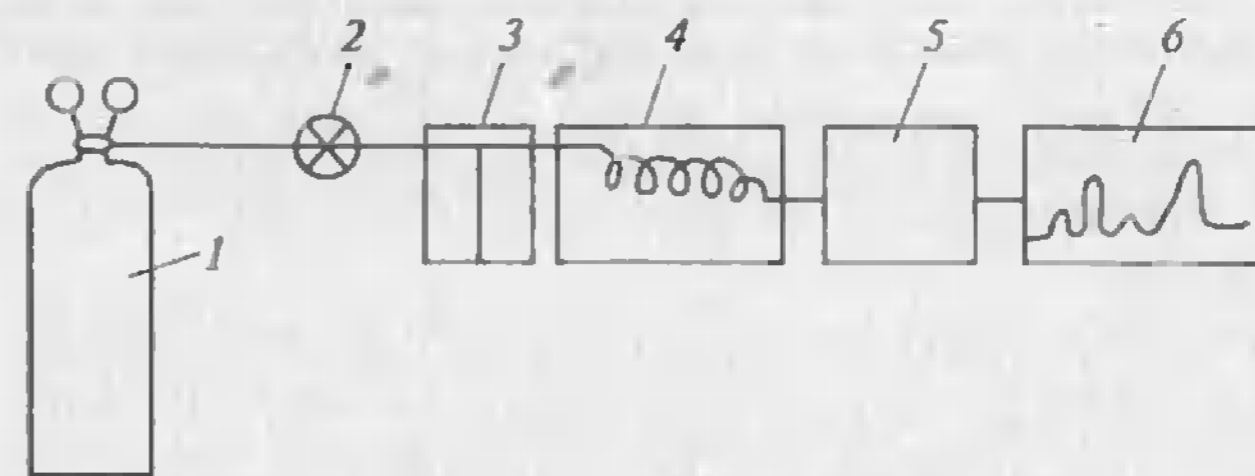


Рис. 5.6. Схема газохроматографической установки:

1 — источник газонесителя; 2 — расходомер; 3 — устройство для ввода пробы (испаритель); 4 — колонка; 5 — детектор; 6 — регистратор

гревом, расположенную непосредственно перед колонкой, а может являться началом самой колонки. Жидкие пробы обычно вводят через отдельную камеру, имеющую минимальный объем для мгновенного испарения пробы и введения ее в колонку. Другим способом ввода пробы является механический, при котором пробу вводят шприцем или петлей (газовый пробоотборник).

Детектор 5 (обычно дифференциального типа) реагирует на изменение состава проходящей через него газовой смеси. Электрический сигнал, поступающий с детектора, сообщает об изменении состава газовой смеси. В результате на ленте регистратора 6 появляется кривая, имеющая серию пиков. В идеале каждый пик имеет форму кривой распределения Гаусса и соответствует появлению в детекторе определенного вещества. Так определяется качественный состав газовой смеси (пробы).

Количественный состав обычно получают с помощью регистратора с дисковым интегратором или с помощью цифрового интегратора. Для проведения расчетов на хроматограммах определяют высоту или площадь пика. Метод измерения высоты пика и два возможных способа измерения его площади показаны на рис. 5.7.

Данные измерений необходимо соотнести с концентрацией вещества в пробе. Для этого проводят калибровку (нормализацию площади) — приведение параметров анализа к нормальным условиям, после чего пересчитыва-

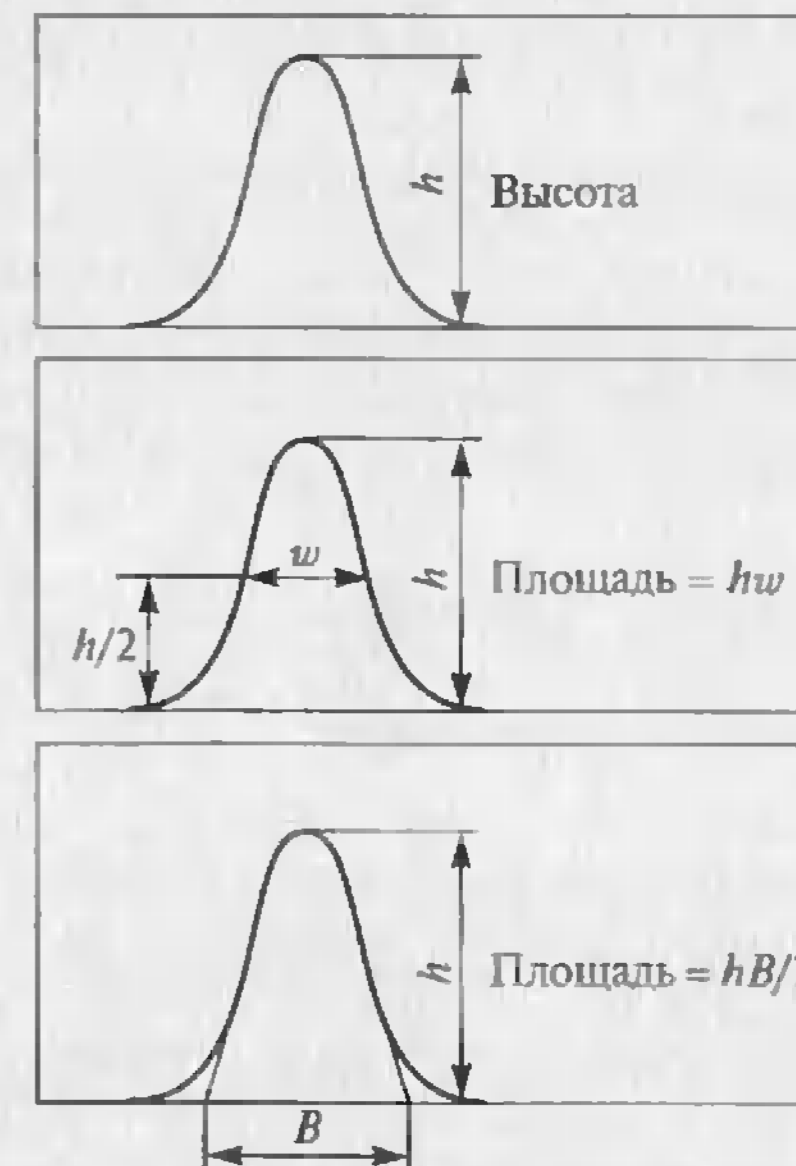


Рис. 5.7. Определение газосодержания в масле

ют высоту или площади пиков. Среди методов хроматографического анализа наиболее широкое распространение получил метод, в основе которого лежит принцип анализа равновесной газовой фазы и который позволяет быстро и точно провести градуировку хроматографа.

При использовании этого метода пробу масла сначала вводят в замкнутую емкость (термостатированный медицинский шприц) объемом 50... 100 мл, часть которой заполняют газом-носителем, и герметизируют ее. Затем для установления равновесного состояния между газообразной и жидкой фазами непрерывно перемещают масло в течение 5... 10 мин, после чего проводят анализ смеси на хроматографической установке.

По результатам нескольких измерений строят график зависимости высоты (или площади) пика от количества вещества. Концентрацию каждого газа в пробе определяют по полученным значениям высоты (или площади) пика с использованием калибровочного графика.

В современных хроматографах вместо ручной обработки результатов анализа применяют различные программы их машинной обработки на ЭВМ, которые могут поставляться вместе с хроматографом.

Контрольные вопросы

1. Какие существуют виды испытаний трансформаторного масла?
2. Какие параметры трансформаторного масла контролируются во время испытаний?
3. Как контролируемые параметры влияют на работу трансформатора?
4. В чем заключается процесс отбора пробы масла для испытаний?
5. Как определить пробивное напряжение масла?
6. Какие требования предъявляются к установке по определению $\tan \delta$?
7. Как определить качественный состав растворенных в масле газов?

Глава 6

ВИДЫ НАГРУЗКИ ПРИ ИСПЫТАНИЯХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И ТРАНСФОРМАТОРОВ

Электрические машины и трансформаторы под нагрузкой испытывают на нагревание, надежность, а также для определения их энергетических характеристик, при настройке коммутации и ее проверке в машинах постоянного тока и коллекторных машинах переменного тока. В соответствии с ГОСТ 25000—81 при испытаниях используются методы непосредственной или косвенной нагрузки. При методе непосредственной нагрузки испытания проводятся в номинальном режиме работы, который не отличается от работы в реальных условиях. Метод непосредственной нагрузки может быть реализован тремя способами: без отдачи и с отдачей энергии в сеть, а также путем взаимной нагрузки.

6.1. Метод непосредственной нагрузки электрических машин и трансформаторов без отдачи энергии в сеть

В качестве нагрузки трансформаторов и электрических машин, работающих в режиме генератора, используются проволочные, жидкостные или ламповые нагрузочные реостаты. В этом случае вся отдаваемая ими электрическая энергия поглощается в нагрузочных реостатах. Регулирование нагрузки осуществляется путем изменения сопротивления нагрузочных реостатов или путем регулирования напряжения генераторов. Испытания в этом режиме проводятся либо для генераторов и трансформаторов небольшой мощности (до 10 кВ·А), либо для генераторов специальных типов, которые не могут работать совместно с электрическими двигателями. Нагрузка трансформаторов с масляным охлаждением может осуществляться и в режиме короткого замыкания так, чтобы потери в его обмотках были равны сумме номинальных потерь короткого замыкания и холостого хода.

Нагрузочные реостаты могут быть регулируемые или нерегулируемые. Отметим, что нецелесообразно использовать жидкостные реостаты на постоянном токе из-за электролиза жидкости, оседания на контактах продуктов электролиза и разъедания контактных поверхностей. Что касается индуктивной нагрузки, то ее можно обеспечить с помощью регулируемых реакторов или машин переменного тока, работающих в режиме холостого хода. В зависимости от мощности нагрузки может применяться естественное воздуш-

ное, форсированное воздушное или жидкостное охлаждение нагрузочных устройств.

Нагрузка электрических машин, работающих в режиме двигателя, осуществляется в этом случае с помощью тормозов различного типа, подробно описанных в подразд. 3.5.

6.2. Метод непосредственной нагрузки электрических машин и трансформаторов с отдачей энергии в сеть

Реализация этого метода требует, как правило, многократного преобразования энергии и сложного комплекта испытательного оборудования. Поэтому его применение экономически оправдано при испытаниях электрических машин средней и большой мощности.

Рассмотрим использование метода непосредственной нагрузки с возвратом энергии в сеть применительно к электрическим машинам различного типа.

Машины постоянного тока. При испытаниях двигателя постоянного тока его питание осуществляется либо от сети постоянного тока, либо от управляемого выпрямителя. Нагрузкой испытуемого двигателя ИД (рис. 6.1, а) является электромашинный тормоз, в качестве которого используется генератор постоянного тока с независимым возбуждением ГПТ. К генератору ГПТ подключен якорь двигателя постоянного тока с независимым возбуждением ДПТ по так называемой схеме «генератор—двигатель», при использовании которой частота вращения n_2 двигателя ДПТ может поддерживаться постоянной при изменении частоты вращения n_1 двигателя ИД в широких пределах. Двигатель ДПТ приводит во вращение синхронный генератор СГ, который отдает часть потребляемой при испытаниях энергии в сеть. Регулирование нагрузки двигателя ИД, осуществляется увеличением тока возбуждения генератора ГПТ, что приводит к увеличению момента двигателя ДПТ и мощности синхронного генератора СГ, отдаваемой в сеть.

При испытаниях под нагрузкой испытуемый генератор постоянного тока ИГ (рис. 6.1, б) приводится во вращение с частотой

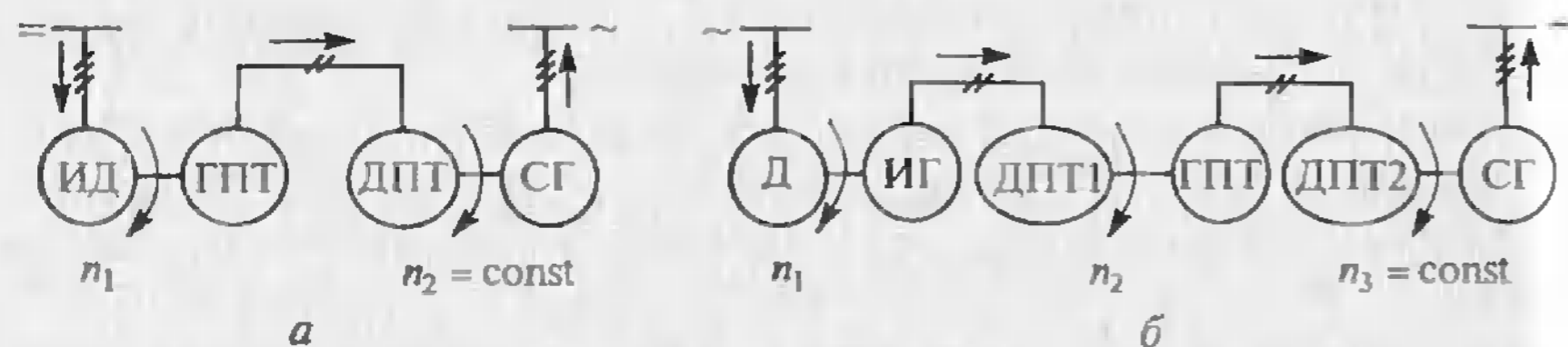


Рис. 6.1. Принципиальная схема испытания под нагрузкой электрических машин постоянного тока:
а — двигателя; б — генератора

n_1 двигателем Д (асинхронным при $n_1 = \text{const}$ или постоянного тока при необходимости изменения n_1 в соответствии с паспортными данными генератора ИГ). В качестве нагрузки генератора ИГ используется двигатель постоянного тока ДПТ1, энергия которого после тройного преобразования в машинах постоянного тока (генераторе ГПТ и двигателе ДПТ2) и синхронном генераторе СГ отдается в сеть переменного тока. Использование генератора ГПТ и двигателя ДПТ2, соединенных по схеме «генератор—двигатель», вызвано необходимостью стабилизации частоты вращения n_3 синхронного генератора СГ. На рис. 6.1 стрелками показано направление активной мощности, преобразуемой электрическими машинами.

В ряде случаев для упрощения схем испытания машин постоянного тока с возвратом энергии в сеть вместо механически связанных двигателя постоянного тока и синхронного генератора используют статический преобразователь постоянного тока в переменный требуемой частоты (инвертор), вход которого подключен к генератору ГПТ, а выход — к сети. Регулирование мощности в этом случае осуществляется за счет изменения длительности проводящего состояния преобразователя.

Синхронные машины. Испытуемый синхронный двигатель ИД (рис. 6.2, а) питается от сети переменного тока (в случае необходимости регулирования напряжения двигатель соединяется с сетью через автотрансформатор или индукционный регулятор) и приводит во вращение нагрузочный генератор постоянного тока ГПТ, якорь которого соединен с якорем двигателя постоянного тока ДПТ (схема «генератор—двигатель»), скорость которого поддерживается постоянной.

Двигатель ДПТ механически соединен с синхронным генератором, отдающим энергию в сеть. Отметим, что нагрузочный генератор ГПТ на время запуска синхронного двигателя ИД, может использоваться в качестве разгонного двигателя, получая питание от сети постоянного тока. В этом случае может быть обеспечена точная синхронизация испытуемого синхронного двигателя с сетью без бросков тока.

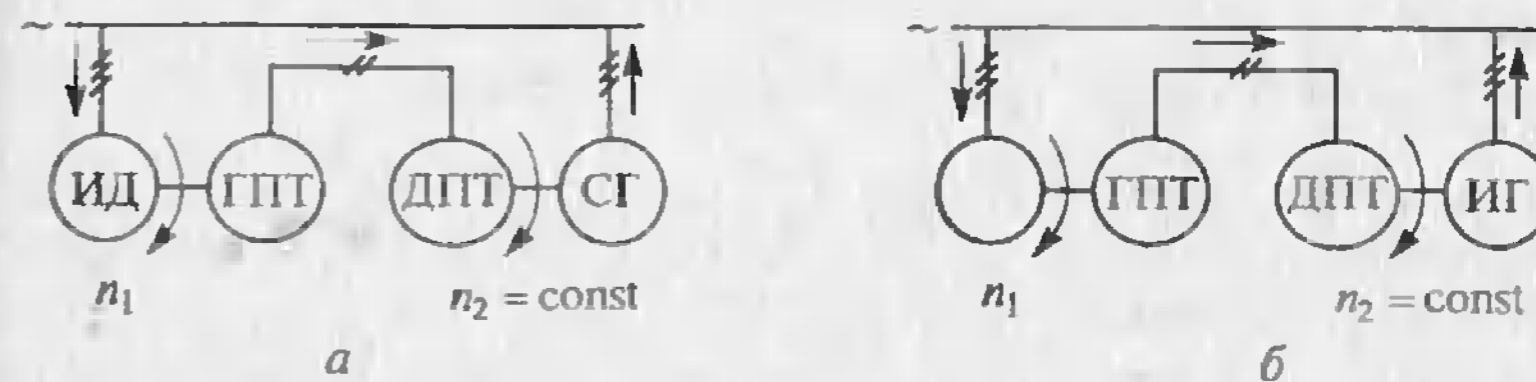


Рис. 6.2. Принципиальная схема испытания под нагрузкой синхронных машин:
а — двигателя; б — генератора

При испытаниях под нагрузкой испытуемый синхронный генератор ИГ (рис. 6.2, б) приводится во вращение с неизменной частотой $n_2 = \text{const}$ двигателем постоянного тока ДПТ и работает параллельно с сетью. Двигатель ДПТ, как правило, подключается к генератору постоянного тока ГПТ, вращаемого асинхронным двигателем. Нагрузка генератора ИГ регулируется путем изменения момента на валу двигателя ДПТ.

Для согласования напряжения синхронного генератора и сети в схему стенда может быть при необходимости введен автотрансформатор или трансформатор соответствующей мощности. При наличии на испытательной станции отдельной регулируемой сети постоянного тока питание двигателя ДПТ может осуществляться непосредственно от этой сети, что позволяет существенно сократить комплект электрооборудования для испытаний.

При использовании схемы, приведенной на рис. 6.2, возбуждение машин постоянного тока ГПТ и ДПТ, образующих систему «генератор — двигатель», осуществляется от независимого источника постоянного тока, т. е. машины ГПТ и ДПТ имеют независимое возбуждение.

Асинхронные машины. Испытания асинхронного двигателя ИД под нагрузкой (испытания асинхронного генератора не рассматриваются, так как их применение ограничено) проводятся аналогично испытаниям синхронного двигателя по схеме, приведенной на рис. 6.2, а. Для согласования напряжения сети с напряжением испытуемого двигателя и синхронного генератора могут применяться трансформаторы или автотрансформаторы. В случае нестандартного напряжения двигателя могут использоваться также индукционные регуляторы.

В практике испытаний довольно широкое распространение получили нагрузочные стенды, использующие балансирную машину постоянного тока. Такие стенды получили название динамометрических тормозов постоянного тока и предназначены для измерения статических моментов как в двигательном, так и генераторном режимах работы испытуемой машины.

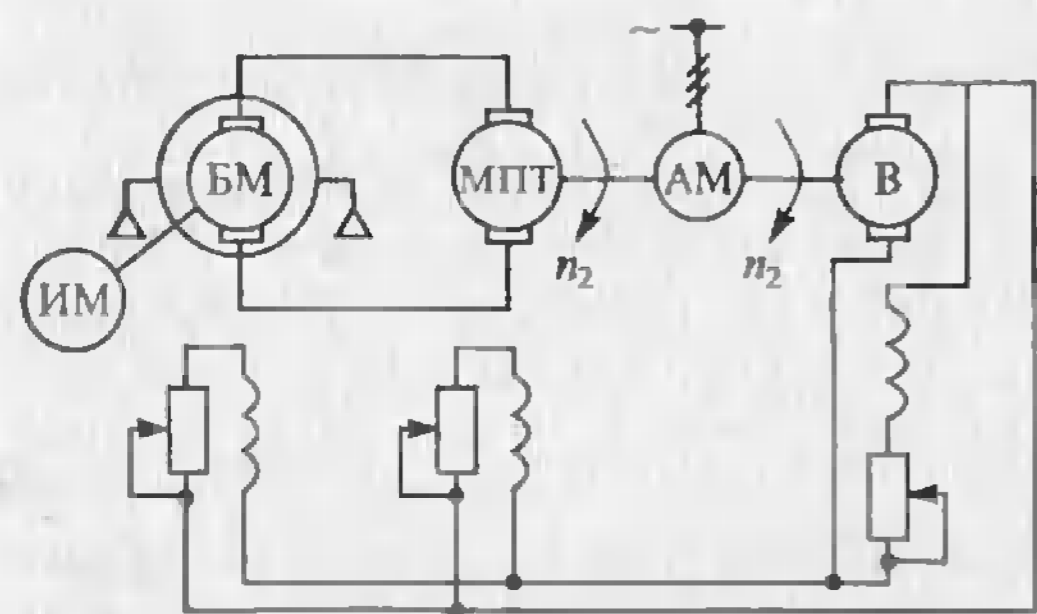


Рис. 6.3. Принципиальная схема нагрузочного стенда с использованием балансирной машины (БМ) постоянного тока

При работе балансирной машины постоянного тока БМ (рис. 6.3) в режиме генератора (испытуемая машина ИМ — двигатель) в качестве ее нагрузки используется машина постоянного тока МПТ, которая приводит во вращение асинхронную машину АМ, работающую в режиме генератора, и возбудитель постоянного тока В. Регулирование мощности или момента на валу испытуемого двигателя осуществляется изменением частоты вращения асинхронного генератора с помощью машины постоянного тока. При работе в режиме двигателя (испытуемая машина — генератор) балансирная машина БМ получает питание от машины постоянного тока МПТ, приводимой во вращение вместе с возбудителем В асинхронной машиной АМ, работающей в режиме двигателя.

6.3. Метод взаимной нагрузки электрических машин и трансформаторов

При испытаниях по этому методу две одинаковые электрические машины соединяются между собой механически и электрически и подключаются к внешнему источнику энергии. Одна из машин работает в режиме генератора и отдает всю вырабатываемую электрическую энергию другой машине, которая работает в режиме двигателя и расходует всю свою механическую энергию на вращение первой машины. При взаимной нагрузке двух одинаковых трансформаторов они включаются параллельно, а их первичные обмотки соединены с общим источником питания или сетью.

Расход энергии при испытаниях по методу взаимной нагрузки определяется суммарными потерями в обеих испытуемых машинах или трансформаторах. Компенсация этих потерь осуществляется от внешнего источника электрической или механической энергии или от обоих источников одновременно. Если учесть, что КПД электрических машин средней и большой мощности составляет 90 % и более, а трансформаторов — свыше 95 %, то окажется, что с помощью ограниченного источника мощности (10...20 % от мощности одной испытуемой машины или трансформатора) можно испытывать две крупные электрические машины или два трансформатора одновременно. Резкое уменьшение затрат энергии при испытаниях является важным достоинством метода взаимной нагрузки.

При испытаниях машин постоянного тока по методу взаимной нагрузки могут быть использованы три способа введения в контур испытуемых машин энергии, необходимой для компенсации потерь: параллельное и последовательное включение источника электрической энергии, а также подключение механического источника энергии.

При использовании способа параллельного включения источника электрической энергии обе машины — двигатель ИД и генератор

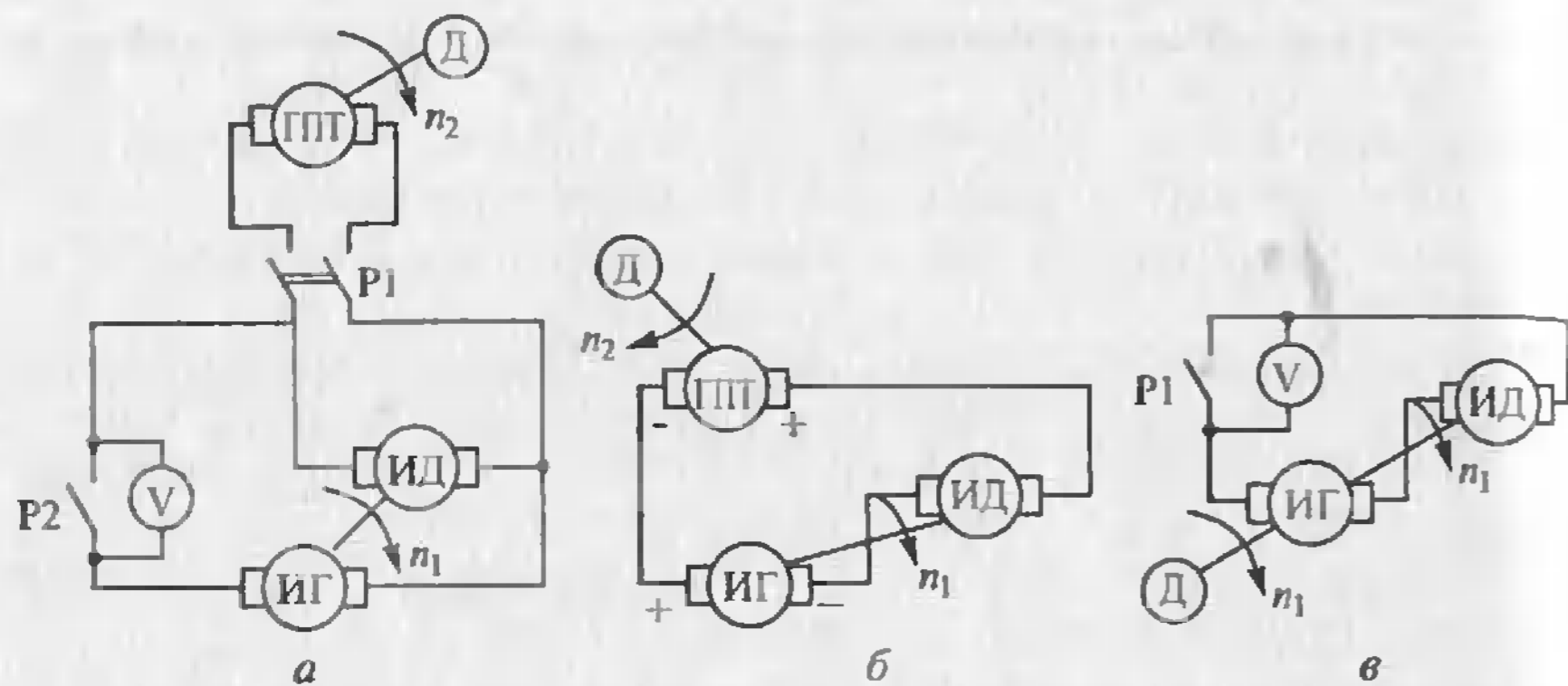


Рис. 6.4. Принципиальная схема испытаний электрических машин постоянного тока по методу взаимной нагрузки:

а — при параллельном включении источника электрической энергии; *б* — при последовательном включении; *в* — при включении механического источника энергии

ИГ (рис. 6.4, *а*) соединяются друг с другом механически и к ним подводится питание от генератора постоянного тока ГПТ требуемого напряжения, приводимого во вращение двигателем Д. Цепи возбуждения всех трех машин постоянного тока включены независимо от якорных цепей и на рис. 6.4 не показаны.

После включения рубильника Р1 осуществляется пуск возбужденного двигателя ИД с помощью пускового реостата или путем плавного увеличения напряжения на выходе генератора постоянного тока ГПТ. После достижения заданной частоты вращения n_1 возбуждают испытуемый генератор ИГ до номинального напряжения, соответствующего напряжению генератора ГПТ. Контроль за выполнением этого условия осуществляется с помощью вольтметра, включенного на зажимы рубильника Р2. После выравнивания напряжений (показания вольтметра в этом случае равны нулю) рубильник Р2 замыкается и генератор ИГ включается параллельно генератору ГПТ.

Нагрузку испытуемых машин осуществляется путем увеличения возбуждения генератора ИГ и ослабления возбуждения двигателя ИД. Для поддержания заданного уровня напряжения питания одновременно необходимо регулировать возбуждение генератора ГПТ. При параллельном включении источника питания напряжение испытуемых машин одинаково и из баланса их мощностей получаем

$$U_{i_r} / \eta_r = U_{i_d} \eta_d, \quad (6.1)$$

где i_r , i_d — токи в цепях якорей генератора и двигателя; η_r , η_d — КПД генератора и двигателя.

Из приведенного выражения следует, что отношение токов в цепях якорей двигателя и генератора больше единицы и обратно пропорционально произведению КПД этих машин, поэтому при номинальной нагрузке двигателя генератор оказывается недогруженным, а при номинальной нагрузке генератора двигатель перегружается.

При использовании способа последовательного включения источников питания якоря вспомогательного генератора постоянного тока ГПТ и испытуемых машин ИГ и ИД соединяются последовательно в замкнутый контур (рис. 6.4, *б*).

В цепях обмоток возбуждения устанавливается такое значение тока, которому в режиме холостого хода соответствует номинальное напряжение U_n . Затем от двигателя с частотой вращения n_2 приводится в движение генератор ГПТ и за счет плавного увеличения его напряжения осуществляется разгон испытуемых машин до номинальной частоты вращения n_1 . После этого увеличивают напряжение машины, предназначенной к испытанию в режиме генератора, и уменьшают напряжение машины, предназначенной к испытаниям в режиме двигателя, устанавливая ток якорей ИД, ИГ и ГПТ, равным номинальному i_n или любому требуемому значению i .

Поскольку возбуждение всех трех машин полагается независимым, номинальное напряжение вспомогательного генератора ГПТ имеет следующий вид:

$$U_{ГПТ} \geq (1 - \eta_r \eta_d) U_n \cong \sum P / i_n, \quad (6.2)$$

где $\sum P$ — суммарные потери в схеме без учета потерь на возбуждение, поскольку возбуждение всех трех машин полагается независимым.

На основании второго закона Кирхгофа можно записать:

$$E_d = E_r + U_{ГПТ} - i(\sum r_r + \sum r_d), \quad (6.3)$$

где E_d , E_r — ЭДС испытуемых двигателя и генератора, В; $\sum r_r$, $\sum r_d$ — суммарные активные сопротивления якорных цепей генератора и двигателя, Ом.

Поскольку $U_{ГПТ}$ превышает величину $i(\sum r_r + \sum r_d)$, при номинальной нагрузке генератора ИГ двигатель ИД будет перевозбужден, а при номинальной нагрузке двигателя генератор оказывается невозбужденным.

При использовании способа подключения механического источника энергии испытуемые машины ИГ и ИД механически соединяются со вспомогательным двигателем Д, с помощью которого они приводятся во вращение с номинальной частотой n_1 (рис. 6.4, *в*), после чего они возбуждаются до номинального напряжения. Мощность вспомогательного двигателя должна быть не меньше суммар-

ных потерь обеих испытуемых машин. Обмотки возбуждения испытуемых машин подключены к независимому источнику питания.

Правильность полярности испытуемых машин проверяется по вольтметру, включенному на зажимы рубильника Р1 (при равенстве напряжений генератора и двигателя вольтметр должен давать нулевые показания). Для этого замыкают рубильник Р1, увеличивают возбуждение машины, предназначенной к испытаниям в режиме генератора, и уменьшают возбуждение машины, предназначенной к испытаниям в режиме двигателя. Для рассматриваемого контура справедливо выражение (6.3) при $U_{ггг} = 0$, из которого следует, что при номинальной нагрузке генератора ИГ двигатель ИД будет недо возбужден, а при номинальной нагрузке двигателя генератор придется перевозбудить.

Способ подключения механического источника энергии наиболее эффективен для испытания мощных генераторов постоянного тока, которые выпускаются в виде многомашинных агрегатов с приводными двигателями переменного тока, один из которых в этом случае играет роль вспомогательного двигателя Д.

При испытаниях синхронных машин по методу взаимной нагрузки их пуск, как правило, осуществляется с помощью разгонного двигателя, за счет которого компенсируются потери в синхронных машинах и снижается до нуля потребление активной энергии из сети переменного тока, параллельно с которой работают машины. По аналогии с машинами постоянного тока при испытаниях синхронных машин используются способы параллельного включения источника питания и подключения механического источника энергии.

Регулирование активной мощности соединенных механически двух синхронных машин при их параллельной работе на общую сеть возможно лишь путем взаимного сдвига роторов или статоров этих машин, что обуславливает поворот вектора E_{10} на угол θ (см. рис. 3.2). Поворот статора для машин средней и большой мощности практически не применяется из-за громоздкости и ненадежности устройств механического поворота. Поворот роторов сравнительно просто осуществить при механическом соединении валов с помощью муфт. Для расширения возможностей регулирования число отверстий в муфтах должно иметь возможно больше общих сомножителей с числом полюсов синхронной машины. Несмотря на простоту, указанный способ позволяет регулировать нагрузку дискретно (ступенями). Кроме того, изменение нагрузки можно осуществлять только после остановки машин.

В то же время поворот вектора ЭДС холостого хода может быть осуществлен электромагнитным путем. В настоящее время получили распространение синхронные машины с продольно-поперечным возбуждением и асинхронизированные синхронные машины, имеющие на роторе не однофазную обмотку возбуждения

постоянного тока, а двух- или трехфазную. Путем регулирования тока возбуждения в этих обмотках можно плавно регулировать угол между вектором потока возбуждения и «продольной» осью машины, а следовательно, и угол нагрузки. Мощность электрических машин с продольно-поперечной системой возбуждения достигает 500 МВт, что позволяет испытывать весьма крупные синхронные машины.

В случае реактивной нагрузки одна из двух синхронных машин может работать в режиме генератора, а другая — в режиме потребителя реактивной мощности. Следует отметить, что в режиме недо возбуждения с нулевым током возбуждения даже синхронные компенсаторы в соответствии с ГОСТ 609—84 «Компенсаторы синхронные. Общие технические требования» потребляют лишь 50...60% от номинальной мощности, что требует установки в этом случае дополнительной индуктивной нагрузки.

При испытаниях асинхронных машин по методу взаимной нагрузки непосредственное соединение их валов оказывается невозможным, так как частота вращения двигателя и генератора при равном числе полюсов различна. Соединение производится с помощью механической передачи, а заданная частота вращения реализуется подбором диаметров шкивов, устанавливаемых на валах испытуемых машин, или передаточного отношения редуктора. Отметим также, что мощность асинхронной машины при неизменном напряжении зависит только от величины скольжения, поэтому способ подключения механического источника энергии в данном случае оказывается неприемлемым. Применяется лишь способ параллельного включения источника питания.

Испытуемые двигатель ИД и генератор ИГ включены на общую сеть (рис. 6.5). Их роторы связаны ременной передачей, так что частота вращения двигателя n_d оказывается меньше, а частота вращения генератора n_r — больше синхронной. При этом активная мощность генератора в рассматриваемой схеме меньше мощности двигателя на сумму потерь. В результате при номинальной нагрузке генератора ИГ двигатель ИД оказывается перегруженным, а при номинальной нагрузке двигателя нагрузка генератора меньше номинальной.

При испытаниях трансформаторов по методу взаимной нагрузки они включаются параллельно. Если условия включения на параллельную работу выполнены, то по вторичным обмоткам ток не протекает, а из сети каждый трансформатор потребляет лишь ток хо-

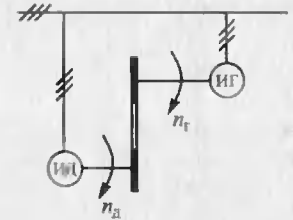


Рис. 6.5. Принципиальная схема испытания асинхронных машин по методу взаимной нагрузки

лостого хода. Для того чтобы нагрузить трансформаторы, необходимо, чтобы разность между вторичными ЭДС трансформаторов не равнялась нулю. Если она равна сумме напряжений короткого замыкания, по обмоткам трансформаторов будут протекать номинальные токи, вызывающие номинальные электрические потери. Поскольку трансформаторы работают при номинальном напряжении, потери в стали также будут равны номинальным. Для компенсации потерь при испытаниях по методу взаимной нагрузки используются способы параллельного или последовательного включения источника питания.

Способ параллельного включения источника питания (рис. 6.6, а) состоит в том, что параллельно включенные трансформаторы Т1 и Т2 работают на разных отпайках обмотки высшего напряжения. Необходимая мощность источника электрической энергии, покрывающего потери в трансформаторах, когда они одинаковы,

$$S_{\text{и}} = 2S_{\text{н}}(i_0 + u_{\text{к}})/100, \quad (6.4)$$

где $S_{\text{н}}$ — номинальная мощность трансформатора; i_0 — ток холостого хода одного трансформатора, %; $u_{\text{к}}$ — напряжение короткого замыкания одного трансформатора, %.

Следует отметить, что при этом способе нагрузки электрические потери в обоих трансформаторах неодинаковы. Трансформатор с большим числом витков обмотки высшего напряжения будет иметь большие потери, чем трансформатор с меньшим числом витков обмотки высшего напряжения.

При использовании способа последовательного включения источника питания первичные обмотки трансформаторов Т1 и Т2 (как правило, это обмотки низшего напряжения) соединены с источником питания 1 (рис. 6.6, б). Между вторичными обмотками этих

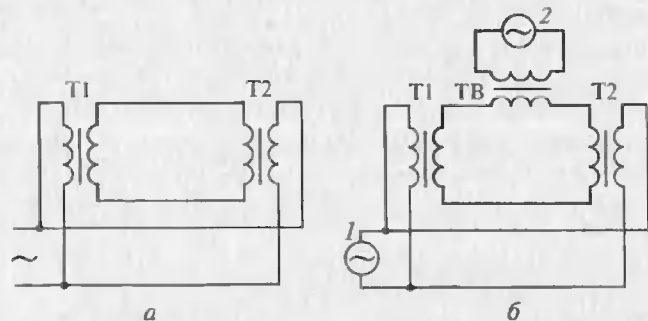


Рис. 6.6. Принципиальная схема испытаний трансформаторов по методу взаимной нагрузки:

а — при параллельном включении источника электрической энергии; б — при последовательном включении; 1 — источник питания; 2 — источник напряжения

трансформаторов включена вторичная обмотка вольтодобавочного трансформатора ТВ, а её первичная обмотка питается от источника регулируемого напряжения 2, имеющего ту же частоту, что и источник 1. Вторичная обмотка трансформатора ТВ должна иметь класс напряжения изоляции не ниже класса изоляции вторичных обмоток испытываемых трансформаторов.

Плавное изменение напряжения источника 2, ток в обмотках трансформаторов Т1 и Т2 доводят до необходимого значения. Мощность трансформатора ТВ при одинаковых испытываемых трансформаторах для случая номинальной нагрузки можно определить по формуле

$$S_{\text{ТВ}} = S \cdot 2u_{\text{к}}/100. \quad (6.5)$$

Обычно мощность источника 2 берется на 10% больше, чем мощность самого вольтодобавочного трансформатора.

Необходимая мощность источника 1 в этом случае имеет вид

$$S_1 = S \cdot 2i_0/100. \quad (6.6)$$

Поскольку ток холостого хода i_0 значительно меньше напряжения короткого замыкания $u_{\text{к}}$, то рассматриваемую схему можно отнести к последовательному включению источника питания.

6.4. Метод косвенной нагрузки электрических машин

При использовании этого метода в машине искусственно создается тепловой режим, соответствующий работе в номинальных условиях, что достигается путем чередования режимов холостого хода и короткого замыкания. Этот способ нагрузки может быть рекомендован при проведении испытаний машин постоянного тока и синхронных машин.

Для выяснения сущности этого метода обратимся к тепловым расчетам электрических машин, выполняемым по тепловым схемам замещения. Определение превышений температуры осуществляется по тепловой схеме замещения (рис. 6.7), представляющей разветвленную электрическую цепь с постоянными сопротивлениями и несколькими источниками. Расчет превышений температуры отдельных узлов электрической машины сводится к определению тепловых потоков Q , проходящих через эти узлы ($Q_{\text{л}}$, $Q'_{\text{л}}$ — тепловые потоки, проходящие через лобовые части обмоток статора и ротора соответственно; $Q_{\text{ст}}$, $Q'_{\text{ст}}$ — тепловые потоки, проходящие по стали статора и ротора соответственно) от каждого источника потерь P , умножению этих потоков на соответствующие тепловые сопротивления R ($R_{\text{пр}}$, $R_{\text{из}}$, $R_{\text{л}}$, $R_{\text{с.в}}$ — сопротивления провода, изоляции паза, лобовых частей, границы «сталь—воздух») для получения частичных превышений температуры и последующему

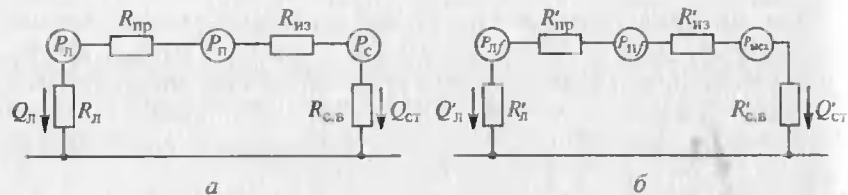


Рис. 6.7. Тепловая схема замещения статора (а) и ротора (б) синхронной машины

суммированию частичных превышений для получения результирующего превышения температуры данного узла.

При испытании электрических машин требуется создать несколько длительных чередующихся режимов работы, в которых действовали бы отдельные составляющие потерь, и измерить частичные превышения температуры отдельных узлов. Последующее суммирование частичных превышений дает результирующие превышения температуры без использования непосредственной нагрузки машины.

Для того, чтобы отдельные составляющие потерь были равны потерям в номинальном режиме работы, достаточно провести опыты в режимах холостого хода при разной степени возбуждения и короткого замыкания при номинальном токе якоря.

Действительно, в режиме холостого хода без возбуждения при номинальной частоте вращения в машине выделяются только механические потери $P_{\text{мех}}$, равные механическим потерям в номинальном режиме работы. При холостом ходе с напряжением, равным номинальному, кроме механических потерь выделяются потери в стали якоря $P_{\text{ст}}$, соответствующие номинальному режиму работы, и некоторые потери на возбуждение, соответствующие току возбуждения холостого хода (меньше потерь на возбуждение в номинальном режиме). В режиме холостого хода с током возбуждения, равным номинальному, потери на возбуждение (на рис. 6.7 эти потери разделены на пазовые $P_{\text{п}}$ и лобовые $P_{\text{л}}$) и механические потери соответствуют номинальному режиму работы, а потери в стали превышают их. В режиме короткого замыкания с номинальным током якоря потери в обмотке якоря (на рис. 6.7 эти потери разделены на пазовые $P_{\text{п}}$ и лобовые $P_{\text{л}}$) и добавочные потери соответствуют номинальному режиму работы (так же как и механические потери генератора), потери на возбуждение и в стали малы, механические потери двигателя равны нулю.

Величина отдельных составляющих потерь изменяется при различных способах охлаждения. В синхронных машинах и машинах постоянного тока сравнительно велик воздушный зазор, что позволяет пренебречь перетоками тепла через него и рассматривать нагрев статора и ротора этих машин изолированно (см. рис. 6,7).

Для синхронных машин и машин постоянного тока при использовании метода косвенной нагрузки могут быть рекомендованы следующие режимы работы: короткое замыкание при номинальном токе якоря, холостой ход при номинальном напряжении на обмотке якоря, холостой ход при номинальном токе возбуждения, холостой ход без возбуждения.

Превышение температуры обмотки якоря имеет вид

$$\vartheta_a = \vartheta_1 + A(\vartheta_2 - \vartheta_4) + B(\vartheta_3 - \vartheta_4), \quad (6.7)$$

где $\vartheta_1, \vartheta_2, \vartheta_3, \vartheta_4$ — превышения температуры обмотки якоря в соответствующих режимах; A и B — коэффициенты, учитывающие отклонение потерь в стали и потерь на возбуждение от их номинальных значений.

В ряде случаев, в частности для машин постоянного тока, можно пользоваться упрощенной формулой

$$\vartheta_a = \vartheta_1 + \vartheta_2 - \vartheta_4. \quad (6.8)$$

Действительно, ϑ_1 определяется электрическими потерями в обмотке якоря, добавочными и механическими потерями, соответствующими номинальному режиму работы, ϑ_2 — потерями в стали якоря и механическими, соответствующими номинальному режиму работы (потери на возбуждение не влияют на нагрев якоря), ϑ_4 — механическими потерями. Таким образом, используя метод наложения, получаем, что превышение температуры обмотки якоря определяется номинальными электрическими и добавочными потерями в обмотке, потерями в стали якоря и механическими потерями.

Превышение температуры обмотки возбуждения машин постоянного тока (неподвижная обмотка) имеет вид

$$\vartheta_f = \vartheta_1 + \vartheta_3 - \vartheta_4, \quad (6.9)$$

где $\vartheta_1, \vartheta_3, \vartheta_4$ — превышения температуры обмотки возбуждения в перечисленных выше режимах.

В синхронных машинах не всегда удается провести третий опыт при номинальном токе возбуждения из-за ограничений на значение напряжения холостого хода. Этот опыт приходится выполнять при уменьшенном токе возбуждения при напряжении до 120 % от номинального. Тогда превышение температуры обмотки возбуждения можно найти экстраполяцией графической зависимости $\vartheta_f = f(I_f)$ или $\vartheta_f = f(P_f)$, экспериментальные точки которой получаются из соответствующих опытов.

Коэффициенты, входящие в уравнение (6.7), могут быть найдены расчетно-эмпирическим способом с использованием уточ-

ненных тепловых схем замещения и результатов экспериментов с реальными машинами.

Методика проведения промышленных испытаний на нагревание методом косвенных нагрузок установлена ГОСТ 25000—81 «Машины электрические вращающиеся. Методы испытаний на нагревание».

Контрольные вопросы

1. Какие возможные способы нагрузки электрических машин (трансформаторов) применяют при испытаниях?
2. Сравните эти способы по энергетической эффективности (затратам энергии на проведение испытаний).
3. Как компенсируются потери при использовании способа взаимной нагрузки?
4. Какие из этих способов и почему применяются при испытаниях отдельных видов электрических машин и трансформаторов?
5. В чем заключается сущность метода косвенной нагрузки электрических машин?

Глава 7

ОСОБЕННОСТИ ИСПЫТАНИЙ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ОТДЕЛЬНЫХ ВИДОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

В настоящей главе рассмотрены отдельные виды испытаний, входящих в программу приемочных испытаний синхронных машин, машин постоянного тока и асинхронных двигателей, включая испытания на надежность, и типовых испытаний трансформаторов.

7.1. Испытание трансформаторов на стойкость при внезапном коротком замыкании

Испытание трансформатора на стойкость при внезапном коротком замыкании проводится для проверки надежности механического крепления обмоток, отводов и других деталей трансформатора, а также нагревостойкости изоляции обмоток при воздействии токов внезапного короткого замыкания. В соответствии с ГОСТ 11677—85* трансформатор должен выдерживать без повреждений внешние короткие замыкания при значениях кратности $I_{к.о}$ и длительности t_k тока короткого замыкания, приведенных в приложении 4. Для составления программы испытаний необходимо иметь расчет трансформатора, включающий в себя расчет механических усилий; чертежи активной части, монтажа обмоток и всего трансформатора; принципиальную электрическую схему; требования к стойкости при коротком замыкании; данные о технологической обработке обмоток; расчет устойчивости и прочности крепления трансформатора при транспортировке, а также значения тока и потерь холостого хода, тока, потерь и сопротивления короткого замыкания и сопротивления изоляции.

Программа испытаний включает следующие разделы: анализ расчетных данных и предварительное заключение о прочности конструкции (выполняется разработчиком); обоснование выбора режимов короткого замыкания, на соответствие которым проводятся испытания, и основные параметры режимов (определяются согласно техническим условиям на данный трансформатор и приложению 4); расчет параметров короткого замыкания во всех режимах испытаний (наибольшие значения установившихся токов короткого замыкания, наибольшие значения ударных токов короткого замыкания во всех обмотках, полные сопротивления короткого замыкания со стороны питания трансформатора) для выбора схем испытаний на испытательном стенде; силовые и из-

мерительные схемы испытаний; перечень контрольных обмеров и вспомогательных испытаний; порядок проведения испытаний (очередность режимов испытаний и фаз при однофазных испытаниях).

Питание испытуемого трансформатора 4 (рис. 7.1, а) осуществляется, как правило, со стороны обмотки высшего напряжения (ВН) для уменьшения токов в питающей схеме. Обмотка низшего напряжения (НН) замыкается накоротко до начала испытаний. Генератор переменного тока 1 возбуждают до заданного напряжения с учетом коэффициента трансформации промежуточного повышающего трансформатора 3 при отключенном выключателе 2. Затем выключатель 2 замыкается и испытательное напряжение подается на испытуемый трансформатор 4. Значение тока и напряжения измеряют с помощью трансформаторов тока 6 и напряжения 5, соединенных с осциллографом (на рис. 7.1, а не показан). Для уменьшения падения напряжения в питающей сети шинопроводы выполняются прямыми с максимальным сближением фазных шин, а сами элементы схемы располагают по возможности ближе друг к другу.

Испытание на стойкость в соответствии с ГОСТ 20243—74* «Трансформаторы силовые. Методы испытаний на стойкость при коротком замыкании» состоят из пяти зачетных опытов короткого замыкания, в том числе четыре продолжительностью 0,5... 1,0 с, пятый продолжительностью t_k для проверки нагревостойкости. Если после пяти опытов ставится под сомнение вопрос о положительном результате испытаний, то допускается проведение шестого опыта продолжительностью 0,5... 1,0 с. Трансформатор испытывают после предварительного нагрева с таким расчетом, чтобы в конце пятого опыта температура обмоток достигла предельно допустимого значения.

Число режимов испытаний (для каждой обмотки трансформатора), как правило, не должно превышать одного, чтобы не ужесточать этих испытаний. Если программой испытаний предусмотрены два или более режимов испытаний, то испытание обмотки

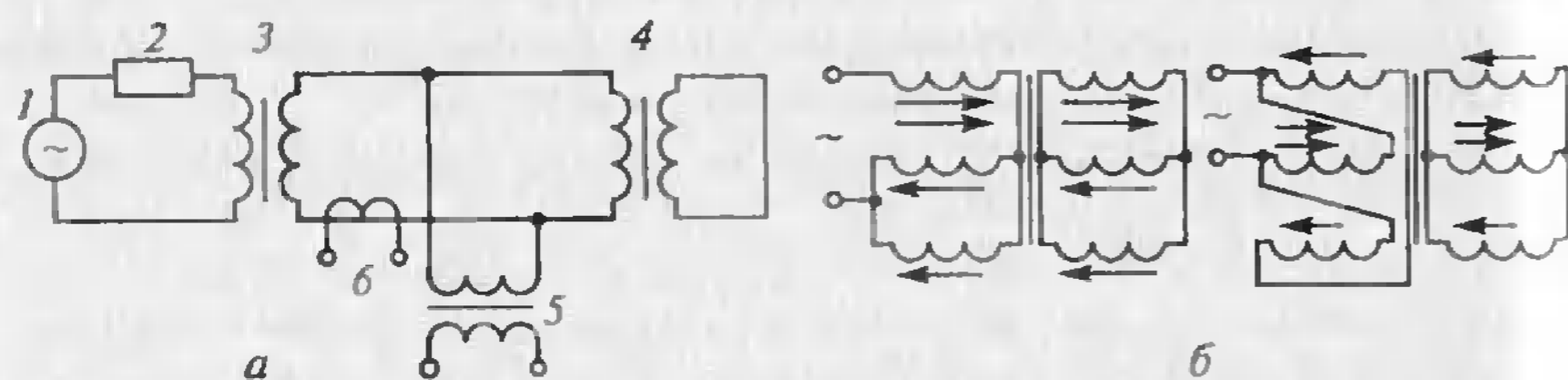


Рис. 7.1. Принципиальная схема испытаний трансформатора на динамическую стойкость:

а — однофазного; б — трехфазного; 1 — генератор переменного тока; 2 — выключатель; 3 — повышающий трансформатор; 4 — испытуемый трансформатор; 5 — трансформатор напряжения; 6 — трансформатор тока

более чем в одном режиме допускается при условии, что ток в любой ее части равен наибольшему току короткого замыкания для этой части только в одном из режимов, а в других не превышает 80 % этого тока. Последовательность режимов испытаний выбирается соответственно ожидаемому увеличению расчетных усилий.

Для трехфазных трансформаторов, имеющих два и более режимов испытаний, а также для трансформаторов мощностью более 1600 кВ·А в целях получения большего объема информации о прочности конструкции предпочтительны однофазные испытания на стойкость при коротком замыкании (на рис. 7.1, б испытуемая фаза обозначена двумя стрелками). Допускаются однофазные испытания без использования двух других фаз, т. е. каждая фаза рассматривается как отдельный трансформатор. В этом случае обмотки соседних фаз должны быть замкнуты накоротко, а соединения обмоток в треугольник должны быть разомкнуты.

Испытания проводятся в следующем порядке: ревизия активной части, вспомогательные испытания и контрольные обмеры (определение сопротивления изоляции, потерь и напряжения короткого замыкания, потерь и тока холостого хода, обмеры для расчета фазных индуктивностей и поперечного поля рассеивания), наладочные и зачетные опыты короткого замыкания, вспомогательные испытания и контрольные обмеры после каждого зачетного опыта короткого замыкания, ревизия и разборка активной части после окончания испытаний.

Оценка результатов испытаний проводится с учетом вспомогательных испытаний после опытов и результатов ревизии активной части. Трансформатор считается выдержавшим испытания при выполнении следующих условий:

при ревизии или разборке активной части после испытаний не обнаружены сползание витков, осевые или радиальные деформации отдельных катушек, деформации из-за поворота обмоток, смещения или расслоения деталей ярмовой изоляции, остаточные деформации прессующей конструкции (колец, домкратов, ярмовых балок, прессующих шпилек), остаточные деформации отводов и ошиновки, снижение усилий запрессовки обмоток;

сравнение результатов всех измерений до и после испытаний не указывает на появление каких-либо электрических повреждений или внутренних деформаций;

электрическая прочность изоляции обмоток, испытанная напряжением до 0,8 испытательного, и внутренняя изоляция выдержали испытания по ГОСТ 1516.1—76.

Температура обмоток в пятом зачетном опыте не должна превышать 250 °С для масляных трансформаторов с обмотками из меди и 200 °С — с обмотками из алюминия. Для сухих трансформаторов допустимое превышение температуры составляет: с обмотками из

меди — 180 °С (класс нагревостойкости изоляции А); 250 °С (класс Е), 350 °С (классы В, F, Н); с обмотками из алюминия — 180 °С (класс А), 200 °С (классы Е, В, F, Н). Измерение температуры в различных частях трансформатора осуществляется методом встраиваемых датчиков температуры, чувствительным элементом которых обычно являются термодпары.

7.2. Определение области безыскровой работы машин постоянного тока

Перед испытаниями щетки устанавливаются в положение, соответствующее геометрической нейтрали. Установка может проводиться методом реверсирования (при работе машины под нагрузкой с притертыми и пришлифованными к коллектору щетками) или индуктивным методом (при неподвижном якоре).

При использовании *метода реверсирования* считается, что положение щеток соответствует нейтрали в том случае, если в результате изменения направления вращения у двигателя при неизменных значениях напряжения, тока нагрузки и тока возбуждения практически не изменяется частота вращения (опыт рекомендуется проводить при номинальной частоте вращения), а у генератора при неизменных значениях частоты вращения, тока нагрузки и тока возбуждения практически не изменяется напряжение (питание обмотки возбуждения должно быть независимым).

Для машин со смешанным возбуждением как при правом, так и при левом направлении вращения согласное или встречное включение обмоток должно сохраняться неизменным.

При использовании *индуктивного метода* положение щеток, соответствующее нейтрали, определяется по чувствительному магнитоэлектрическому прибору (предпочтительно с нулем в середине шкалы), который подключают к щеткам разной полярности, а в обмотку главных полюсов подают импульсами питание от постороннего источника постоянного тока.

При положении щеток, соответствующем нейтрали, прибор не должен давать отклонений или эти отклонения должны быть минимальными и направленными в разные стороны. Опыт повторяют при установке якоря в различные положения по отношению к полюсам. При отсутствии напряжения постоянного тока в обмотку главных полюсов можно подавать напряжение переменного тока и использовать чувствительный вольтметр переменного тока.

Испытания, связанные с *определением области безыскровой работы*, необходимы для настройки добавочных полюсов машины и проводятся при номинальной частоте вращения путем изменения магнитодвижущей силы (МДС) обмотки добавочных полюсов. Определение области безыскровой работы проводят в режиме

нагрузки при практически установившейся температуре активных частей машины, соответствующей номинальному режиму работы.

При промышленных испытаниях машин мощностью свыше 500 кВт допускается проводить это испытание в режиме короткого замыкания при номинальной частоте вращения. Изменение МДС обмотки добавочных полюсов производят одним из следующих способов:

с помощью постороннего источника постоянного тока, который подключают к зажимам обмотки добавочных полюсов, включенной в общую цепь машины (при испытании машины высокого напряжения посторонний источник постоянного тока заземляют или, если это возможно, надежно изолируют от земли);

постороннего источника постоянного тока, питающего обмотку добавочных полюсов, отключенную от остальных цепей испытуемой машины (в этом случае ток дополнительного питания добавочных полюсов следует определять как разность между током нагрузки в момент отсчета и током в обмотке добавочных полюсов);

наложенной на добавочные полюса временной обмотки, питаемой от постороннего источника постоянного тока. В этом случае ток дополнительного питания получают приведением тока питания временной обмотки к числу витков добавочных полюсов (этот способ целесообразно применять только в тех случаях, когда отсутствует возможность применения первых двух способов);

шунтирования обмотки добавочных полюсов (у машин с сильными добавочными полюсами).

Таким образом, при испытаниях обмотку добавочных полюсов питают дополнительным током $\pm \Delta I$, который изменяют постепенно до появления искрения. Проведя испытания при различных значениях тока якоря ($I_{я}$), получают два ряда точек, определяющих верхнюю и нижнюю границы области безыскровой работы машины. Границы области должны соответствовать исчезновению искрения при изменении тока подпитки. Иными словами, внутри

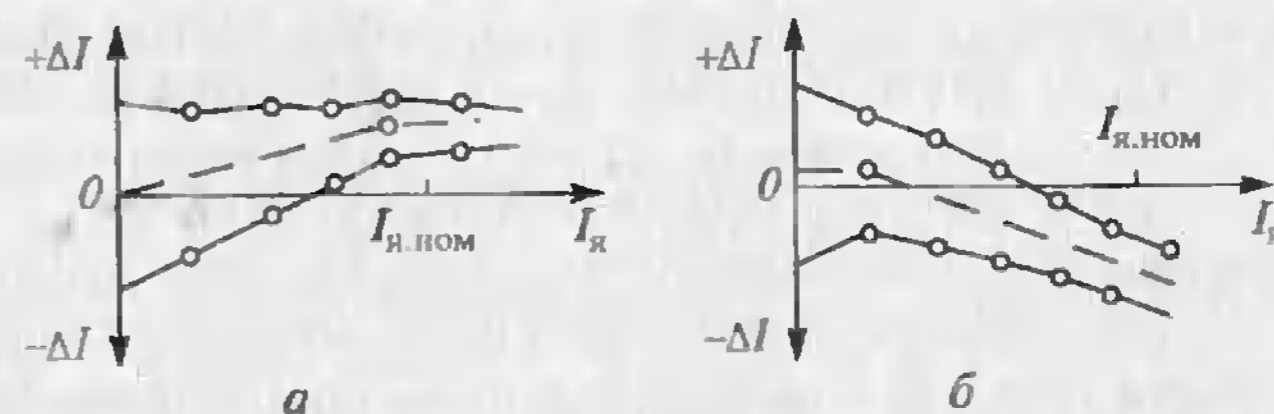


Рис. 7.2. Кривые подпитки-отпитки машины постоянного тока со слабыми (а) и сильными (б) дополнительными полюсами

области машина работает со степенью искрения I по шкале ГОСТ 183—74* (см. подразд. 2.4).

Отклонение средней линии области безыскровой работы вверх от оси абсцисс (пунктирная линия на рис. 7.2, а) свидетельствует о том, что МДС обмотки добавочных полюсов является недостаточной. Отклонение средней линии области безыскровой работы вниз (рис. 7.2, б) указывает на то, что МДС обмотки добавочных полюсов является чрезмерной.

В первом случае необходимо увеличить МДС обмотки добавочных полюсов путем увеличения числа витков последней или уменьшить воздушный зазор под добавочным полюсом. Во втором случае, наоборот, нужно увеличить воздушный зазор под добавочным полюсом или уменьшить МДС обмотки добавочных полюсов.

7.3. Определение индуктивных сопротивлений и постоянных времени обмоток синхронных машин

Синхронные индуктивные сопротивления по продольной и поперечной оси (x_d, x_q) переходные индуктивные сопротивления x'_d, x'_q , сверхпереходные индуктивные сопротивления x''_d, x''_q и соответствующие постоянные времени обмоток могут быть определены в соответствии с рекомендациями МЭК (первое дополнение к публикации 34-4, часть 4) по частотным характеристикам. ГОСТ 10169—77** также предполагает определение параметров по частотным характеристикам, полученным из опыта, при котором обмотка якоря при неподвижном роторе подключается к источнику напряжения переменной частоты.

Частотные характеристики $x_d(js)$ и $x_q(js)$ представляют зависимости комплексного входного сопротивления синхронной машины за вычетом активного сопротивления фазы якоря по продольной и поперечной осям от скольжения ротора. Для их получения проводят опыт питания обмоток якоря неподвижной машины синусоидальным напряжением переменной частоты от $f = 0$ до $f = f_{ном}$. При определении $x_d(js)$ используется схема, показанная на рис. 7.3, а, а $x_q(js)$ — на рис. 7.3, б. Обмотка возбуждения при проведении этих опытов замкнута накоротко, а поток реакции якоря направлен по продольной или по поперечной оси машины соответственно. Если необходимо знание синхронных индуктивных сопротивлений, то проводятся те же два опыта при разомкнутой обмотке возбуждения.

Установка ротора в требуемое положение осуществляется при пониженном напряжении номинальной частоты следующим образом. Собрав схему, показанную на рис. 7.3, а, плавно поворачивают ротор, контролируя ток в обмотке возбуждения. Искомое положение ротора, необходимое для снятия частотной характеристики $x_d(js)$, будет соответствовать максимальному току в об-

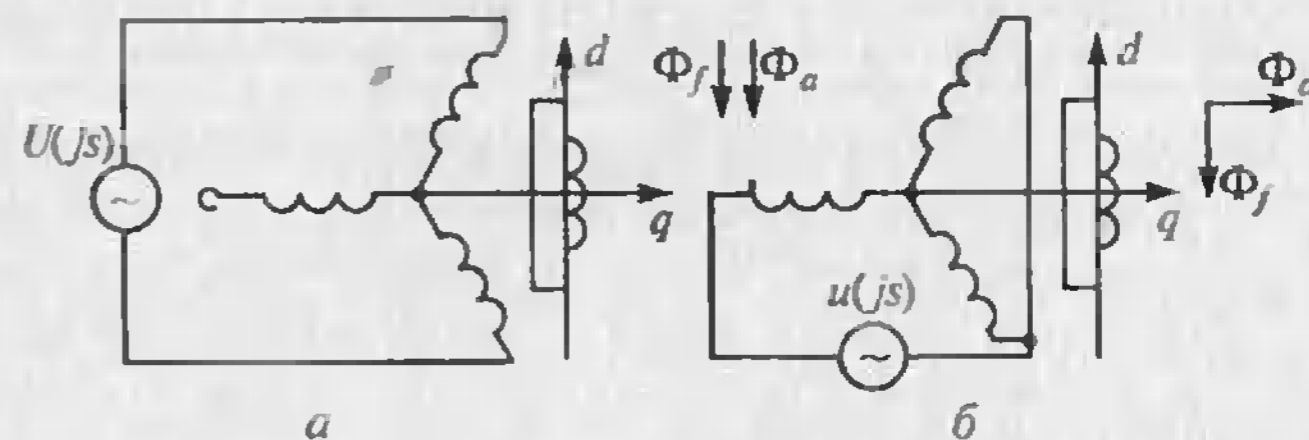


Рис. 7.3. Принципиальные схемы для снятия частотных характеристик синхронной машины

мотке возбуждения. Собрав схему, показанную на рис. 7.3, б, также плавным поворотом ротора добиваются практически нулевого значения силы тока в обмотке возбуждения, что соответствует положению ротора при снятии частотной характеристики $x_q(js)$.

В качестве источника питания переменной частоты в диапазоне $f = 0 \dots 15$ Гц используется генератор постоянного тока, возбуждаемый синусоидальным сигналом. Класс точности измерительных приборов должен быть не ниже 0,5. Ток якоря синхронной машины должен составлять не менее 3% от своего номинального значения. При проведении опытов измеряют силу тока и напряжение якоря, фазовый угол между ними и частоту питания. Интервал изменения частоты при снятии характеристик в области низких частот должен быть достаточно мал, так как в этой зоне сопротивления весьма чувствительны к частоте.

Входные сопротивления неподвижной машины $Z_{неп}(js_i)$ для каждого значения частоты определяются по формуле

$$Z_{неп}(js_i) = K_{сх}(U_i/I_i)e^{j\varphi_i}, \quad (7.1)$$

где $K_{сх}$ — коэффициент, учитывающий схему соединения фаз якоря и равный 1/2 (см. рис. 7.3, а) или 2/3 (см. рис. 7.3, б); $s_i = f_i/f_{н}$; φ_i — угол разности фаз напряжения и тока, определяемый по осциллограммам или расчетом по показаниям приборов как $\arccos(P_i/U_i I_i)$; $i = 1, 2, \dots, N$ — порядковый номер точек частотной характеристики.

Комплексное сопротивление $X(js_i)$ вращающейся машины за вычетом активного сопротивления якоря для каждой из осей определяется по выражению

$$X(js_i) = [Z_{неп}(js_i) - R_a]/(js_i), \quad (7.2)$$

где R_a — известное сопротивление фазы обмотки якоря постоянному току.

К частотным характеристикам относится также характеристика $G(js_i)$, представляющая собой комплексную зависимость между напряжением на разомкнутых выводах фаз якоря и напряжением на обмотке возбуждения при номинальной частоте вращения

ротора от частоты токов в цепи обмотки возбуждения. Для определения частотной характеристики $G(js_i)$ машины проводится опыт питания обмотки возбуждения синусоидальным напряжением разных частот от значения, близкого к 0, до 5...10 Гц при разомкнутой обмотке якоря и неподвижном роторе, установленном по продольной оси относительно двух любых фаз якоря (см. рис. 7.3, а). Амплитуду тока, подаваемого в обмотку возбуждения, необходимо поддерживать в пределах 0,05...0,1 от номинального тока возбуждения. Источником питания, как и в предыдущем случае, может служить генератор постоянного тока.

Измерение напряжения на выводах фаз якоря U , относительно которых установлена продольная ось ротора, напряжения на обмотке возбуждения U_f , фазового сдвига между ними γ и частоты f производится по осциллографическим записям.

Точки характеристики $G(js_i)$ вращающейся машины по данным измерений при неподвижном роторе определяются по формуле

$$G(js_i) = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{U}{jU_f s_i} e^{j\gamma} \quad (7.3)$$

Значение $G(js_i)$ при $s = 0$ определяется экстраполяцией этой частотной характеристики. Оно должно соответствовать величине x_{ad}/r_f , где x_{ad} — индуктивное сопротивление взаимоиндукции, r_f — приведенное к обмотке якоря активное сопротивление обмотки возбуждения (на постоянном токе).

Результаты обработки экспериментальных данных по определению частотных характеристик $x_d(js)$, $x_q(js)$, $G(js_i)$ представляются в графической или табличной форме.

Определение параметров по частотным характеристикам графоаналитическим способом проводится для обеих осей отдельно. По полученным экспериментальным данным в логарифмических координатах строится график зависимости $20 \lg|x_d(js)| = f(\lg s)$. В качестве примера такой график показан на рис. 7.4 сплошной толстой линией. Постоянные времена определяются по точкам излома асимптотической ломаной кривой, полученной в результате аппроксимации указанной зависимости отрезками горизонтальных прямых и прямых с наклоном ± 20 дБ на декаду, как показано

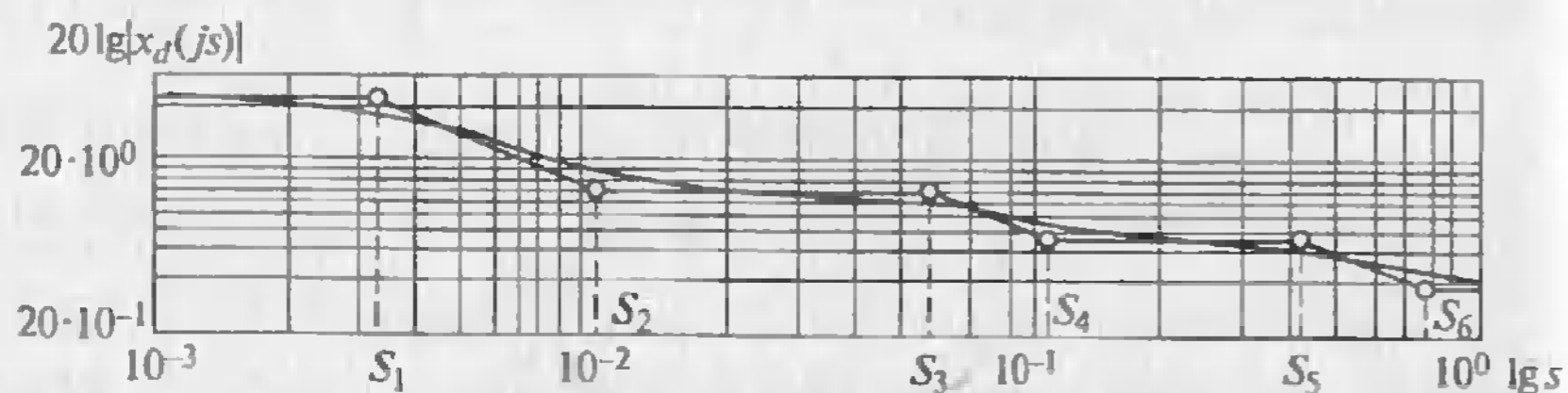


Рис. 7.4. Определение параметров синхронной машины по ее частотной характеристике

на рис. 7.4 (среднеквадратичная погрешность аппроксимации исходной кривой не должна превышать 5%).

Точкам излома соответствуют скольжения s_1, s_2, \dots, s_k (на рис. 7.4 $k = 6$). Постоянные времена синхронной машины с разомкнутой обмоткой якоря (в секундах) определяются по скольжениям с нечетными индексами $k = 2n \pm 1$ ($n = 1, 2, 3, \dots$) по формуле

$$\tau_{d0}^{(n)} = (2\pi f_n s_{2n-1})^{-1}, \quad (7.4)$$

а постоянные времена при замкнутой накоротко обмотке якоря — по скольжениям с четными индексами $k = 2n$ по формуле

$$\tau_d^{(n)} = (2\pi f_n s_{2n})^{-1}. \quad (7.5)$$

В соответствии с рис. 7.4 имеются три постоянные времена обмотки возбуждения при разомкнутой обмотке якоря ($\tau_{d0}^{(1)}, \tau_{d0}^{(2)}, \tau_{d0}^{(3)}$) и три — при замкнутой накоротко обмотке якоря ($\tau_d^{(1)}, \tau_d^{(2)}, \tau_d^{(3)}$), что соответствует наличию трех эквивалентных контуров на роторе.

Синхронное индуктивное сопротивление x_d определяется экстраполяцией частотной характеристики $1/x_d(js)$, снятой при разомкнутой обмотке возбуждения, в точку $s = 0$. Экстраполяция проводится по четырем-пяти экспериментальным точкам характеристики, снятым при $s = 0,01 \dots 0,2$.

Переходное и сверхпереходное индуктивные сопротивления определяются по найденным значениям x_d и постоянным времени по следующим формулам:

$$\begin{aligned} x'_d &= x_d \tau_d^{(1)} / \tau_{d0}^{(1)}, \\ x''_d &= x'_d \tau_d^{(2)} / \tau_{d0}^{(2)}, \\ x''_d &= x_d^{(n-1)} \tau_d^{(n)} / \tau_{d0}^{(n)}. \end{aligned} \quad (7.6)$$

Отметим, что количество точек излома частотной характеристики соответствует числу эквивалентных контуров ротора. Так, в соответствии с рис. 7.4 ротор представлен тремя эквивалентными контурами по оси d .

Если, как это принято в общих курсах электрических машин, ротор представляется двумя эквивалентными контурами, то опытную частотную характеристику (см. рис. 7.4) следует аппроксимировать ломаной линией, имеющей четыре излома. Определив четыре постоянные времени и x_d , по формулам (7.6) определяются переходное x'_d и сверхпереходное x''_d индуктивные сопротивления.

Расчет параметров и постоянных времени обмоток по поперечной оси ведется с использованием частотных характеристик $x_q(js)$ по формулам (7.4)...(7.6) с заменой индексов (d на q).

В настоящее время вместо графической аппроксимации экспериментальной частотной характеристики с последующим расчетом параметров широкое распространение получили математические методы аппроксимации с использованием стандартных подпрограмм, дискретного описания частотной характеристики и заданием требуемого числа эквивалентных контуров на роторе.

7.4. Испытания на кратковременную перегрузку и методы определения максимального вращающего момента асинхронных двигателей

Испытания на *кратковременную перегрузку по току* и моменту проводятся при номинальных значениях напряжения, частоты питающей сети и температуры обмоток двигателя, близкой к рабочей, поэтому их желательно проводить сразу после испытаний двигателя на нагревание. До и после испытаний осуществляют проверку состояния изоляции и крепления обмоток двигателя.

При испытаниях на кратковременную перегрузку по току в соответствии с ГОСТ 7217—87* сначала осуществляют пуск двигателя и после этого плавно увеличивают его нагрузку (момент на валу), применяя один из методов непосредственной нагрузки, пока ток статора не достигнет значения $1,5I_{ном}$. При этом ток двигателя должен работать в течение 2 мин, после чего нагрузку плавно снижают до нуля и отключают двигатель от сети. Считается, что двигатель выдержал испытание, если в результате последующей проверки не обнаруживается заметных повреждений и остаточных деформаций обмоток.

Аналогичным образом проводят испытания на *кратковременную перегрузку по вращающему моменту*. Нагрузку постепенно увеличивают до $(1,5 \dots 1,6)M_{ном}$; при этом моменте двигатель должен работать не менее 15 с. Считается, что двигатель выдержал испытание, если за это время не наблюдалось его остановки или резкого изменения частоты вращения.

Максимальный вращающий момент рекомендуется определять одним из четырех способов в соответствии с ГОСТ 7217—87*: построением кривой момента по опытным данным, полученным при пуске двигателя; непосредственным измерением момента при нагрузке двигателя; вычислением момента с использованием тарированной нагрузочной машины; по круговой диаграмме (этот метод подробно анализируется в общем курсе электрических машин и в данном учебнике не рассматривается).

Обычно одновременно с определением максимального вращающего момента определяют соответствующую ему частоту вращения или критическое скольжение двигателя $s_{кр}$. Частоту вращения двигателя определяют одним из методов, изложенных в подразд. 3.2, а скольжение — по формуле (3.3), поскольку $s_{кр}$ со-

ставляет 8...15%, и расчет по этой формуле не дает заметной ошибки.

При использовании первого способа определения вращающего момента строится кривая динамического момента при пуске двигателя. Поскольку определяется статический максимальный момент, процесс пуска необходимо замедлить (см. подразд. 3.5). Если установка маховой массы не дает нужного эффекта (обычно для двигателей мощностью свыше 100 кВт), то замедление осуществляется уменьшением питающего напряжения. Пересчет максимального момента к номинальному напряжению в этом случае проводят по формуле*

$$M_{max н} = M_{max} (U_n/U)^2, \quad (7.7)$$

где M_{max} , U — максимальный момент и напряжение, полученные из опыта.

При втором способе в качестве нагрузочных устройств используются балансирные машины и моментомеры, при выборе которых необходимо, чтобы область критического скольжения механической характеристики двигателя была для них статически устойчивой. Если не удастся определить M_{max} при номинальном напряжении, то опыт проводят при пониженном напряжении питания.

При использовании третьего способа максимальный момент не может быть измерен непосредственно, а определяется расчетным путем. Предварительно снимают две характеристики тарированной машины постоянного тока: характеристику холостого хода в режиме генератора $E_0 = f(I_a)$ при постоянной частоте вращения n и зависимость тока холостого хода от частоты вращения в режиме двигателя $I_0 = f(n)$ при постоянном токе возбуждения I_b . Это значение тока возбуждения остается неизменным и при снятии механической характеристики испытуемого асинхронного двигателя.

При определении вращающего момента регулирование мощности тарированной машины постоянного тока, работающей в режиме генератора, осуществляется изменением напряжения сети постоянного тока. В процессе опыта измеряют ток якоря I_a тарированной машины и частоту вращения n блока «асинхронный двигатель — тарированная машина». Электромагнитная мощность генератора постоянного тока равна $P_{эм} = E_0 I_a$.

Разность между полезной мощностью испытуемого двигателя P_2 и электромагнитной мощностью генератора равна сумме магнитных и механических потерь генератора (потери на возбуждение не

* Более точные результаты можно получить, если экспериментально при нескольких значениях напряжения питания определить показатель степени в формуле (7.7). Обычно из-за насыщения путей потоков рассеяния этот показатель больше 2.

учитываются при расчетах, так как принята схема независимого возбуждения). Эти потери определяются с помощью известной характеристики $I_0 = f(n)$ для каждой фиксированной частоты вращения в виде $P_m + P_{мех} = E_0 I_0$. Тогда из баланса мощностей следует

$$P_2 = P_m + P_{мех} + P_{эм} = E_0(I_0 + I_я).$$

С другой стороны, зная механическую мощность и частоту вращения, можно определить вращающий момент:

$$M = E_0(I_0 + I_я)/\omega = 9,55E_0(I_0 + I_я)/n, \quad (7.8)$$

где M — вращающий момент, Н·м; $E_0(I_0 + I_я)$ — механическая мощность на валу двигателя, Вт; ω — угловая скорость двигателя, 1/с; n — частота вращения двигателя, об/мин.

С помощью тарированной машины снимают механическую характеристику асинхронного двигателя и по ней определяют максимальный вращающий момент.

7.5. Общая характеристика испытаний на надежность

Виды испытаний. Различают два вида испытаний на надежность — контрольные и определительные. Эти испытания проводятся на образцах, отобранных из серийно изготовленных электрических машин и трансформаторов, а в случае единичного производства — из изготовленных по типовой для предприятия технологии.

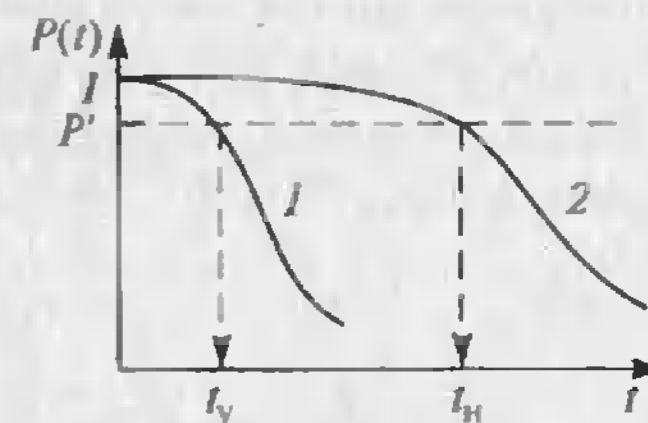
Контрольные испытания проводятся в целях определения соответствия количественных показателей надежности требованиям нормативных документов, технических условий или задания. Периодичность их проведения установлена стандартами на данное техническое изделие. Контрольные испытания проводятся выборочно, поэтому при принятии решения возможны ошибки первого рода, когда хорошая партия бракуется, и второго рода, когда плохая партия принимается. Вероятность ошибки первого рода α называется риском изготовителя, а вероятность ошибки второго рода β — риском заказчика (потребителя).

Определительные испытания проводят для вновь производимых изделий или после их модернизации. Они проводятся для нахождения фактических количественных показателей надежности. Кроме того, при определительных испытаниях можно оценить правильность принятых математических моделей надежности соответствующих изделий. Результаты определительных испытаний служат для оценки соответствия фактических показателей надежности техническим условиям.

Ресурс электрических машин составляет 20... 50 тыс. ч, поэтому испытания на надежность могут затянуться на 5... 10 лет. Для

Рис. 7.5. Определение коэффициента ускорения

1 — при ускоренных испытаниях; 2 — при испытаниях в нормальных условиях



сокращения сроков испытаний используются форсированные методы, однако при этом должно быть найдено соответствие (определены коэффициенты ускорения) между испытаниями в нормальных условиях и форсированными (ускоренными) испытаниями. В этих целях проводят исследования по определению коэффициентов ускорения, т. е. отношения времени испытаний в обычных условиях (t_n) ко времени испытания в форсированных (ускоренных) режимах (t_y). При этом должно выполняться условие равенства значений вероятностей безотказной работы в обоих случаях (рис. 7.5), т. е. $k = t_n/t_y$.

Основное требование, предъявляемое к ускоренным испытаниям, это идентичность процессов старения и износа по отношению к нормальным условиям, что в свою очередь означает идентичность законов распределения. Для этого необходимо знать функциональные зависимости коэффициентов ускорения k_y и форсирования воздействующих факторов z_i , а также значение максимально возможных (с точки зрения сохранения адекватности физики процессов старения) коэффициентов ускорения.

Таким образом, в зависимости от сроков и возможностей испытания можно проводить их как в нормальных условиях, так и в ускоренных режимах, основываясь на знании коэффициентов ускорения.

Контрольные испытания. Различают три основных метода проведения контрольных испытаний (вне зависимости от уровня форсирования): однократной и двукратной выборки и последовательного анализа.

В некоторых случаях проводятся ускоренные контрольные испытания в нормальных условиях. Эти испытания базируются на известной математической модели процесса. Методы контрольных испытаний определены ГОСТ 27.410 — 87** «Надежность в технике. Методы и планы статистического контроля показателей надежности по альтернативному признаку» и ГОСТ 27.411 — 81 «Надежность в технике. Одноступенчатые планы контроля по альтернативному признаку при распределении времени безотказной работы по закону Вейбулла».

Легче всего планируются контрольные испытания по методу однократной выборки, однако с точки зрения объема выборки изделий, необходимых для проведения испытаний, этот метод наиме-

нее экономичен. Контроль по методу двукратной выборки более экономичен, но это преимущество проявляется лишь при контроле больших партий с очень низкой или очень высокой надежностью. Однако в этом случае обработка результатов более трудоемка, чем при одиночном контроле, поэтому метод двукратной выборки используется редко. Наиболее экономичным является метод последовательного анализа, при использовании которого средний объем выборки составляет 50...70% от объема при однократной выборке, но при несколько большем времени испытаний (этот недостаток можно устранить путем рациональной их организации).

Содержание контрольных испытаний на надежность в самом общем случае включает перечень показателей надежности, подлежащих контролю. Кроме того, для определения каждого конкретного показателя надежности необходимы следующие данные: приемочный P_α и браковочный P_β уровни вероятностей безотказной работы, риски заказчика β и изготовителя α , метод проведения испытаний, план испытаний, перечень параметров, характеризующих состояние изделия, условия испытаний (значения воздействующих факторов, их последовательность, продолжительность и т.д.) и решающее правило. Основой при планировании контрольных испытаний являются таблицы зависимости уровня подтверждаемой вероятности безотказной работы от объема выборки и приемочного числа. Эти таблицы составляются на базе гипергеометрического закона распределения (табл. 7.1...7.3).

Возможен упрощенный план испытаний. В этом случае исходными данными являются число допустимых отказов c (приемочное число за время t испытаний); вероятность безотказной работы P_β за время t и риск заказчика β . Перед испытаниями проводят приработку машин (обычно в течение 100 ч), причем вышедшие из строя машины заменяют новыми. Иногда в целях сокращения объема выборки увеличивают продолжительность испытаний. Число c выбирают небольшим, чтобы не увеличивать объем выборки n , который определяют по табл. 7.1...7.3.

В результате испытаний число отказов d должно быть не больше приемочного числа, т.е. $d \leq c$ (решающее правило). Если решающее правило не выполняется ($d > c$), то результаты испытаний признаются отрицательными, т.е. данная партия машин не удовлетворяет заданным показателям надежности.

Ускоренные испытания в нормальных режимах проводят следующим образом. Допустим, что изделие (обычно это усилитель, преобразователь или коллекторный узел) характеризуется параметрическими отказами и имеет непрерывную характеристику «вход — выход». В качестве примера представим зависимость выходного параметра в функции времени:

$$y = y_0 + a_0 t^\alpha. \quad (7.9)$$

Таблица 7.1

Объем выборки n для $\beta = 0,1$

c	$P_\beta = (r)$													
	0,90	0,89	0,88	0,87	0,86	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,50	0,40
0	22	20	18	17	15	14	10	8	6	5	5	4	3	3
1	38	34	31	29	27	25	18	15	12	10	9	8	7	5
2	52	47	43	40	37	34	25	20	16	14	12	10	9	7
3	65	59	54	50	46	43	32	25	21	18	15	13	12	9

Таблица 7.2

Объем выборки n для $\beta = 0,2$

c	$P_\beta = (r)$													
	0,98	0,97	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70	0,60
0	80	53	40	32	26	22	19	17	15	10	7	6	5	3
1	149	99	74	59	49	42	37	33	29	19	14	11	9	7
2	213	142	105	85	71	60	53	47	42	28	21	16	14	8
3	275	183	137	110	91	78	68	60	54	36	27	21	18	13

Таблица 7.3

Объем выборки n для $\beta = 0,3$

c	$P_\beta = (r)$													
	0,90	0,89	0,87	0,86	0,85	0,80	0,75	0,70	0,65	0,60	0,55	0,50	0,40	0,30
0	12	10	9	8	7	5	4	3	3	2	2	2	1	1
1	24	22	19	17	16	12	10	8	7	6	5	5	4	3
2	36	33	27	25	24	18	14	12	10	9	8	7	6	5
3	47	43	36	34	31	23	19	15	13	11	10	9	7	6

Если задано допустимое изменение параметра $\Delta y = y - y_0 = \delta$, то можно найти среднее время t_n , необходимое для достижения отклонения δ . Тогда из (7.9) получим

$$t_n = [\delta/a_0]^{1/\alpha}. \quad (7.10)$$

Для ускоренных испытаний устанавливают более узкие пределы отклонения $\delta' = \delta/m$, где $m = 1,5...5,0$. Следовательно, среднее время t_v , необходимое для достижения δ' , будет меньше t_n , а его значение можно найти из выражения (7.10).

Методика контрольных испытаний на надежность рассчитана на подтверждение вероятности безотказной работы изделия $P(t)$ за время t , заданное в технических условиях. Комплектование вы-

борки производится методом случайных чисел с использованием соответствующих таблиц. Методика позволяет сократить время испытаний за счет форсирования воздействующих на износ машины факторов во время испытаний (в случае ускоренных испытаний).

Планирование испытаний. Образцы изделий для испытаний отбираются из числа принятых техническим контролем завода с обязательным прохождением приработки. Испытания рекомендуется проводить круглосуточно в форсированном режиме. Во время испытаний проводятся регламентные и профилактические работы, предусмотренные инструкциями по эксплуатации.

Задают приемочное число c и по табл. 7.1...7.3 при известной из технических условий вероятности $P_{\beta}(t)$ безотказной работы за время t для соответствующего значения β определяют необходимый для испытаний объем выборки n , комплектуемой по таблице случайных чисел.

Пусть необходимо подтвердить $P(t) = P_{\beta}(t) = 0,9$ при $\beta = 0,3$ за $t = 5000$ ч. Тогда по табл. 7.3 для $\beta = 0,3$ при $c = 0$ и $P_{\beta}(t) = 0,9$ находим, что объем выборки $n = 12$.

Все изделия, входящие в объем выборки n , испытывают в течение времени t_n и по результатам испытаний делают вывод о соответствии данной партии машин заданным показателям надежности. Если число отказов при испытаниях $d \leq c$, то результат признается положительным, если $d > c$ — отрицательным.

В случае отрицательного результата иногда удается подтвердить заданные показатели надежности партии, для чего необходимо изменить план испытаний. Пусть для предыдущего случая число отказов $d = 1$ ($d > c$). Изменим план испытаний, приняв $c_1 = 1$. Тогда по табл. 7.3 найдем новое значение $n_1 = 24$. Проводим испытания новых изделий ($n_1 - n = 12$) в течение времени t_n . Если за это время ни одно изделие не отказало, то результаты испытаний следует считать положительными, поскольку выполнено решающее правило для второго плана испытаний ($c_1 = d$).

Если предприятие не располагает необходимым для испытаний объемом выборки n , то необходимо увеличивать время испытаний t_n , поскольку при этом объем выборки уменьшается по сравнению с заданным ($t_n > t$).

Ускоренные испытания являются циклическими. Уровни воздействующих факторов выбираются так, чтобы обеспечить заданный коэффициент ускорения. Значение коэффициента ускорения задается в зависимости от интервала варьирования воздействующих факторов, предполагаемой продолжительности испытаний и возможностей его реализации на данном предприятии. Одна из методик проведения промышленных ускоренных испытаний асинхронных двигателей определена ГОСТ 16709—71 «Машины электрические вращающиеся. Двигатели асинхронные трехфазные крано-

вые. Методы определения средней наработки до отказа и вероятности безотказной работы».

Определительные испытания, как и контрольные могут проводиться в нормальных режимах или ускоренно. Поскольку при определительных испытаниях необходимо рассчитать неизвестную вероятность безотказной работы P или найти закон распределения отказов, их длительность превышает длительность контрольных испытаний. В ряде случаев можно продолжить контрольные испытания до отказа всех машин выборки ($d = n$), переводя их тем самым в разряд определительных.

Планирование испытаний. Планирование при определении вероятности безотказной работы сводится к определению минимальной выборки n (число опытов), необходимой для обеспечения заданной достоверности Q и точности δ оценки показателя P . При этом используются следующие соотношения:

$$d = n(1 - P^*); \quad (7.11)$$

$$P_n = P^{*(1+\delta)}, \quad (7.12)$$

где $P^* = (1 - d/n)$ — точечная оценка вероятности безотказной работы; P_n — ее нижняя граница.

Очевидно, что при неизвестной априори величине P^* объем выборки n зависит от результатов испытаний. Поэтому при планировании испытаний необходимо задаться некоторым ожидаемым значением точечной оценки $P_{ож} = P^*$ на основе имеющейся информации о машине (результаты расчетов надежности, технических условий и др.).

Затем по формуле (7.12) рассчитывают нижнюю границу P_n . По таблице, в которой нижняя и верхняя доверительные границы P связаны с величиной выборки n и числом отказов d при заданной достоверности Q , отмечают все клетки, в которых значения n и d удовлетворяют условию

$$(n - d)/n = P_{ож}. \quad (7.13)$$

Из этих клеток выбирают ту, значение P_n в которой наиболее близко к рассчитанному по формуле (7.12), и по ней из таблицы находят значение n .

Обработка результатов испытаний. Точечная оценка вероятности безотказной работы рассчитывается по формуле

$$P^* = 1 - d/n.$$

По известным значениям Q , n и d из таблицы находят верхнюю и нижнюю доверительные границы P_v , P_n и вычисляют относительную доверительную ошибку δ :

$$\delta = \delta_n = \ln P_n / \ln P^* - 1.$$

При определении закона распределения отказов испытания проводятся до выхода из строя всех машин ($d = n$). При этом фиксируется время наработки каждой из машин выборки n . Далее строится экспериментальная гистограмма частоты отказов в функции времени, по которой с помощью критериев согласия определяется закон распределения отказов.

Контрольные вопросы

1. Как установить щетки на геометрической нейтрали машины постоянного тока?
2. Какие существуют методы определения области безыскровой работы?
3. Что означает отклонение средней линии области безыскровой работы вверх (вниз) от оси абсцисс?
4. Как установить ротор синхронной машины в положение, при котором поток реакции якоря направлен по продольной (поперечной) оси?
5. В чем заключается сущность методов определения максимального вращающего момента асинхронного двигателя?
6. Какие существуют виды испытаний на надежность и какие цели ставятся при их проведении?
7. В каком случае результаты контрольных испытаний на надежность считаются положительными?

РАЗДЕЛ II

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И ТРАНСФОРМАТОРОВ

Глава 8

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Под *технической эксплуатацией* понимается комплекс мероприятий по поддержанию работоспособности или исправности изделия при использовании его по назначению, при ожидании, хранении и транспортировании. Иными словами техническая эксплуатация оборудования начинается с момента его выхода с территории завода-изготовителя и заканчивается сдачей его в переработку на предприятия по утилизации промышленных отходов. Под *эксплуатацией* понимается стадия жизненного цикла изделия, на которой реализуется, поддерживается или восстанавливается его качество.

Таким образом, техническая эксплуатация включает в себя следующие этапы: транспортирование, хранение, монтаж, ввод в эксплуатацию, техническое обслуживание во время эксплуатации, ремонт и утилизацию при наступлении предельного состояния.

После очередного ремонта оборудование вновь поступает на монтаж или на склад для последующей замены выводимого в ремонт оборудования.

Основная цель технического обслуживания (ТО) заключается в обеспечении требуемого уровня надежности работы оборудования в течение установленного срока службы с наилучшими технико-экономическими показателями, наиболее важным из которых является уменьшение потерь энергии и увеличение КПД.

8.1. Транспортирование и хранение оборудования

С завода-изготовителя оборудование, как правило, поступает заказчику в упаковке, предохраняющей его от воздействия окружающей среды в процессе транспортирования и хранения. Условия хранения электрического оборудования и основные типы (группы) помещений (складов) приведены в приложении 5. Первую группу составляют склады, в которых обеспечиваются достаточно

комфортные (легкие) условия хранения оборудования (группа Л), вторую группу — склады, обеспечивающие менее комфортные (средние) условия хранения (группа С), третью и четвертую группы — склады, обеспечивающие достаточно жесткие (группа Ж) и особо жесткие (группа ОЖ) условия хранения оборудования. При этом группа Л имеет три подгруппы хранения (1; 1.1 и 1.2), группа Ж — три подгруппы (Ж1, Ж2 и Ж3), группа ОЖ — четыре (ОЖ1, ОЖ2, ОЖ3 и ОЖ4).

В инструкциях завода-изготовителя указываются допустимые условия и предельный срок хранения оборудования, при которых не нарушается его работоспособность. Поэтому перед приемкой на хранение следует проверить сохранность упаковки (консервации) и в случае необходимости восстановить ее, а также проверить комплектность поступившего оборудования и соответствие условий его хранения требованиям завода-изготовителя. Нарушение условий хранения может привести к повреждению отдельных элементов оборудования, связанному с коррозией его металлических деталей, окислением контактных поверхностей и др. Естественно, допускается изменение условий хранения на более легкие по сравнению с предусмотренными заводом-изготовителем.

Электрические машины на период транспортирования и хранения консервируют для защиты от коррозии. Консервации подвергаются поверхности изделий из черных и цветных металлов, а также резьбовые и штифтовые отверстия, из которых вынуты болты и штифты. В зависимости от материала и конфигурации защища-

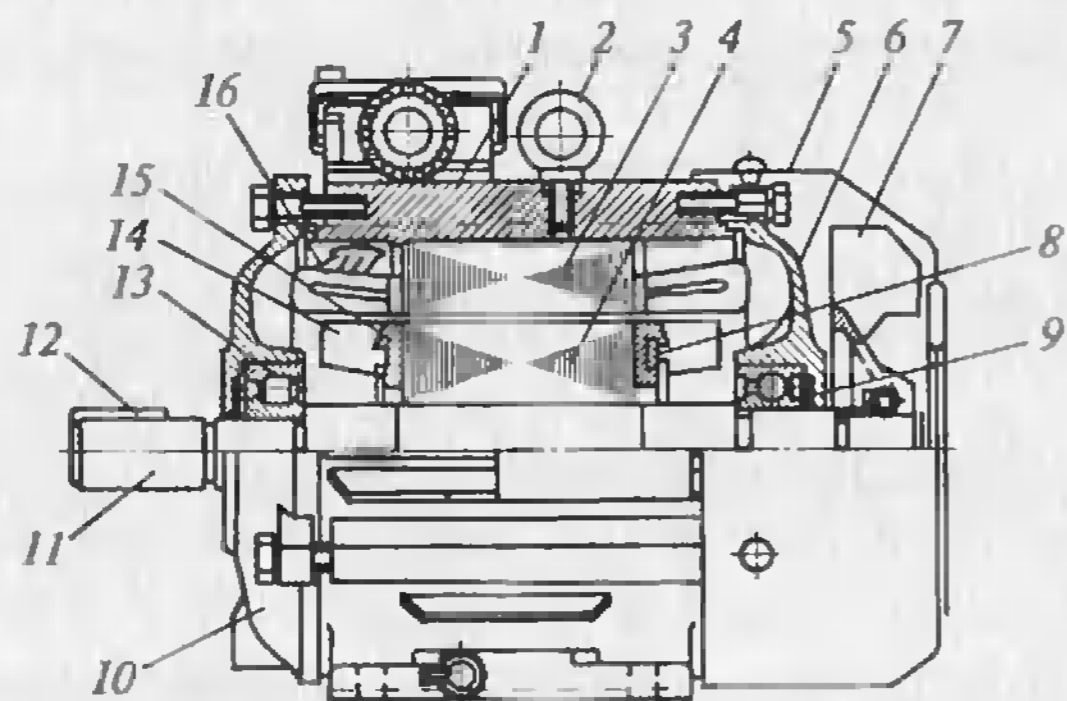


Рис. 8.1. Асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором (степень защиты IP44, способ охлаждения IC0141, способ монтажа IM1001):

1 — станина; 2 — рым-болт; 3 — сердечник статора; 4 — сердечник ротора; 5 — кожух; 6 и 10 — подшипниковые шиты; 7 — вентилятор; 8 — балансировочный грузик; 9 и 13 — подшипники; 11 — вал ротора; 12 — шпонка; 14 — вентиляционная лопатка; 15 — короткозамыкающее кольцо; 16 — лобовая часть обмотки статора

емых поверхностей для консервации могут применяться пластичные и жидкие смазки, легко снимаемые лакокрасочные покрытия, парафинированная бумага, синтетические пленки и др.

По условиям транспортирования и хранения электрические машины можно условно разбить на два конструктивных типа: машины со щитовыми (рис. 8.1) и со стоячковыми (рис. 8.2) подшипниками. У машин первого типа подшипниковый узел встроен в корпус машины и она может транспортироваться в собранном виде. Как правило, в этом случае используются подшипники качения. У машин второго типа подшипники расположены вне корпуса машины в своих собственных корпусах. В большинстве случаев здесь используются подшипники скольжения. Машины первого типа, как правило, транспортируются и хранятся в собранном виде, машины второго типа — разобранными на отдельные узлы. При транспортировании (особенно на большие расстояния) особое внимание должно быть уделено сохранности подшипников качения, поскольку из-за вибрации и ударов может происходить их бринеллирование (появление лунок на

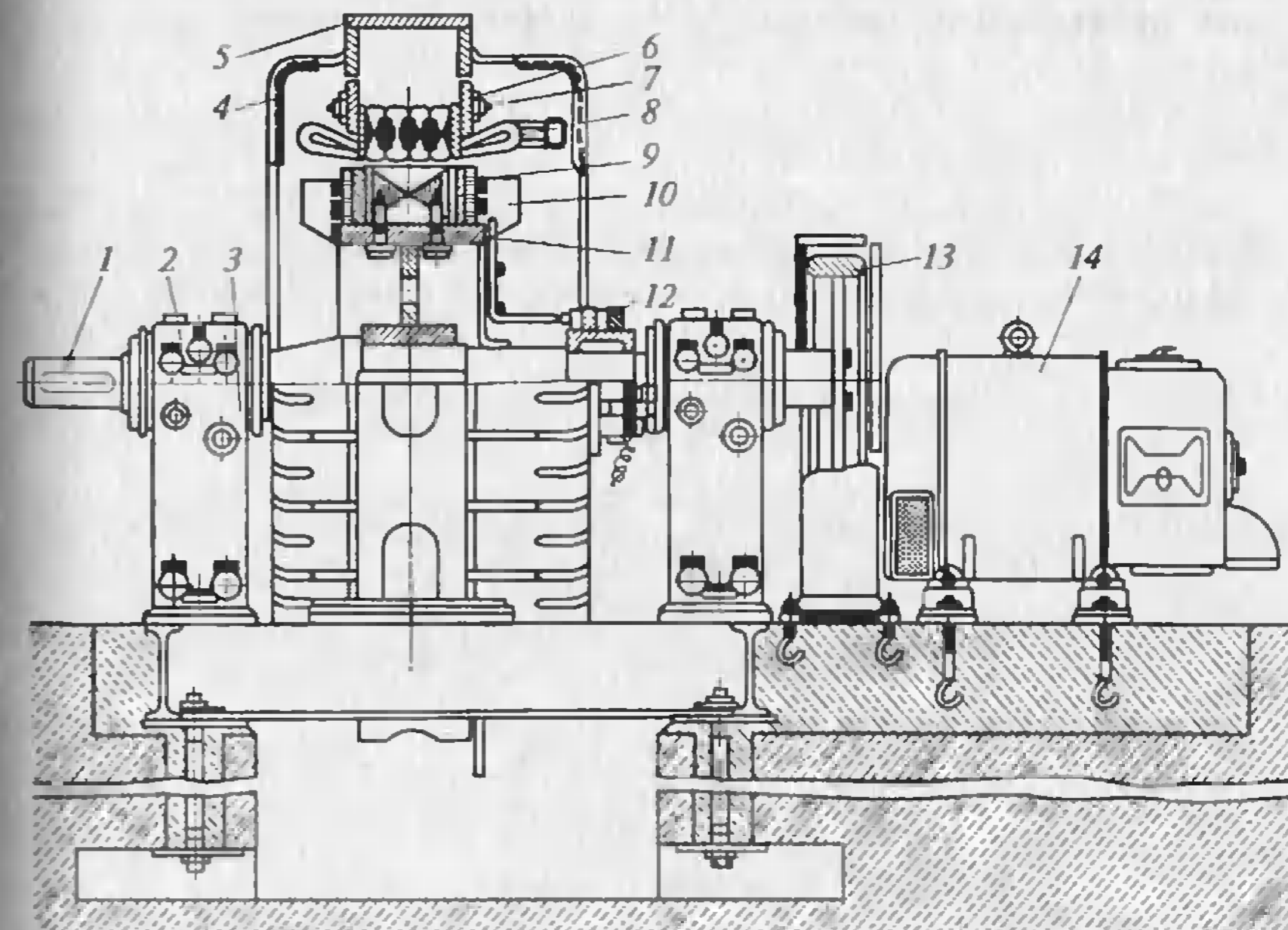


Рис. 8.2. Синхронный генератор (степень защиты IP22, способ охлаждения IC01, способ монтажа IM7312):

1 — вал; 2 и 3 — головка и стояк подшипника; 4 — кожух; 5 — корпус; 6 и 8 — сердечник и обмотка статора; 7 — шпилька; 9 — полюс; 10 — лопатка вентилятора; 11 — крестовина ротора; 12 — контактные кольца; 13 — клиноременная передача; 14 — возбудитель

дорожках качения) и наклеп. Поэтому при транспортировании по железной дороге машины рекомендуется устанавливать поперек платформы.

Синхронные машины и асинхронные двигатели с фазным ротором в собранном виде обычно хранятся на складах группы Л в районах с умеренным климатом и на складах группы ЖЗ — в районах с тропическим климатом, асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором хранятся в собранном виде на складах групп С и ЖЗ, машины постоянного тока — в собранном виде на складах групп Л и ЖЗ.

Статоры крупных машин переменного тока, магнитные системы крупных машин постоянного тока, кожухи, щиты, маховики и вентиляторы хранят на складах групп С и ЖЗ, стояковые подшипники, роторы крупных электрических машин, аппараты и щиты управления — на складах групп Л и ЖЗ, фундаментные плиты — на складах групп Ж2 и ОЖ2.

Масляные трансформаторы и маслонаполненные электрические аппараты отправляются заводом-изготовителем полностью собранными и залитыми маслом. Крупные высоковольтные трансформаторы отправляются частично демонтированными (без расширителя и высоковольтных вводов), залитыми маслом ниже крышки. Надмаслянное пространство внутри бака заполняется инертным газом или сухим воздухом.

Масляные трансформаторы, а также демонтированные на время транспортирования крупные узлы и детали (расширитель, выхлопная труба, маслоочистительные и термосифонные фильтры и т. п.) транспортируются без упаковки на открытых железнодорожных платформах. Они должны быть надежно защищены от попадания влаги на всех этапах перевозки вплоть до монтажа на месте установки. Вводы напряжением до 35 кВ, комплектующая аппаратура и приборы, система охлаждения, крепежные изделия и запасные части отправляют упакованными вместе с трансформатором. Маслонаполненные вводы класса напряжения 66...750 кВ транспортируют на место установки трансформатора в упаковке завода-изготовителя вводов.

Сухие трансформаторы и электрические аппараты транспортируются в собственной упаковке, гарантирующей их сохранность от механических повреждений и непосредственного воздействия влаги при транспортировании и хранении.

После доставки масляного трансформатора к месту хранения (но не более чем через 10 дней) проверяют состояние изоляции трансформатора и проводят его подготовку к монтажу или длительному хранению. При длительном нахождении активной части трансформатора без масла состояние изоляции ухудшается, а восстановление ее характеристик требует значительного времени и материальных затрат.

Уровень масла в расширителе трансформаторов, транспортируемых с полностью залитым маслом, должен находиться в пределах контролируемого уровня по маслоуказателю. Пробивное напряжение масла марки ТК в баке трансформатора должно быть не ниже 50 кВ/мм, тангенс угла потерь ($\operatorname{tg} \delta$) — не более 0,02 при 70 °С. Пробивное напряжение масла в баке контактора устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) должно быть не менее 45 кВ/мм, влагосодержание — не более 0,0025 %. При удовлетворительных результатах проверки свойств масла трансформатор разрешается хранить до начала монтажа без ограничения срока.

У трансформаторов, не полностью залитых маслом, проверяется герметичность надмаслянного пространства, пробивное напряжение, $\operatorname{tg} \delta$ и содержание влаги в масле, а также параметры масла в баке контактора устройства РПН. Характеристики масла должны соответствовать указанным ранее требованиям. При отсутствии избыточного давления или вакуума бак проверяют на герметичность и при необходимости герметичность восстанавливается.

Если при проверках выявляются отклонения от норм, принимают меры по устранению причин, приведших к ухудшению состояния изоляции, и ускорению монтажа трансформатора.

Сами силовые трансформаторы, а также трансформаторы тока должны храниться под навесом (группа ОЖ4) в собственных кожухах, герметически закрытых и залитых маслом. Комплектующая аппаратура, крепеж, специальный инструмент, сухие вводы напряжением 6...35 кВ хранят в заводской упаковке в закрытом сухом помещении (группа ЖЗ). Маслонаполненные вводы хранят в вертикальном положении и следят за отсутствием течи и нормальным уровнем масла по маслоуказателю.

Оборудование маслоохладителей обычно размещают под навесом на открытом воздухе (группа ОЖ4), при этом охладители и термосифонные фильтры должны иметь заглушки на фланцах. Вентиляторы и электрические двигатели с соответствующей консервацией хранят в ящиках.

Сроки хранения оборудования должны быть сведены к минимуму, поскольку время хранения увеличивает стоимость и входит в гарантийный срок. Идеальным вариантом является монтаж «с колес», при котором оборудование поступает с завода-изготовителя прямо на монтажную площадку, минуя стадию хранения.

8.2. Конструктивное исполнение оборудования

Конструктивное исполнение оборудования определяется способами защиты от воздействия окружающей среды, охлаждения и монтажа.

Выбор способа защиты от воздействия окружающей среды зависит от места установки оборудования и свойств окружающей

среды. Стандартами установлено 10 климатических исполнений и 5 категорий размещения оборудования.

Существуют следующие климатические исполнения оборудования: У — для эксплуатации в районах с умеренным климатом; УХЛ — для районов с умеренным и холодным климатом; ТВ и ТС — для районов с тропическим влажным и сухим климатом; М и ТМ — для районов с умеренно-холодным и тропическим морским климатом; Т — для всех районов на суше, имеющих тропический климат; О — для всех районов на суше; ОМ — для всех районов на море; В — для всех районов на суше и море.

Нормальные значения климатических факторов приведены в приложении 6 в соответствии с ГОСТ 15150—69*. Помимо климатических факторов существенное влияние на работу оборудования оказывают и характеристики окружающей среды, которая условно разделена на 4 категории: категория I — условно-чистая, категория II — промышленная, категория III — морская, категория IV — приморско-промышленная.

Следует отметить, что оборудование климатических исполнений У, УХЛ, ТС, ТВ, Т предназначается для эксплуатации в окружающей среде категории I и II, климатического исполнения О — в среде категории IV, климатических исполнений М, ТМ, ОМ — в среде категории III, климатического исполнения В — в средах категорий III и IV. Классификация окружающей среды приведена в приложении 6.

Категория размещения 1 предусматривает эксплуатацию оборудования на открытом воздухе; категория размещения 2 — эксплуатацию под навесом, при которой отсутствует прямое воздействие осадков и солнечной радиации; категория размещения 3 — эксплуатацию в закрытых помещениях, в которых воздействие песка и пыли, а также колебания температуры и влажности существенно меньше, чем на открытом воздухе. Категория размещения 4 предусматривает работу оборудования в помещениях с искусственно регулируемые климатическими условиями (кондиционирование воздуха); категория размещения 5 — эксплуатацию в помещениях с повышенной влажностью, в которых возможно длительное наличие воды или частая конденсация влаги на стенах и потолке.

Корпус электрической машины, кожух или бак трансформатора и электрического аппарата образуют оболочку, обеспечивающую защиту внутреннего объема электротехнического оборудования от попадания внутрь твердых предметов и влаги, а также защиту персонала от соприкосновения с токоведущими и вращающимися частями, расположенными внутри оболочки.

Степень защиты обозначается латинскими буквами IP и последующими двумя цифрами. Первая цифра характеризует степень защиты персонала от соприкосновения с токоведущими или

подвижными частями, находящимися внутри корпуса (бака), вторая — степень защиты от проникновения влаги внутрь корпуса.

Первая цифра 0 означает, что специальная защита отсутствует, 1 — защита от проникновения твердых тел размером свыше 50 мм, 2 — защита от проникновения твердых тел размером свыше 12 мм, 3 — защита от твердых тел размером более 2,5 мм, 4 — защита от попадания внутрь проволоки или твердых тел размером более 1 мм, 5 — ограничено попадание пыли, 6 — проникновение пыли полностью предотвращено.

Вторая цифра 0 означает, что защита от проникновения влаги отсутствует, 1 — защита от вертикально падающих капель воды, 2 — защита от капель воды при наклоне корпуса до 15°, 3 — защита от капель дождя, падающих под углом до 60° к вертикали, 4 — защита от брызг, летящих на оболочку с любого направления, 5 — защита от водяных струй с любого направления, 6 — защита от морских волн, 7 — защита при погружении в воду, 8 — защита при длительном погружении в воду (при условиях, установленных изготовителем).

Если степень защиты выводов трансформатора (или реактора) меньше, чем степень защиты самого трансформатора, то ее указывают отдельно на табличке с паспортными данными после степени защиты трансформатора. Кроме того, степень защиты электротехнических комплектующих устройств, которые устанавливаются на трансформатор, должна быть не менее степени защиты самого трансформатора.

Отдельно нормируется степень защиты оборудования, расположенного во взрывоопасных и пожароопасных зонах. Классификация этих зон приведена в приложении 7, в котором указан также необходимый уровень защиты электротехнического оборудования.

Взрыво- и пожаробезопасное оборудование имеет ряд специфических конструктивных отличий от оборудования общепромышленного применения и в данном учебнике не рассматривается.

Способ охлаждения электрических машин в соответствии с ГОСТ 20459—87 обозначается латинскими буквами IC и последующей группы знаков из одной буквы и двух цифр. Латинская буква обозначает вид хладагента, используемого для охлаждения: А (или отсутствие буквы) — воздух, N — азот, H — водород, C — углекислый газ, F — фреон, W — вода, V — трансформаторное масло, Kг — керосин.

Первая цифра обозначает устройство цепи для циркуляции хладагента (от 0 до 9). Например, цифра 0 означает свободную циркуляцию хладагента между машиной и окружающей средой, 4 — первичный хладагент циркулирует по замкнутому контуру внутри машины и отдает тепло через поверхность корпуса вторичному

хладагенту (окружающей среде), 7 — первичный хладагент циркулирует по замкнутому контуру и отдает тепло вторичному хладагенту, не являющемуся окружающей средой, в охладителе, встроенном в электрическую машину.

Вторая цифра определяет способ перемещения хладагента (от 0 до 9). Например, цифра 0 означает свободную конвекцию хладагента за счет разницы температур при незначительном вентилирующем действии ротора, 1 — самовентилиция за счет вентилирующего действия ротора, 5 — вентиляция при помощи встроенного вентилятора, имеющего независимое от охлаждаемой машины питание, 8 — движение хладагента осуществляется за счет относительного движения машины через хладагент.

Способ охлаждения силовых трансформаторов имеет в соответствии с ГОСТ 11677—85 буквенное обозначение и зависит от вида изолирующей и охлаждающей среды. Различаются масляные и сухие (воздушные) трансформаторы, трансформаторы, заполненные жидким негорючим диэлектриком, трансформаторы с литой и с элегазовой изоляцией.

Сухие трансформаторы имеют 4 условных обозначения системы охлаждения: С — естественное воздушное при открытом исполнении, СЗ — то же при защищенном исполнении, СГ — то же при герметичном исполнении, СД — воздушное с принудительной циркуляцией воздуха.

Масляные трансформаторы имеют 8 различных систем охлаждения: М — с естественной циркуляцией масла и воздуха; Д — с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха; МЦ — с естественной циркуляцией воздуха и с принудительной циркуляцией масла с ненаправленным потоком масла; НМЦ — то же, что МЦ, но с направленным потоком масла; ДЦ — с принудительной циркуляцией воздуха и масла (с ненаправленным потоком); НДЦ — то же, что ДЦ, но с направленным потоком масла; Ц — с принудительной циркуляцией воды и масла (с ненаправленным потоком); НЦ — то же, что Ц, но с направленным потоком масла.

Трансформаторы с жидким негорючим диэлектриком имеют три системы охлаждения: Н — естественное охлаждение; НД — то же, что Н, но с принудительной циркуляцией воздуха; ННД — с принудительной циркуляцией воздуха и направленным потоком жидкого диэлектрика.

Конструктивное исполнение электрических машин по способу монтажа определено ГОСТ 2479—79*. Условное обозначение этого исполнения состоит из латинских букв IM и четырех цифр (от 1 до 9 — первая цифра и от 0 до 9 — остальные). Первая цифра обозначает конструктивное исполнение машины. Например, 1 — машина на лапах с подшипниковыми щитами, 3 — машина без лап с подшипниковыми щитами, 5 — машина без подшипнико-

вых щитов, 7 — машина на лапах со стоячковыми подшипниками, 8 — машины с вертикальным валом.

Вторая и третья цифры обозначают способ монтажа. Например, 00 — машина устанавливается выходным концом вала горизонтально влево, 03 — машина устанавливается выходным концом вала вертикально вверх, 07 — машина устанавливается выходным концом вала горизонтально вправо.

Четвертая цифра обозначает условное обозначение исполнения выходного конца вала. Например, 0 — машина не имеет выходного конца вала, 1 — имеет один цилиндрический конец вала, 2 — имеет два цилиндрических конца вала, 3 — имеет один конический конец вала, 5 — имеет один фланцевый конец вала.

8.3. Виды технического обслуживания

Обслуживание электрического оборудования во время эксплуатации включает в себя регулярные осмотры электрических машин и трансформаторов и технические мероприятия в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя, проводимые по специальному графику и программе. В состав ТО входят также ремонты, различающиеся по своему объему. Поскольку ТО за исключением внешних осмотров проводится на неработающем оборудовании при снятом напряжении, то графики проведения ТО должны быть согласованы с графиками работы основного технологического оборудования.

Электрическое и электромеханическое оборудование по своему функциональному назначению делится на основное и вспомогательное.

К основному относится оборудование, без которого невозможно проведение нормального технологического процесса по выпуску продукции. К вспомогательному относится оборудование, служащее для улучшения условий труда и повышения его производительности, а также для соблюдения экологических или иных нормативов производства. Его отказ не приводит к перерывам в основном технологическом процессе.

Основная цель ТО, как указывалось ранее, заключается в обеспечении надежной работы, исключающей поломки и отказы оборудования. Однако аварии могут происходить не только из-за плохой эксплуатации, но и по причине нарушения стандартов качества электрической энергии, установленных ГОСТ 13109—97. Аварии и отказы приводят к материальному и экономическому ущербу на производстве. Поэтому выявление причин отказов и аварий также является задачей эксплуатации. Для этого необходимо проводить мониторинг качества электроэнергии, чтобы энергопоставляющие компании несли свою долю ответственности за нарушение условий договора энергоснабжения.

Поскольку стоимость ТО входит в себестоимость готовой продукции, то вопрос о необходимом объеме ТО в настоящее время является в большинстве случаев чисто экономическим. Существует три вида ТО:

первый — практически без обслуживания (по принципу «не трогай, пока не сломается»);

второй — плано-предупредительная система обслуживания и ремонта (ППР);

третий — обслуживание с ремонтом по мере необходимости.

Первый вид ТО характерен для вспомогательного электрооборудования — освещения, вентиляции и электронагревательных устройств. Стоимость такого оборудования, как правило, невелика, что позволяет иметь на предприятии его необходимый резерв и проводить в случае необходимости быструю замену.

Второй вид ТО является основным и применяется для основного и большей части вспомогательного оборудования. ППР предусматривает плановые (по графику) осмотры и ремонт электрического и электромеханического оборудования. При этом контроль за текущей нагрузкой, качеством электроэнергии и другими режимными параметрами не предусматривается. Функции контроля за отклонением режимных параметров от расчетных возлагаются на системы защиты оборудования.

Основным недостатком системы ППР является возможность отправки в ремонт исправного оборудования, поскольку оценка его износа осуществляется косвенным путем по количественным показателям. Так, для коммутационных аппаратов критерием износа служит количество отключений (включений) без учета токов отключения, которые и определяют их износ. Для электрических машин и трансформаторов основным критерием является время работы без учета реальной нагрузки и т. д. А поскольку стоимость ТО входит в себестоимость продукции, то стремление к уменьшению издержек производства приводит к стремлению уменьшить стоимость ТО за счет рационализации ремонта.

В этой связи в начале 90-х годов прошлого столетия в мировую практику начал внедряться *третий вид ТО*, который обеспечивает необходимый уровень надежности работы оборудования при минимальной стоимости обслуживания. Применение этого вида ТО требует контроля режимов работы оборудования и условий окружающей среды. Контроль осуществляется с помощью датчиков, связанных с информационно-измерительной системой предприятия или с системой диагностики работы оборудования. Эти системы с помощью математических моделей надежности обрабатывают полученную информацию и выдают данные по уровню надежности и необходимости ремонта оборудования.

К достоинствам этого вида ТО относится выведение из эксплуатации только того оборудования, ремонт которого объектив-

но необходим. В первую очередь этот вид ТО распространяется на наиболее ответственное и дорогостоящее оборудование.

В дальнейшем будет рассматриваться система ППР как наиболее распространенная в настоящее время.

8.4. Классификация помещений с электроустановками

Под электрическими установками понимается совокупность электрических машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования, предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи и распределения электрической энергии, а также для преобразования ее в другой вид энергии. Иными словами все электрические машины и трансформаторы подпадают под определение «электрические установки» и к ним применяются соответствующие нормы и правила, оговоренные в Правилах устройства электроустановок (ПУЭ).

По условиям электробезопасности электрические установки разделяются по уровню рабочего напряжения на установки с напряжением до 1 кВ и установки с напряжением свыше 1 кВ. По месту размещения электрические установки могут быть открытыми (или наружными) и закрытыми (или внутренними). В первом случае электрические установки не защищены от атмосферных воздействий, во втором — защищены. Установки, защищенные сетками или навесами, относятся к открытым.

По степени опасности поражения людей электрическим током помещения с электрическими установками разделяются на три группы. К первой относятся помещения с повышенной опасностью, в которых имеется одно или несколько условий, создающих повышенную опасность: наличие сырости или токопроводящей пыли (относительная влажность воздуха длительно превышает 75 %, а пыль может оседать на проводах и попадать внутрь машин и аппаратов); наличие токопроводящих полов (металлические, земляные, кирпичные и т. п.); наличие высокой температуры (температура постоянно превышает 35 °С); возможность прикосновения человека к имеющим соединения с землей металлическим конструкциям зданий и технологическим механизмам с одной стороны и к металлическим корпусам электрических установок — с другой.

Ко второй группе относятся особоопасные помещения, в которых имеется: особая сырость (относительная влажность воздуха близка к 100 %, потолок, пол и стены покрыты влагой); химически активная или агрессивная среда (длительно содержатся агрессивные пары, газы и жидкости, разрушающие изоляцию и токоведущие части электрических установок); два или более условий повышенной опасности.

К третьей группе относятся помещения без повышенной опасности (отсутствуют условия повышенной или особой опасности).

Территории, на которых размещаются наружные электрические установки, по условиям электробезопасности соответствуют особо опасным помещениям.

Помещения, предназначенные для монтажа и эксплуатации электрического и электромеханического оборудования, должны удовлетворять следующим требованиям. Расстояние между элементами здания и перемещаемыми к месту монтажа электрическими установками должно быть не менее 0,3 м по вертикали и не менее 0,5 м по горизонтали, ширина проходов между электрическими установками и элементами здания — не менее 1 м. Для оборудования с напряжением до 1 кВ ширина прохода между машинами и щитами управления должна быть не менее 2 м, а при открытых дверцах щита — не менее 0,6 м.

В помещениях с электрическими установками должны быть предусмотрены площади для ремонта и монтажа оборудования, а также необходимые для этого грузоподъемные механизмы. Монтаж электрического и электромеханического оборудования должен проводиться так, чтобы при его работе шум и вибрации не превышали допустимых пределов.

8.5. Критерии выбора электрических двигателей и трансформаторов

При эксплуатации электрических машин и трансформаторов достижение запланированных технико-экономических показателей связано с правильностью их выбора.

Процедура выбора электродвигателей состоит в удовлетворении ряда требований потребителя и сводится к персбору возможных вариантов, в том числе: по роду тока, условиям пуска, конструктивному исполнению, уровню вибрации и шума, мощности и режиму работы.

Выбор по роду тока. Двигатели постоянного тока применяются лишь в тех случаях, когда двигатели переменного тока не обеспечивают требуемых характеристик механизма, либо не экономичны. Для механизмов с продолжительным режимом работы, с редкими включениями и малыми нагрузками при пуске наиболее целесообразен синхронный двигатель, обеспечивающий высокие энергетические показатели в процессе эксплуатации для всей электроустановки в целом. Напряжение двигателя должно соответствовать номинальному напряжению сети.

Двигатели должны обеспечивать номинальную мощность при заданном диапазоне отклонения напряжения от номинального. Знание этого диапазона (оговорено в стандартах и технических условиях на соответствующие типы двигателей) особенно необходимо при выборе двигателей, работающих в автономных сетях,

где мощность нагрузки соизмерима с мощностью сети, что может приводить к существенным колебаниям напряжения.

Выбор по условиям пуска. В зависимости от условий пуска возможно применение двигателей либо основного исполнения, либо его модификаций. Например, основное исполнение асинхронных двигателей серии 4А — двигатели 4А, 4АН с короткозамкнутой обмоткой ротора — применяют при легких условиях пуска (небольшой момент инерции механизма и момент сопротивления) и при небольшом количестве пусков (не более двух в час). При тяжелых условиях пуска следует применять модификацию двигателей с повышенным пусковым моментом типа 4АР, для частых пусков и реверсов при большом моменте инерции механизма предназначена модификация с повышенным скольжением типа 4АС. Для двух последних случаев могут применяться и двигатели с фазовым ротором типа 4АК и 4АКН.

Выбор по конструктивному исполнению. Возможные характеристики окружающей среды в части ее воздействия на электрические машины и трансформаторы, а также категории размещения были изложены в подразд. 8.2. Эти данные приводятся в паспорте устройства и на его табличке.

Электрические машины, устанавливаемые в помещениях, имеют исполнение IP00 или IP20, при установке на открытом воздухе — не менее IP44, при установке в сырых или особо сырых местах — не менее IP43 и соответствующую изоляцию.

Особое внимание следует обращать на выбор электрических машин для установок, расположенных во взрывоопасных и пожароопасных зонах. В пожароопасных зонах любого класса могут применяться электрические машины с напряжением до 10 кВ при условии, что их оболочки имеют степень защиты не менее IP44. Для взрывоопасных зон также могут применяться электрические машины с напряжением до 10 кВ, если уровень их защиты не менее указанного в приложении 7.

Выбор способа охлаждения зависит в основном от категории размещения, условий окружающей среды и класса нагревостойкости (температурного индекса) изоляции машины.

При выборе двигателя необходимо, чтобы его рабочее положение (горизонтальное, вертикальное, наклонное), способ крепления (к фундаменту, к производственному механизму и др.), исполнение выходного конца вала и их количество соответствовали одному из нормированных исполнений (см. подразд. 8.2).

Выбор по уровню вибрации и шума. Электрические машины разбиты на пять классов по уровню шума и на семь — по уровню вибрации. На предельные уровни вибрации и шума накладываются ограничения режимы работы производственных механизмов и условия труда работающих на них людей. Так, повышенный уровень вибрации снижает класс точности станочного оборудования, а

повышенный уровень шума приводит к снижению производительности труда работающих.

Выбор по мощности и режиму работы. Если двигатель работает в ненормальных режимах, это приводит, как правило, к ухудшению его энергетических показателей, т. е. к повышенному потреблению электрической энергии при одинаковой полезной работе. Опасной для двигателя является перегрузка, так как при этом температура его частей может превысить допустимую, что приведет к его преждевременному выходу из строя. Поэтому одним из основных критериев выбора двигателя по мощности является температура (превышение температуры) обмоток.

Судить о температуре отдельных частей двигателя при известном характере процесса их нагрева позволяет его график нагрузки, по которому определяются отдельные потери. Такой подход позволяет так выбрать двигатель, чтобы максимальная температура обмоток не превышала длительно допустимую. Это условие является одним из основных для обеспечения надежной работы двигателя в течение всего срока эксплуатации. Вторым условием выбора является обеспечение устойчивой работы двигателя в периоды максимальной нагрузки или аварийного снижения напряжения.

Для правильного выбора двигателя необходимо предварительно знать точную зависимость нагрузки от времени, на базе которой можно рассчитать потери в его отдельных частях. В результате последующего теплового расчета по методикам, изложенным в книгах по проектированию электрических машин, рассчитывается максимальная температура. Если $\theta_{\max} \leq \theta_{\text{доп}}$, то первое условие выполнено и двигатель проверяется по второму условию $M_{\text{нг. max}} < M_{\text{дв. max}}$. В случае, если оба условия выполняются с запасом, следует проверить возможность выбора двигателя меньшей мощности.

В соответствии с ГОСТ 183—74* установлено восемь номинальных режимов работы двигателей S1 ... S8. Данные о расчетном номинальном режиме работы имеются на табличке и в паспорте двигателя. При необходимости использования двигателя на другой расчетный режим работы следует провести проверку выбора по мощности в последовательности, изложенной ранее. Подробно методика выбора двигателей по мощности рассматривается в курсе электропривода и в соответствующих учебниках и справочниках.

Выбор числа и мощности трансформаторов. Число силовых повышающих трансформаторов, устанавливаемых на электростанции, определяется числом генераторов: в соответствии с нормами технологического проектирования генераторы мощностью 200 МВт и выше присоединяются к распределительному устройству высшего напряжения по блочной схеме — каждый через свой трансформатор и выключатель. При менее мощных генераторах применяются укрупненные блоки с присоединением двух генераторов к одному трансформатору.

На электростанциях небольшой мощности и ТЭЦ применяют схемы с распределительными устройствами генераторного напряжения, когда число трансформаторов может быть значительно меньше числа генераторов. При наличии на электростанции более двух распределительных устройств необходимо иметь также трансформаторы связи, что приводит к увеличению общего числа трансформаторов. Кроме того, на крупных электростанциях устанавливают мощные трансформаторы собственных нужд.

Мощность повышающих трансформаторов на электростанции должна обеспечивать выдачу в сеть энергосистемы всей активной и реактивной мощности генератора за вычетом нагрузки собственных нужд. Подстанции напряжением 35 кВ и выше выполняются по соображениям надежности с двумя трансформаторами.

На подстанции мощность трансформаторов выбирается из условия, чтобы при отключении наиболее мощных из них оставшиеся в работе трансформаторы обеспечивали питание нагрузки с учетом допустимых перегрузок. На электростанциях и подстанциях напряжением до 500 кВ устанавливаются трехфазные трансформаторы. Только при отсутствии трехфазных трансформаторов необходимой мощности (либо при транспортных ограничениях) применяются группы однофазных трансформаторов или спаренные трехфазные трансформаторы половинной мощности.

Контрольные вопросы

1. Каковы основные содержание и задачи эксплуатации электрических машин?
2. Какие условия создаются для хранения электрических машин и в чем заключаются их отличия?
3. Как изменяется допустимый уровень масла в трансформаторе и чем он определяется?
4. Какие параметры трансформатора контролируются перед началом хранения и монтажом?
5. Чем характеризуется опасность для человека в помещениях с электрическими установками? Какова классификация этих помещений?
6. Каковы критерии выбора электрических двигателей?
7. Как по марке электрической машины или трансформатора можно определить их климатическое исполнение? Машины каких климатических исполнений можно эксплуатировать во всех макроклиматических районах?
8. Каковы условия правильного выбора электрических двигателей по мощности?
9. Как правильно выбрать количество параллельно работающих трансформаторов и их мощность?

МОНТАЖ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И ТРАНСФОРМАТОРОВ

Монтаж электрических машин, электроприводов, трансформаторов и трансформаторных подстанций выполняется в соответствии с требованиями Строительных норм и правил (СНиП), Правилами устройства электроустановок (ПУЭ), Правилами эксплуатации электроустановок потребителей (ПЭЭП) и монтажными инструкциями заводов-изготовителей. Перед монтажом следует убедиться в соответствии исполнения оборудования (см. подразд. 8.2) условиям его эксплуатации.

Перед началом монтажа следует иметь ясное представление о монтируемом оборудовании, об объемах, характере и условиях монтажа. Необходимо подробно ознакомиться с проектом оборудования, техническими данными машин и аппаратов (по каталогу или с натуры), с чертежами и нормами завода-изготовителя и с требованиями заказчика.

9.1. Организация электромонтажных работ

Способы монтажа чрезвычайно разнообразны ввиду очень большого диапазона мощностей, конструктивных решений, типов и форм исполнения оборудования. Кроме того, поскольку монтаж обычно производится у потребителя, а не в сборочных цехах завода, то организация и приемы монтажа отличаются своей спецификой. В частности, это проявляется в том, что работы по монтажу стремятся выполнять наиболее простыми средствами.

В России, как и в других индустриально развитых странах, действуют специализированные организации по производству электромонтажных работ, работающие в основном по договорам подряда с заказчиком. Эти монтажные организации обычно построены по территориальному признаку, занимаются как монтажными и пусконаладочными работами, так и разработкой отдельных научно-технических проектов, изготовлением изделий и конструкций, не выпускаемых промышленностью серийно. На крупных промышленных предприятиях, особенно в периоды реконструкции производства, часто создаются собственные электромонтажные цехи или участки.

Организация электромонтажных работ включает инженерную подготовку, в ходе которой разрабатывают:

технический проект на базе изучения проектно-сметной документации электрической части соответствующего энергетического объекта;

экономическое обоснование;
проект организации работ;
проект производства работ;
необходимые чертежи, монтажные схемы и технологические карты на проведение работ;
сетевые графики на проведение монтажных и пусконаладочных работ.

Инженерную подготовку производства выполняют специальные группы подготовки производства или инженерно-технические работники — производители работ (прорабы) и мастера, на которых возложено руководство монтажными работами. На группу подготовки производства возлагаются также функции получения, проверки, обработки, учета и хранения проектно-сметной документации по всем объектам монтажа. В случае необходимости группа проводит корректировку проекта в целях максимального повышения уровня индустриализации монтажных работ, а также возможной замены нестандартных конструкций на типовые.

Основным техническим документом при производстве электромонтажных работ является утвержденный проект электроустановки, в строгом соответствии с которым должны производиться все электромонтажные работы. Какие-либо изменения в проект могут быть внесены только по согласованию с проектной организацией — автором проекта. К главным документам, требования которых подлежат безусловному выполнению при производстве работ, относятся действующие ПУЭ и СНиПы, на основе которых разрабатываются планы производства работ, монтажные инструкции, технологические карты, а также заводские инструкции на поставляемое оборудование и материалы. Выполнение электромонтажных работ на объектах без плана производства работ не допускается.

В электропромышленности для монтажа оборудования разработаны типовые технологические карты, которые способствуют внедрению единых форм ведомостей, графиков и таблиц. Всю проектную техническую документацию анализирует заказчик, который перед передачей ее монтажной организации для производства работ обязан поставить на ней подпись и штамп «Разрешается к производству работ».

Любые виды электромонтажных работ выполняются в два этапа. На первом этапе осуществляют заготовительные работы в мастерских и подготовительные работы непосредственно на объектах. На втором — электромонтажные работы на объекте.

Помещения, предназначенные для монтажа электрооборудования, должны отвечать следующим общим требованиям: они должны быть сухими, светлыми, прохладными, чистыми, свободными от пыли и паров, допускать возможность легко вносить

оборудование при монтаже и выносить его при демонтаже, обеспечивать возможность монтажа аппаратуры без снятия и повреждения другого оборудования, находящегося в этом же помещении, и доступ персонала для обслуживания и эксплуатации.

К началу монтажа электрических машин и трансформаторов помещение, включая фундамент и отделку, должно быть закончено, так как цементная пыль вредна для оборудования (она разъедает изоляцию обмоток, засоряет подшипники, загрязняет провода, шины, контакты и вводы). Если нет возможности отложить монтаж электрооборудования до окончания строительных работ, то монтируемые или уже установленные устройства должны быть отгорожены стенкой или же надежно укрыты.

Важное значение в сокращении сроков монтажа электрических машин играют его механизация и индустриализация. При комплексной механизации все основные работы по монтажу электрических машин выполняются механизированными инструментами и машинами. С ростом механизации уменьшается время и стоимость монтажа.

Под индустриализацией понимается совокупность мероприятий, направленных на сокращение сроков, повышение производительности труда и улучшение качества работ за счет выполнения части электромонтажных работ вне электромашинных помещений — на заводах и монтажных участках. Уровень индустриализации характеризуется отношением объема работ, выполненных индустриальными методами, ко всему объему работ. Применение индустриальных методов повышает сохранность оборудования, надежность и безопасность работы, уменьшает время ввода оборудования в эксплуатацию.

9.2. Проверка фундаментов под монтаж

Электрические машины и электроприводы малой мощности обычно устанавливаются на металлических рамах или на технологическом оборудовании (станках, конвейерах и др.), а средней и большой мощности — на бетонных или железобетонных фундаментах. Фундамент должен быть достаточно массивным, чтобы воспринимать статические и динамические нагрузки от работающего оборудования, не допуская сдвигов и вибраций при его работе. Строители должны нанести на фундаменты их главные (продольную и поперечную) оси и отметку верхней поверхности фундамента относительно нулевого репера.

Перед монтажом оборудования следует проверить готовые фундаменты на их соответствие проектной документации: правильность положения фундамента по отношению к отдельным элементам конструкции здания и другим фундаментам, а также точность размеров фундамента по основным осям.

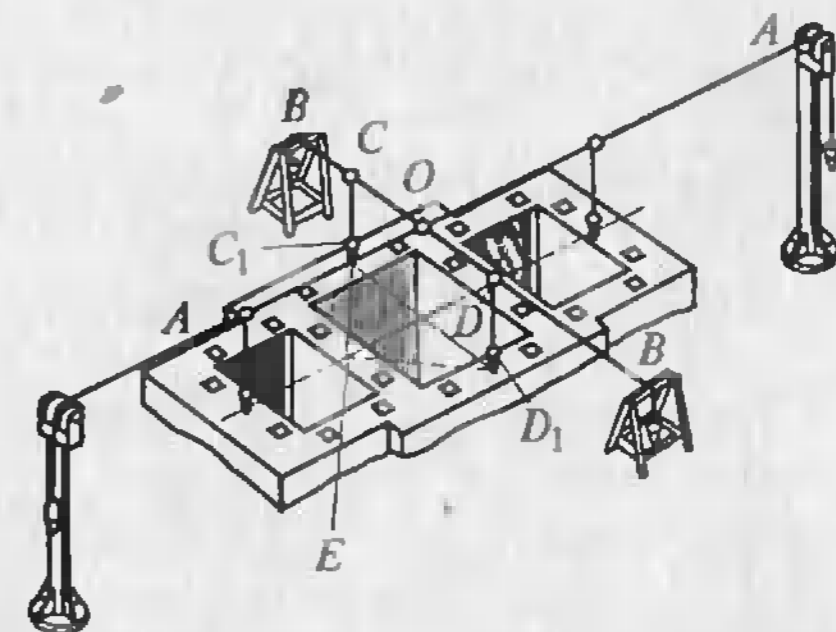


Рис. 9.1. Схема разметки главных осей фундамента:
AA — главная продольная ось; BB — главная поперечная ось

Затем приступают к разметке главных осей фундамента — продольной AA и поперечной BB (рис. 9.1). Для этого используются оседержатели (рис. 9.2), состоящие из стойки 1, закрепленной на ней скобы 3, в которой на оси крепится несущий ролик 5. Через ролик перебрасывается стальная струна 6 с грузом 2, по которой можно перемещать нить 7 с отвесом 8. После разметки главных осей их наносят на сам фундамент, используя для отметок нити с отвесами.

По нанесенным на фундамент осям проверяют размеры колодцев под фундаментные болты (рис. 9.3), а также правильность их выполнения и расположения по отношению к главным осям. Правильное и неправильное выполнение колодцев показано на

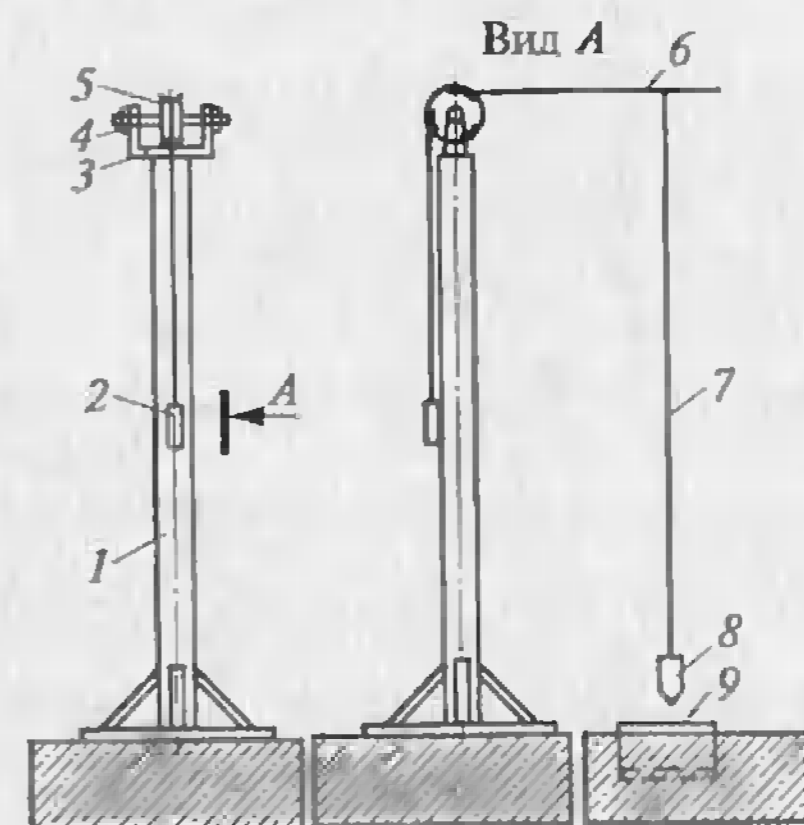


Рис. 9.2. Оседержатель:

1 — стойка; 2 — груз; 3 — скоба; 4 — гайка; 5 — несущий ролик; 6 — стальная струна; 7 — нить; 8 — отвес; 9 — осевая плашка

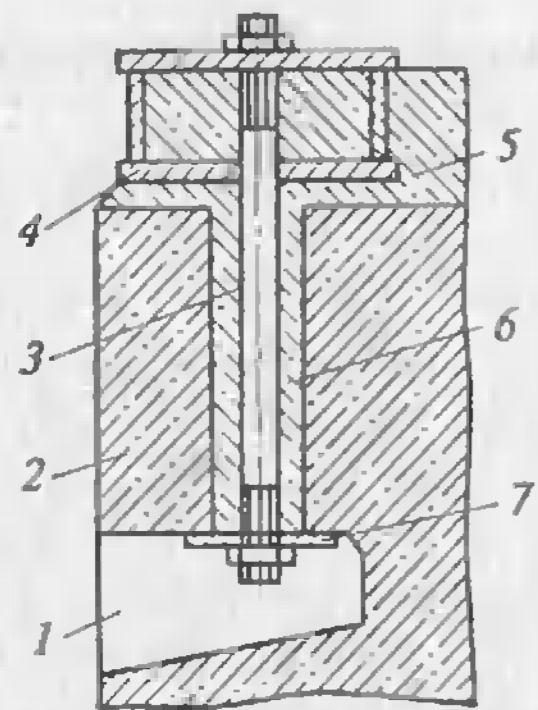


Рис. 9.3. Колодец в фундаменте для установки фундаментных болтов: 1 — ниша; 2 — фундамент; 3 — фундаментный болт; 4 — фундаментная плита; 5 — цементная подливка; 6 — колодец; 7 — анкерная плитка

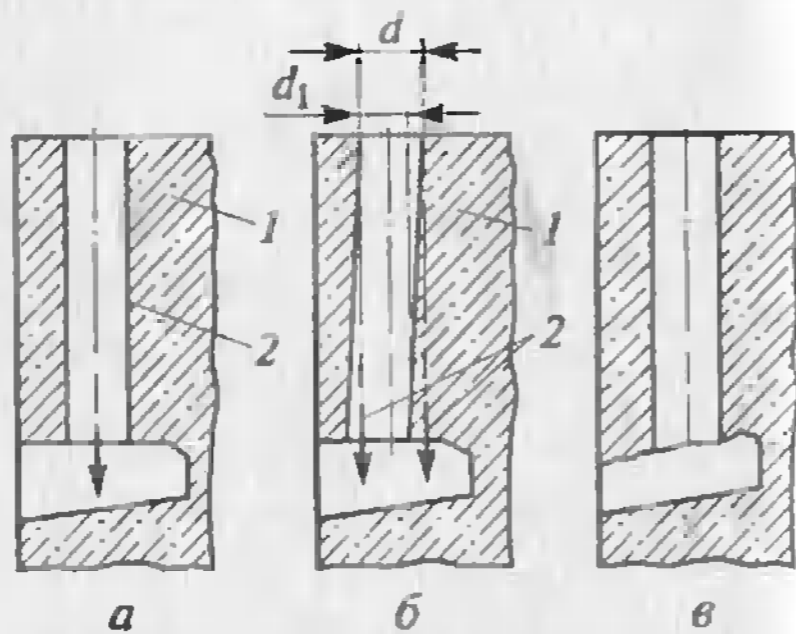


Рис. 9.4. Колодцы под фундаментные болты: а — правильное выполнение; б и в — неправильное выполнение; 1 — фундамент; 2 — отвесы

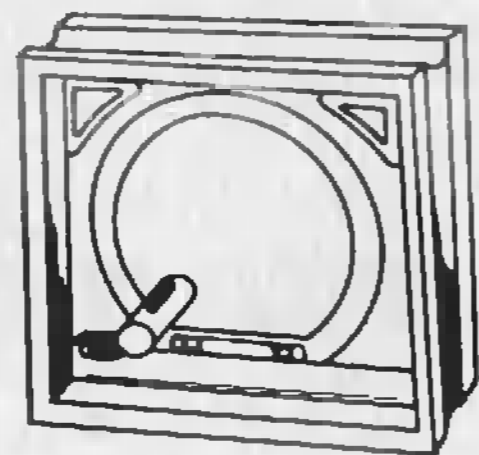


Рис. 9.6. Рамный прецизионный уровень

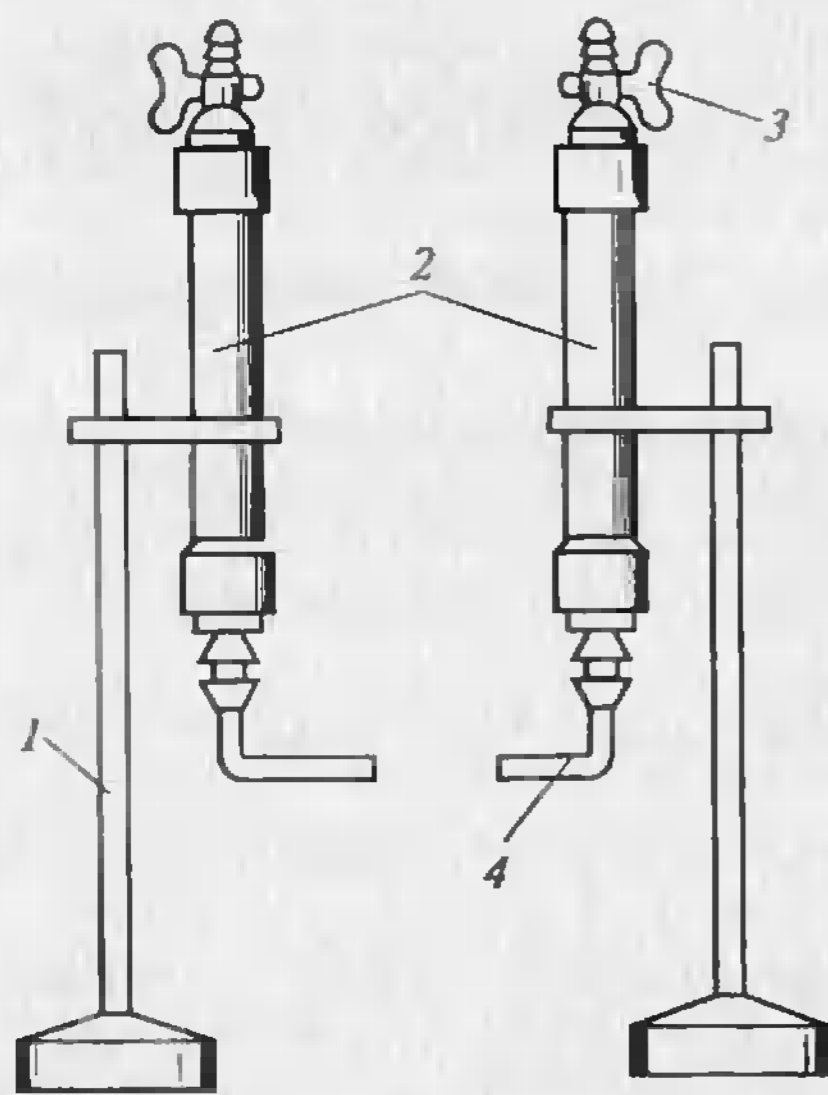


Рис. 9.5. Гидростатический уровень: 1 — подставки; 2 — стеклянные трубки (колонки); 3 — краник; 4 — соединительная резиновая трубка

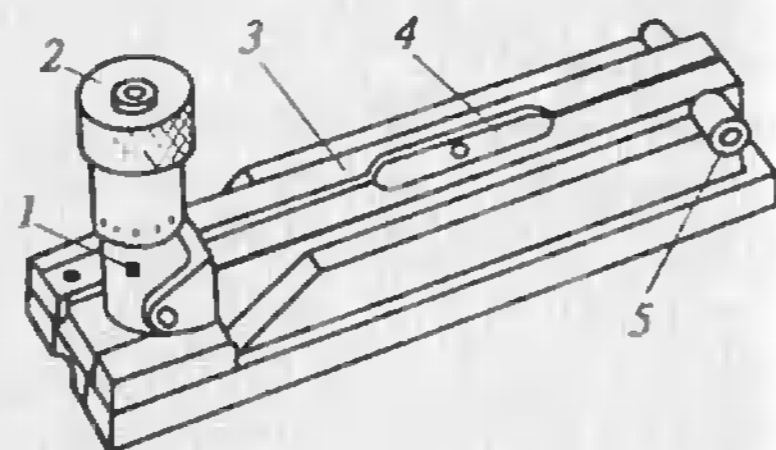


Рис. 9.7. Уровень с микрометрическим винтом: 1 — стойка; 2 — микрометрический винт; 3 — трубка; 4 — ампула; 5 — винт

рис. 9.4. Далее проверке подлежит горизонтальность фундаментов (их верхняя плоскость) и их высота.

Горизонтальность фундаментов определяется с помощью уровня или нивелира. На практике используют гидростатический уровень (рис. 9.5), рамный прецизионный уровень (рис. 9.6), а также уровень с микрометрическим винтом (рис. 9.7). При больших размерах фундаментов целесообразно применять гидростатический уровень и нивелиры, при малых — рамный прецизионный уровень. Уровень с микрометрическим винтом используется обычно для выверки линии валов и их уклонов.

9.3. Сушка обмоток электрических машин и трансформаторов

Методы сушки. Решение о необходимости сушки обмоток электрических машин принимается, если сопротивление изоляции меньше минимально допустимого. Для крупных электрических машин (мощностью 5 МВт и более) сопротивление изоляции можно рассчитать по формуле

$$R_{из} \geq \frac{k_{п} U_{н}}{1000 + 0,01 S_{н}}, \quad (9.1)$$

где $U_{н}$ — номинальное напряжение электрической машины, В; $S_{н}$ — ее номинальная мощность, кВ·А (кВт); $k_{п}$ — поправочный коэффициент, учитывающий зависимость сопротивления изоляции от ее температуры:

Температура изоляции обмоток, °С	75	70	60	50	40	30	20	10
$k_{п}$	1,0	1,2	1,7	2,4	3,4	4,7	6,7	9,4

В соответствии с ПЭЭП при температуре изоляции, равной температуре окружающей среды, сопротивление изоляции обмоток низковольтных ($U_{н} < 1000$ В) двигателей переменного тока должно быть не менее 1,0 МОм, а двигателей постоянного тока — не менее 0,5 МОм. Измерение сопротивления изоляции крупных электрических машин должно производиться при температуре не ниже 10 °С.

При измерении сопротивления изоляции электрических аппаратов, машин и трансформаторов малой и средней мощности поляризация диэлектрика происходит быстро (несколько секунд), поэтому также быстро устанавливаются показания мегомметра. Для устройств большой мощности (свыше 400 кВт) поляризация может происходить в течение десятков минут, поэтому для характеристики изоляции используется коэффициент абсорбции $k_{аб}$, численно равный отношению сопротивлений изоляции через 60 и 15 с:

$$k_{аб} = R_{60} / R_{15}. \quad (9.2)$$

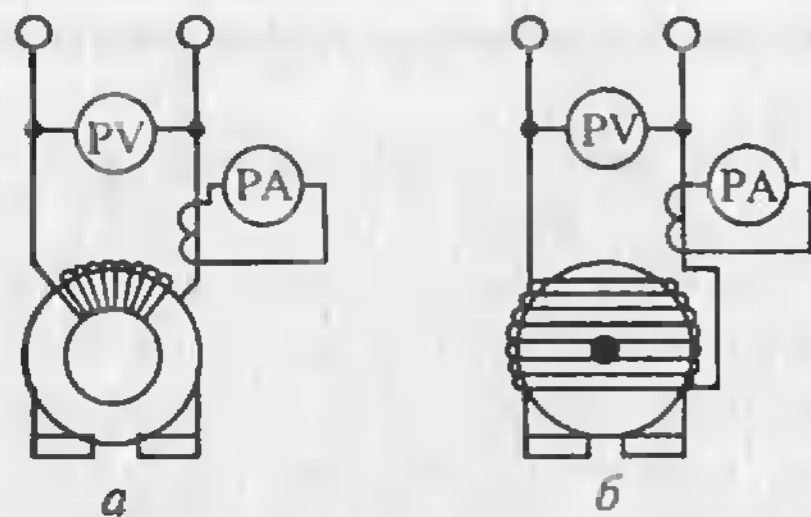


Рис. 9.8. Индукционная сушка электрических машин:

a — кольцевая обмотка вокруг статора;
б — кольцевая обмотка вокруг корпуса

Для сушки обмоток применяются следующие методы: индукционный, токовый и внешнего нагрева. В процессе сушки не должно происходить резкого изменения температуры изоляции и обмотки, иначе в изоляции возникают большие термомеханические напряжения, которые могут привести к ее повреждению. Поэтому режим нагрева выбирают таким образом, чтобы скорость нарастания температуры обмоток не превышала $5...7^\circ\text{C}$ в час.

При использовании *индукционного метода* сушки вокруг сердечника статора при вынутом роторе (вокруг сердечника вынутого ротора) или вокруг корпуса машины наматывается кольцевая

Чем больше коэффициент абсорбции, тем выше качество изоляции. Для хорошей изоляции при температуре $10...30^\circ\text{C}$, $k_{\text{аб}}$ должен быть не менее 1,3.

Обмотки роторов крупных электрических машин перед монтажом можно не сушить, если сопротивление изоляции при указанных температурах составляет не менее $0,5\text{ МОм}$ для генераторов и синхронных компенсаторов и не менее $0,2\text{ МОм}$ для двигателей.

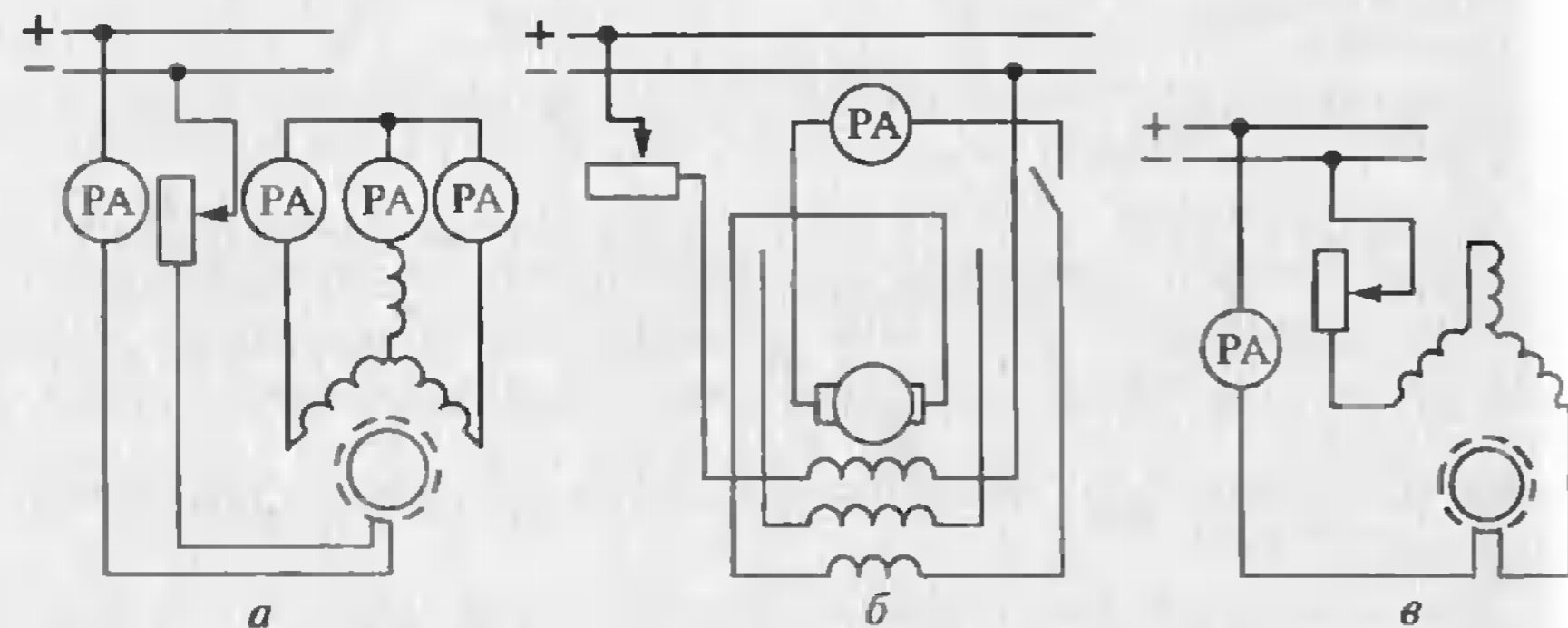


Рис. 9.9. Токовая сушка электрических машин:
a и *б* — нагрев обмоток током от постороннего источника;
в и *г* — нагрев обмоток токами короткого замыкания

намагничивающая обмотка, подключаемая к источнику переменного тока (рис. 9.8). Создаваемое с помощью этой обмотки переменное магнитное поле вызывает нагрев сердечника статора (ротора) или корпуса и, соответственно, нагрев обмоток, за счет которого и происходит их сушка.

При использовании *метода токовой сушки* по обмоткам пропускают постоянный или переменный ток от постороннего источника (рис. 9.9, *a* и *б*). В связи с резким ухудшением охлаждения электрической машины ограничивается величина тока — не более $40...60\%$ от его номинального значения. К разновидностям токовой сушки относится нагрев обмоток генераторов токами короткого замыкания, как показано на рис. 9.9, *в* и *г*. В этом случае ротор генератора вращают с номинальной скоростью от постороннего двигателя.

При использовании *метода внешнего нагрева* горячий сухой воздух направляется на металлические элементы конструкции (рис. 9.10, *a*), а не на обмотки, во избежание неравномерного нагрева последних. Для улучшения условий сушки у электрических машин защищенного исполнения снимают жалюзи.

Контроль параметров при сушке. При сушке обмоток контролируют их температуру. Она не должна превышать $90...95^\circ\text{C}$ для изоляции класса В, 120°C для изоляции класса F и 100°C для незапеченных обмоток класса В.

В ходе сушки через каждые $1...2$ ч измеряют сопротивление изоляции. Следует отметить, что в процессе нагрева сначала из-за распаривания изоляции ее сопротивление может даже уменьшаться, но затем все равно будет возрастать и установится на определенном уровне.

Сушку считают оконченной, когда сопротивление изоляции и коэффициент абсорбции остаются неизменными в течение нескольких часов при постоянной температуре обмоток. Для электрических машин мощностью до 400 кВт коэффициент абсорбции обычно не контролируют.

Для определения возможностей включения трансформаторов без сушки влажность их изоляции определяют по результатам измерений емкости изоляции с помощью приборов типа ПКВ (прибор контроля влажности). Степень увлажнения изоляции определяется по величине отношения емкости изоляции при частоте 2 Гц к емкости при частоте 50 Гц (C_2/C_{50}) и ее отклонению от некоторых нормируемых значений.

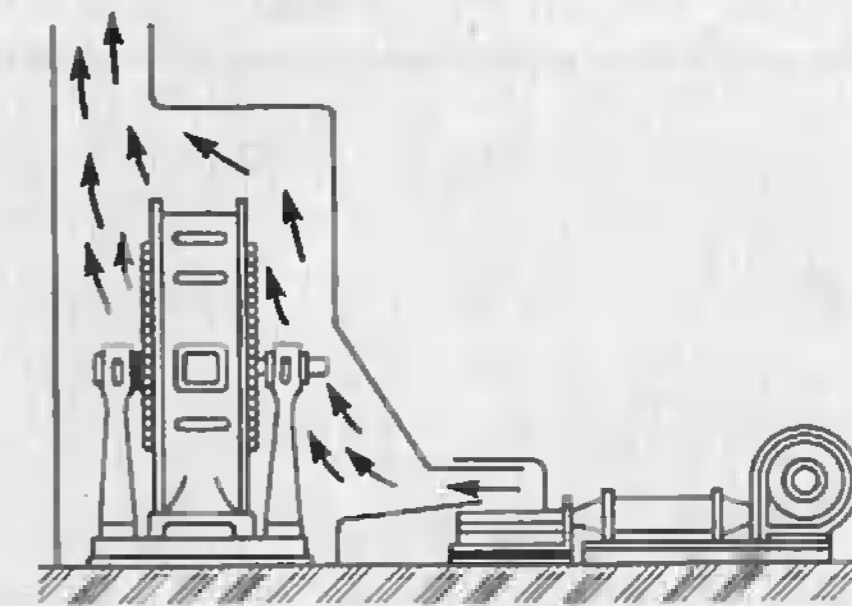


Рис. 9.10. Сушка методом внешнего нагрева

Емкость изоляции трансформаторов зависит также от времени, поэтому для определения степени увлажнения изоляции используют прибор типа ЕВ (емкость — время), принцип работы которого основан на однократном заряде и разряде емкости изоляции обмоток. Метод позволяет определить даже незначительное увлажнение. В этом случае оценка производится по величине прироста емкости ΔC за время разряда, равного 1 с, к величине геометрической емкости C (приводится заводом-изготовителем).

В трансформаторах большой мощности (от 80 МВ·А и выше) для количественной оценки увлажнения твердой изоляции на заводе закладывается ее макет (контрольные образцы). Он состоит из набора пластин электроизоляционного картона толщиной 0,5...3,0 мм, установленного на верхней ярмовой балке, и проходит вместе с трансформатором термовакуумную обработку. По содержанию влаги в макете судят о степени увлажнения изоляции, а по содержанию влаги в образцах различной толщины — о глубине ее проникновения в изоляцию трансформатора.

Допустимые значения изоляционных характеристик трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно в соответствии с ПЭЭП приведены в табл. 9.1.

Контрольная подсушка трансформатора осуществляется в следующих случаях:

наличии признаков увлажнения масла и (или) нарушения герметичности трансформатора;

превышении допустимого срока хранения трансформатора без масла или без доливки масла;

нахождении активной части трансформатора в разгерметизированном виде больше допустимого времени;

при незначительном ухудшении состояния изоляции, обнаруженном в результате ее испытаний.

Для контрольной подсушки высоковольтных (110...750 кВ) трансформаторов разработан метод низкотемпературной обра-

Таблица 9.1

Допустимые значения изоляционных характеристик трансформаторов

Температура обмотки, °С	R_{60} , МОм, не менее	$\operatorname{tg} \delta$, % не более	C_2/C_{50} , не более
10	450	1,8	1,2
20	300	2,5	1,3
30	200	3,5	1,4
40	130	5,0	1,5
50	90	7,0	1,6
60	60	10,0	1,7
70	40	14,0	1,8

ботки изоляции, основанный на интенсивном удалении паров воды из твердой изоляции при помощи низкотемпературной ловушки паров в условиях глубокого вакуума. Оптимальная интенсивность испарения достигается при температуре на поверхности ловушки $-70 \dots -80$ °С. Для достижения таких температур в качестве хладагента для ловушки используется смесь сухого азота с ацетоном. Ловушка подключается к трансформатору через патрубки для залива и слива масла. Для успешной сушки достаточно, чтобы температура изоляции была не ниже 20 °С, иначе необходим ее предварительный подогрев.

Контрольная подсушка изоляции в масле может проводиться путем нагрева обмоток постоянным током или токами короткого замыкания (первичная обмотка трансформатора соединяется с регулируемым источником переменного тока, а вторичная — замыкается накоротко). Возможна также сушка токами нулевой последовательности. В этом случае происходит нагрев бака и магнитопровода за счет потерь в них от потоков нулевой последовательности. Нагрев производится при температуре верхних слоев масла не выше 70...80 °С.

Сушка изоляции трансформатора без масла применяется в тех случаях, когда изоляция сильно увлажнена, на активной части трансформатора или на баке обнаружены следы воды, состояние изоляции существенно хуже показателей, приведенных в табл. 9.1. Этот способ сушки позволяет ускорить процесс восстановления параметров изоляции при сохранении качества масла и изоляции обмоток. Сушка может проводиться в сушильном шкафу, специальной камере или в собственном баке. Наиболее качественной является сушка под вакуумом в специальном сушильном шкафу, хотя она и требует больших капитальных затрат.

Одним из наиболее распространенных является индукционный метод сушки изоляции в собственном баке при слитом масле (рис. 9.11) при пониженном давлении. На боковой поверхности бака 5 размещается намагничивающая обмотка 2, соединенная с источником переменного тока. При протекании по обмотке переменного тока возникает переменный магнитный поток, вызывающий потери в стали бака и за счет этих потерь нагрев последнего.

В процессе сушки контролируются температура обмоток, характеристики изоляции и количество выделяющегося конденсата, который выводится из бака через вытяжную трубу 4. Сушка продолжается до прекращения выделения влаги в охлаждающей колонке, присоединенной к вытяжной трубе (на рис. 9.11 не показана), достижения нормированных значений параметров изоляции и сохранения их в течение 6...8 ч. При сушке сохраняется постоянная температура обмоток (в диапазоне 95...105 °С) и разрежение в баке (давление не более 665 Па).

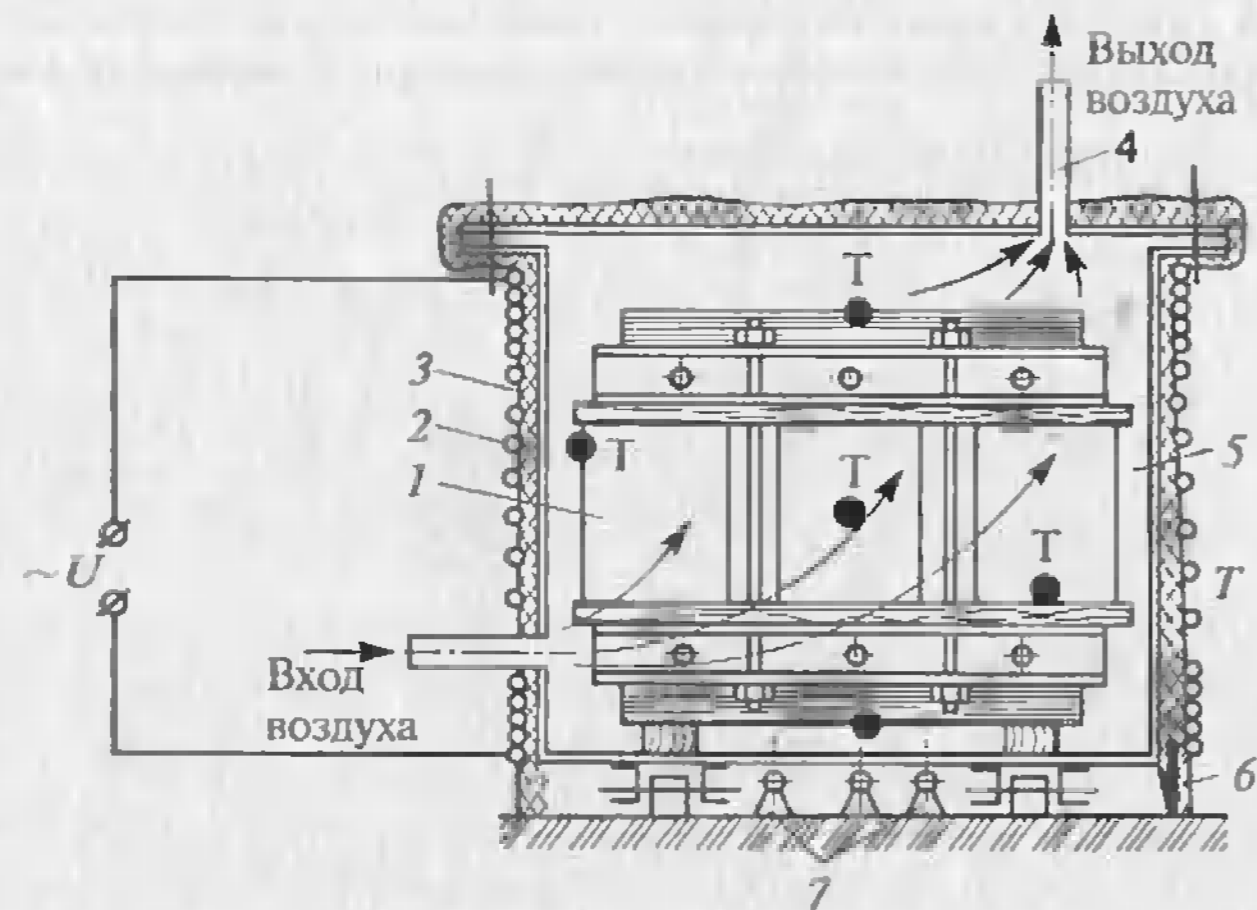


Рис. 9.11. Индукционная сушка трансформатора в собственном баке:
1 — активная часть трансформатора; 2 — намагничивающая обмотка из изолированного провода; 3 — асбест для утепления бака; 4 — вытяжная труба; 5 — бак; 6 — заземление бака; 7 — дополнительные электропечи

При сушке активной части трансформатора в специальной камере сухим воздухом при атмосферном давлении направленный поток воздуха создается с помощью воздуходувок, а его нагрев — с помощью электрических печей или теплообменников с паром. Струя горячего воздуха, как и при сушке электрических машин, не должна направляться непосредственно на обмотки.

9.4. Монтаж электрических машин

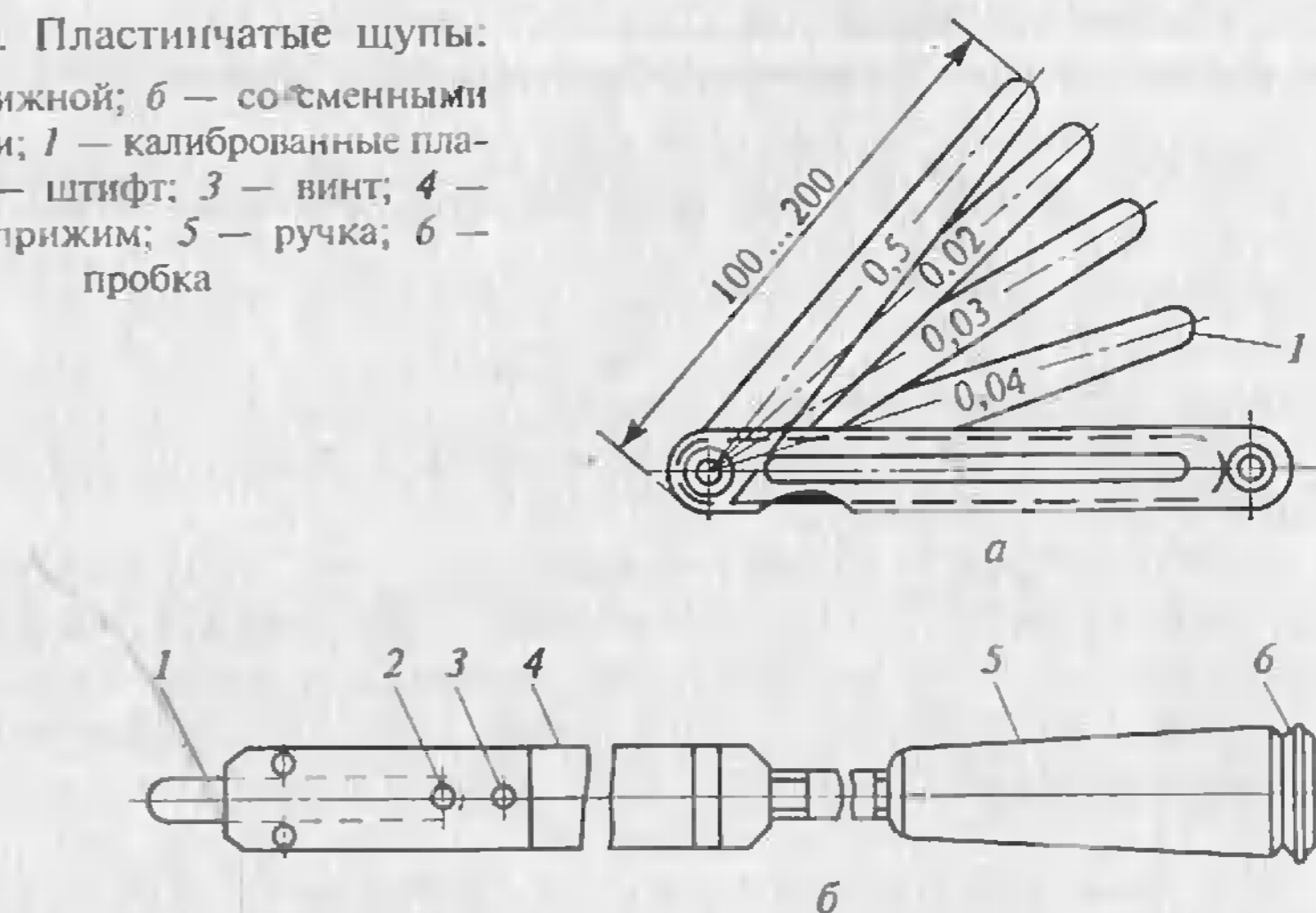
Подготовка к монтажу. Перед началом монтажа электрических машин, проверяют:

- соответствие машины ее проектной документации;
- комплектность машины и сохранность крепежных деталей;
- наличие возможных повреждений за время транспортировки и хранения (предварительный осмотр после расконсервации);
- состояние подшипников, коробки выводов, коллектора, контактных колец, щеточного механизма и др.;
- сопротивление изоляции обмоток, подшипников и щеточных траверс;
- зазоры в подшипниках скольжения и уплотнения валов;
- воздушный зазор между статором и ротором;
- отсутствие задевания ротора о статор (ротор должен свободно вращаться в подшипниках).

Выявленные в процессе осмотра неисправности следует устранить до начала монтажа. Если нет уверенности в том, что во время

Рис. 9.12. Пластинчатые шупы:

а — раздвижной; б — со сменными пластинами; 1 — калиброванные пластины; 2 — штифт; 3 — винт; 4 — накладка-прижим; 5 — ручка; 6 — пробка



хранения и транспортирования машина осталась неповрежденной, проводят ее полную разборку с ревизией отдельных узлов. При необходимости заменяют смазку в подшипниках и затягивают болтовые соединения.

Если сопротивление изоляции обмоток меньше минимально допустимого, проводят сушку обмоток (см. подразд. 9.3). Проверка воздушного зазора между статором и ротором, а также зазоров в подшипниках скольжения осуществляется с помощью пластинчатых (рис. 9.12) и клиновых (рис. 9.13) шупов. Проверка воздушного зазора возможна лишь для машин открытого и защищенного исполнения, поскольку она проводится без разборки машины. Ротор машины должен свободно вращаться в подшипниках при его повороте рукой (при мощности 10...15 кВт) или рычагом (для машин большей мощности).

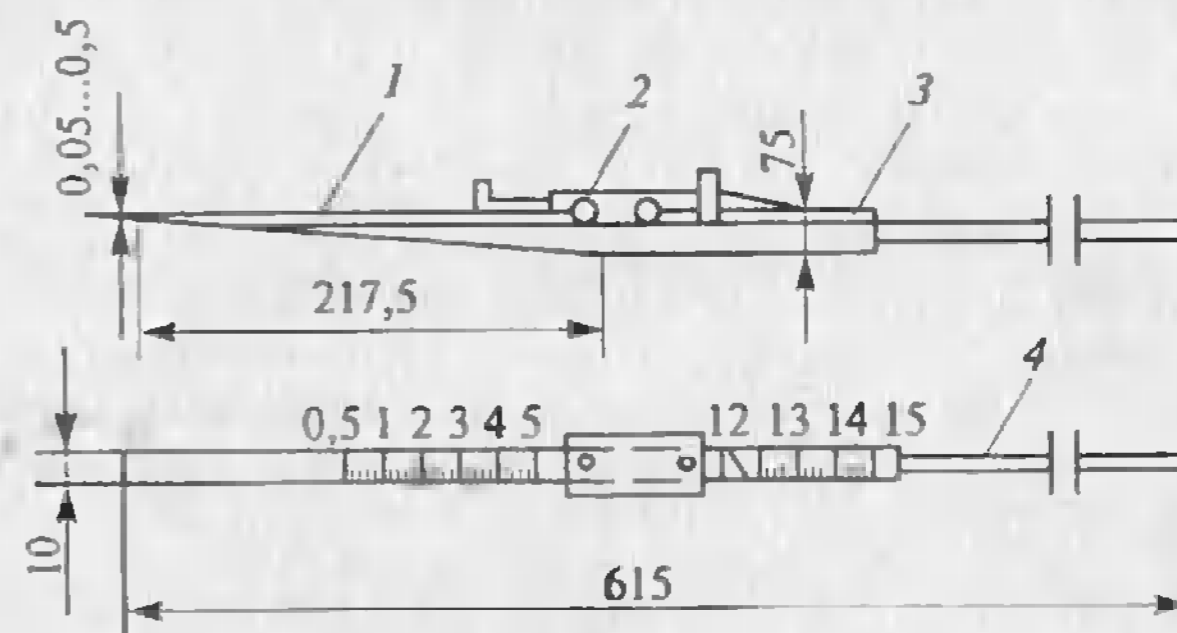


Рис. 9.13. Клиновой шуп:

1 — клин; 2 — движок; 3 — указатель; 4 — стержень

В зависимости от мощности и конструктивного исполнения электрические машины могут поступать на место монтажа в собранном или разобранном виде. В первом случае по известным установочным размерам машины заранее изготавливают крепежные детали и конструкции. Машины устанавливаются на металлических рамах или фундаментах (общих с приводным двигателем или с приводом или отдельных от них). Поскольку установочные размеры имеют допуски, указанные в чертежах, перед монтажом следует приготовить комплект прокладок, перекрывающий поле допусков.

Монтаж машин малой и средней мощности. Машины небольшой мощности соединяются с приводным механизмом с помощью муфт различного типа и зубчатых, ременных или фрикционных передач. На рис. 9.14 показаны наиболее часто встречающиеся типы муфт.

При соединении с помощью муфт на концы валов соединяемых машин предварительно насаживают полумуфты, проверив перед этим цилиндричность и соответствие наружного диаметра конца вала машины и внутреннего диаметра полумуфты с помощью измерительных скоб (рис. 9.15) и нутромеров (рис. 9.16). Величина натяга при посадке указывается на чертеже, а сама посадка осуществляется в горячем состоянии.

При установке валы сочленяемых машин могут иметь радиальное и угловое смещение, как показано на рис. 9.17, что приводит к соответствующему смещению полумуфт (рис. 9.18).

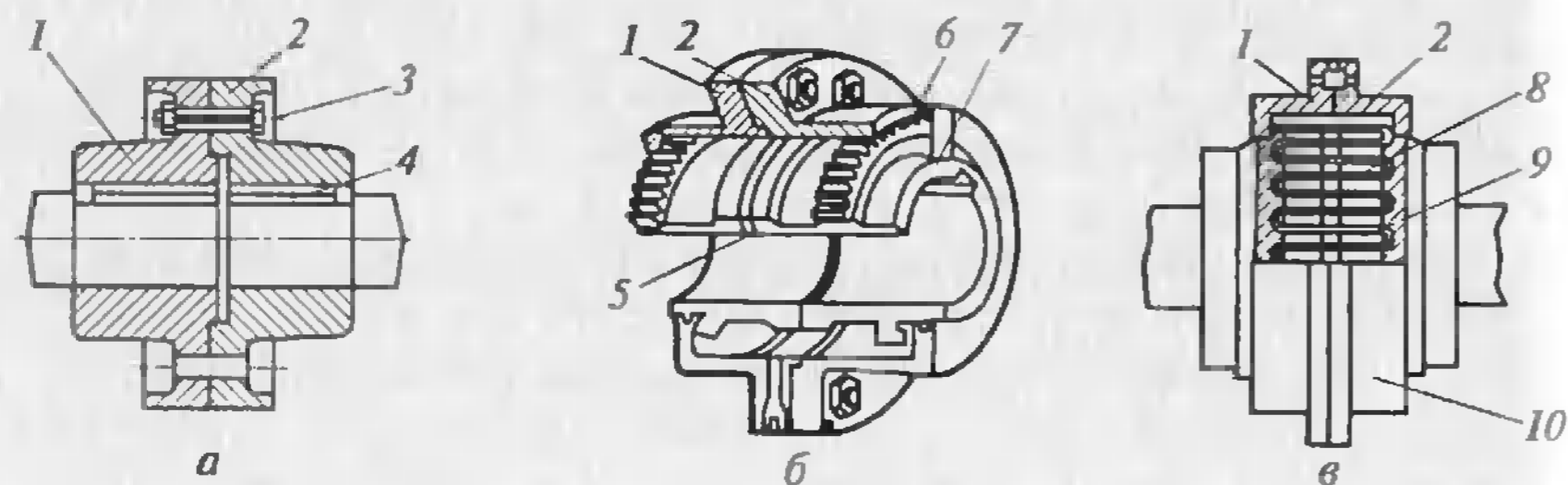


Рис. 9.14. Соединение валов с помощью муфт:

a — жесткой поперечно-свертной; *б* — зубчатой; *в* — полужесткой зубчато-пружинной; *г* — упругой втулочно-пальцевой; 1 и 2 — полумуфты; 3 — точеный болт; 4 — шпонка; 5 и 7 — ступицы; 6 — зубчатый венец; 8 — ленточная пружина; 9 — зубья; 10 — кожух; 11 — палец-болт; 12 — кожаная шайба; 13 — разрезное кольцо

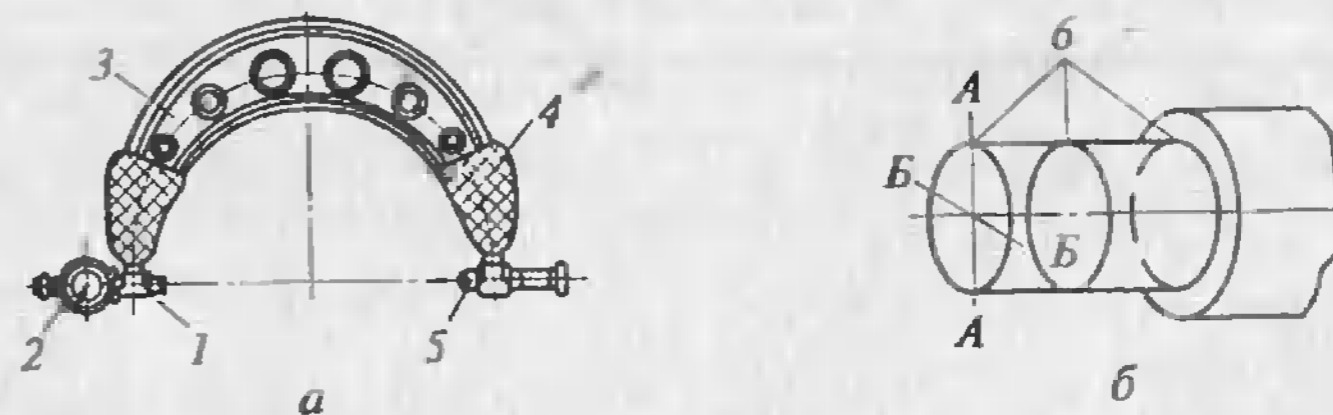
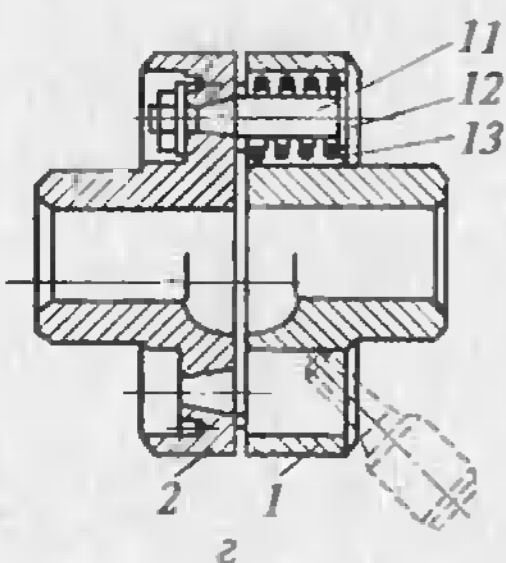


Рис. 9.15. Скоба с отсчетным устройством (*a*) и определение посадочных размеров конца вала (*б*):

1 и 5 — подвижная и переставная пятки; 2 — отсчетное устройство; 3 — корпус; 4 — теплоизоляционная накладка; 6 — места измерений

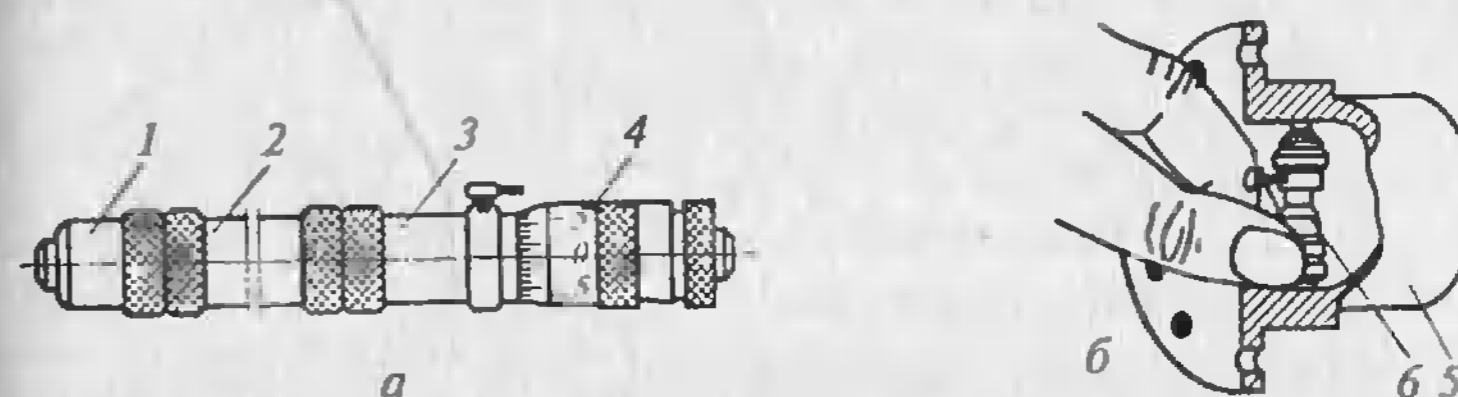


Рис. 9.16. Микрометрический нутромер (*a*) и определение им внутреннего диаметра полумуфты (*б*):

1 — измерительный наконечник; 2 — удлинитель; 3 — трубка; 4 — микрометрическая головка; 5 — полумуфта; 6 — нутромер

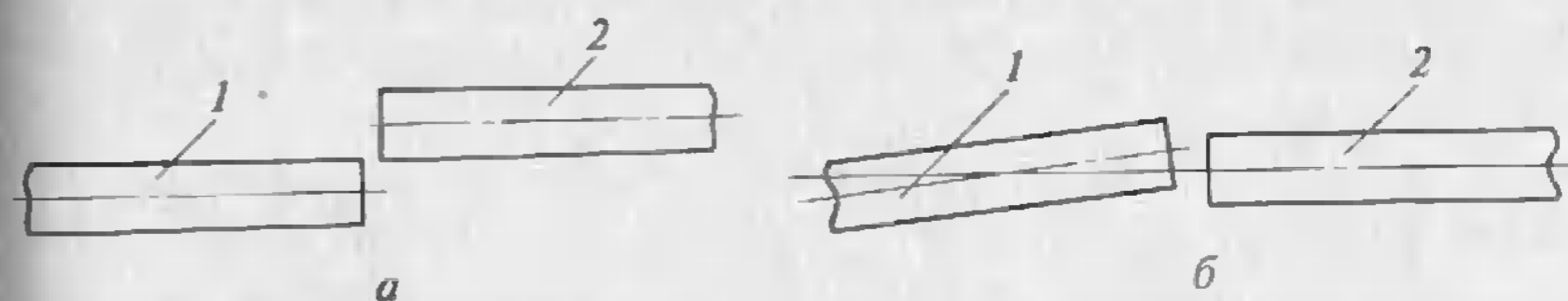


Рис. 9.17. Смещение валов:

a — боковое (радиальное); *б* — угловое (осевое); 1 и 2 — валы

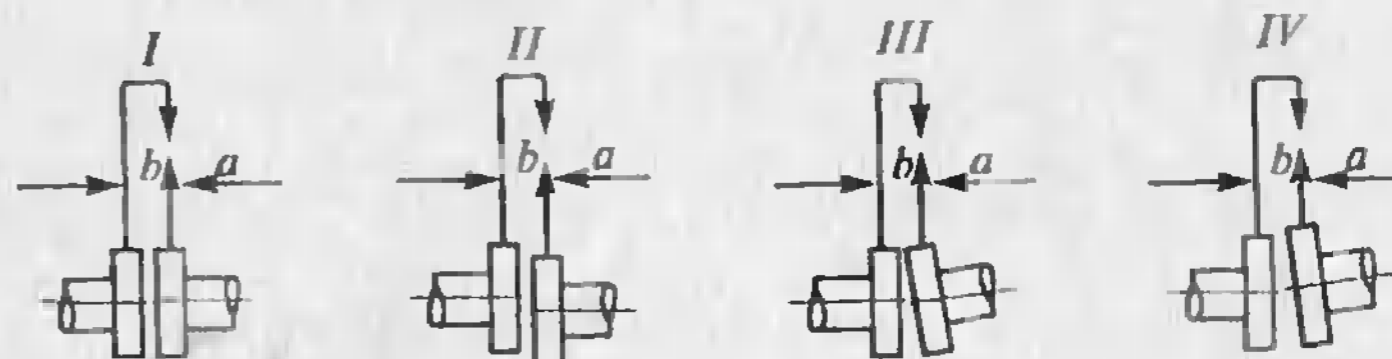


Рис. 9.18. Взаимное положение валов машин, соединяемых с помощью полумуфт:

I — валы расположены на одной прямой и их оси совпадают; *II* — оси валов параллельны; *III* — центры валов совпадают, а их оси расположены под углом; *IV* — центры валов сдвинуты, а их оси расположены под углом

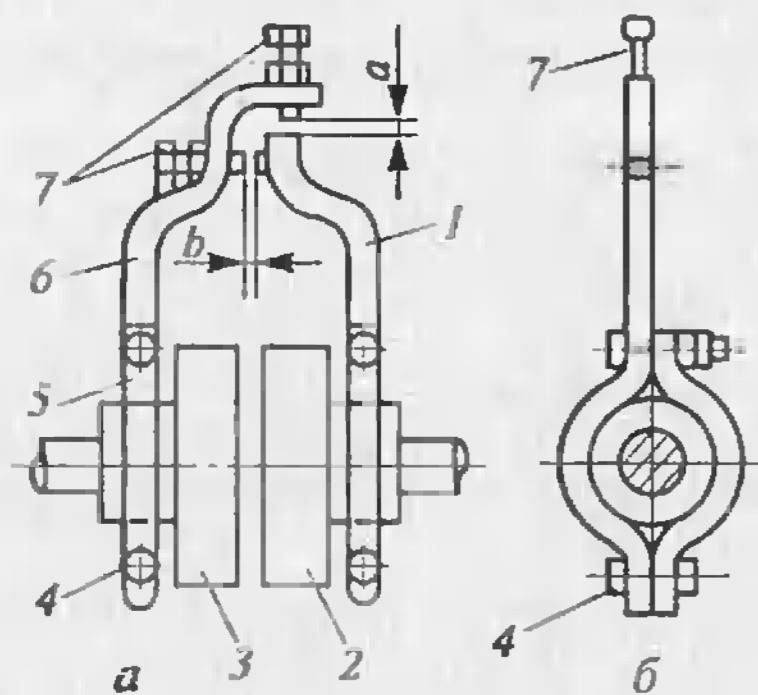


Рис. 9.19. Центровка валов с помощью радиально-осевых скоб:

1 и 6 — внутренняя и наружная скобы; 2 и 3 — полумуфты; 4 и 7 — болты; 5 — хомут

ны на рис. 9.19... 9.21. Контроль точности центровки осуществляется по величине радиальных a и осевых b зазоров в четырех точках, равномерно расположенных по окружности муфты, при совместном повороте соединяемых валов на угол $0, 90, 180$ и 270° . При удовлетворительных отклонениях (каждый тип муфт имеет свои допустимые отклонения в радиальных и осевых зазорах), окончательно закрепляют машину на фундаменте и после повторной проверки центровки валов соединяют полумуфты между собой.

Если соединить полумуфты при таком взаимном положении, то при работе агрегата возникнут повышенные вибрации, которые могут привести к быстрому износу подшипников, муфт и болтовых соединений. Поэтому сочленяемые машины должны быть установлены таким образом, чтобы торцевые поверхности полумуфт были параллельны, а оси валов соединяемой машины и механизма находились на одной линии.

Для этого проводят центровку валов с помощью центровочных скоб различной конструкции. Некоторые из них показаны на рис. 9.19... 9.21.

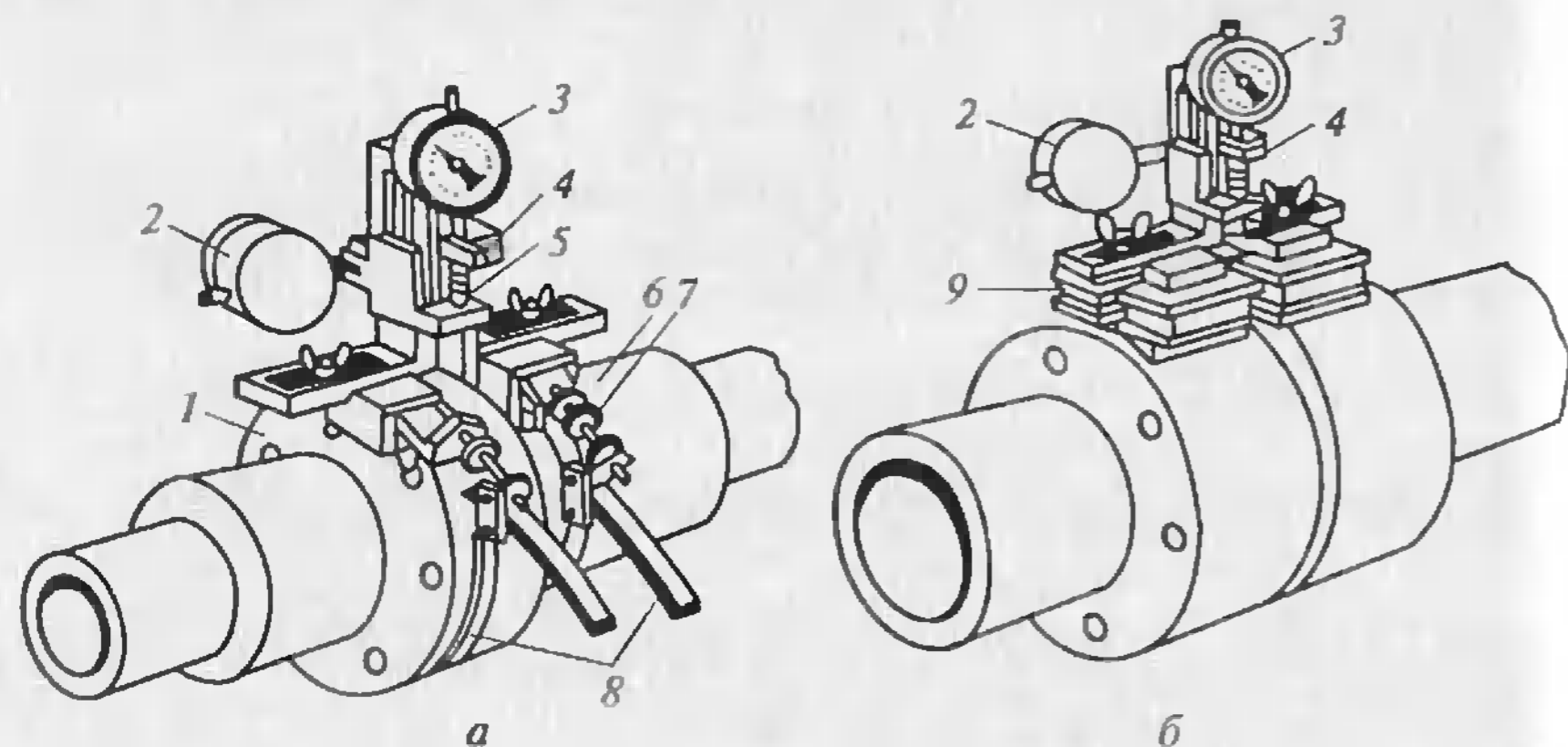
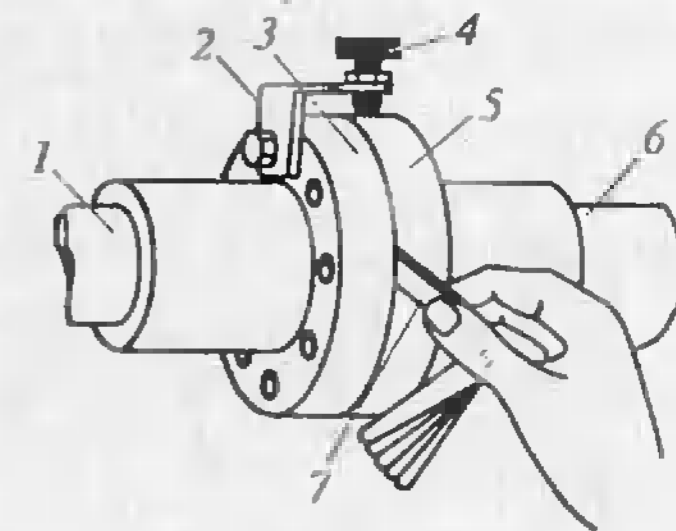


Рис. 9.20. Приспособления для центровки валов:

a — с ленточным прижимом; $б$ — с электромагнитным прижимом; 1 и 6 — полумуфты; 2 и 3 — индикаторы; 4 — держатель; 5 — измерительный стержень; 7 — натяжное устройство; 8 — стальная лента; 9 — электромагнит

Рис. 9.21. Центровка валов способом «обхода одной точкой»:

1 и 6 — валы; 2 — скоба; 3 и 5 — полумуфты; 4 — измерительный болт; 7 — шуп



При использовании цепной или ременной передачи необходимо совместить средние линии звездочек или шкивов, установленных на ведомом и ведущем валах, и обеспечить натяжение цепи или ремня.

Средние линии звездочек и шкивов обычно совмещают с помощью натянутой параллельно им струны с использованием обычного измерительного инструмента. Для обеспечения требуемого натяжения машина должна иметь возможность перемещения в плоскости, образованной осями вращения соединяемых машин. В некоторых случаях для создания натяжения используются специальные натяжные ролики.

При использовании цилиндрической зубчатой передачи необходимо обеспечить параллельность валов соединяемых машин и одинаковый зазор между зубьями сопрягаемых шестерен по всей длине зуба. Допуск на несоосность валов в этом случае обычно не превышает $0,5^\circ$. Контроль несоосности проводится с помощью индикаторов. После закрепления электрической машины на фундаменте ее корпус заземляется.

Монтаж машин большой мощности. Особенность монтажа крупных электрических машин, поступающих в собранном состоянии, состоит в том, что он начинается с установки отдельной фундаментной плиты, на которую устанавливают машину и проводят центровку валов. Ряд машин имеет на конце вала фланец, через который она соединяется с механизмом. Кроме того, при большой длине ротора под действием его веса P происходит про-

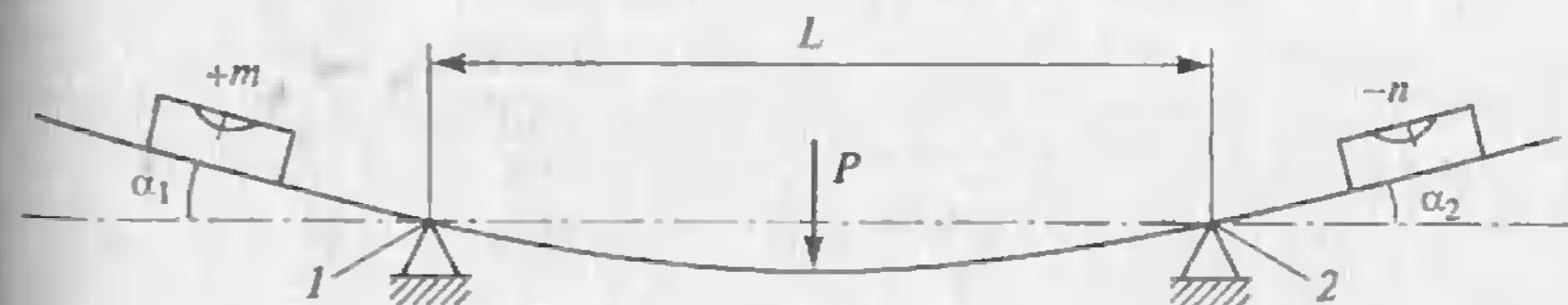


Рис. 9.22. Прогиб вала:

1 и 2 — подшипники; 3 — уровень

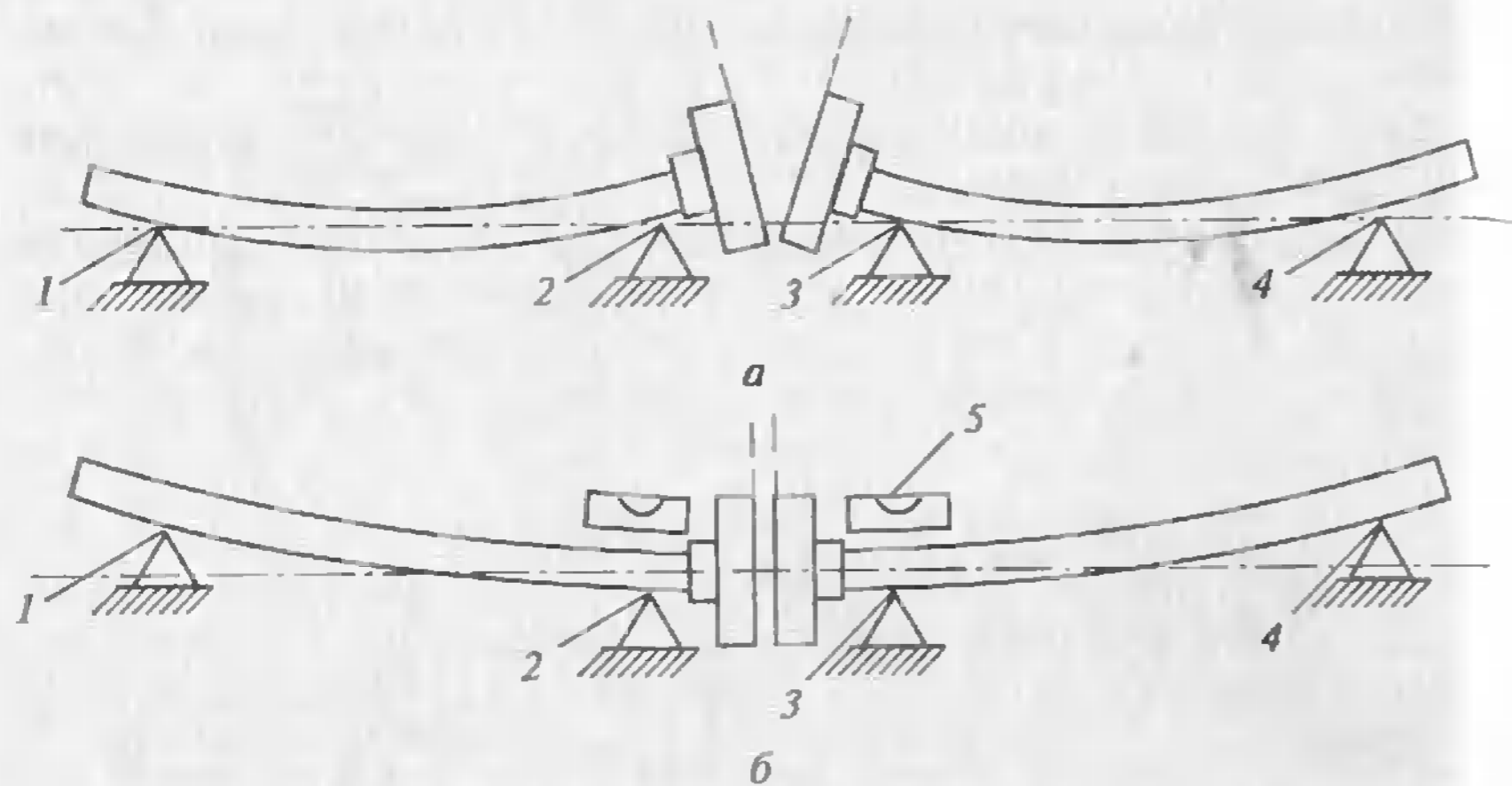


Рис. 9.23. Положение валов, соединяемых с помощью полумуфт:
a — до выверки; *б* — после выверки линии вала; 1...4 — подшипники; 5 — уровень

гиб вала в вертикальной плоскости (рис. 9.22). Поэтому при горизонтальном положении соединяемых машин плоскости полумуфт (или фланцев) оказываются расположены под углом друг к другу, как показано на рис. 9.23, *a*.

Центровка валов в этом случае заключается в такой установке соединяемых валов, при которой их общая линия представляет в вертикальной плоскости плавную кривую (рис. 9.23, *б*), а в горизонтальной — прямую линию. При центровке торцы сопрягаемых полумуфт (или фланцев) устанавливаются параллельно, а осевые линии валов должны быть продолжением одна другой и совпадать у сопрягаемых полумуфт (фланцев). Для этого путем установки прокладок под лапы корпуса добиваются равенства углов наклона шеек вала к горизонтальной линии. Угол наклона проверяют по уровню, показанному на рис. 9.7 и установленному на выходном конце вала.

Если крупная электрическая машина поступает на сборку в разобранном состоянии (статор и ротор отдельно), то предварительно собирают саму машину в следующей последовательности. Сначала на монтажной площадке размещают и осматривают все узлы машины, затем подготавливают фундамент (разметка, колодцы под фундаментные болты и пр.), устанавливают и выверяют фундаментную плиту, монтируют стояковые подшипники и устанавливают статор. Затем в него заводится ротор, а шейки ротора устанавливаются на подшипники. Схема заведения ротора приведена на рис. 9.24.

Центровка валов осуществляется, как и в предыдущем случае, но прокладки устанавливаются и под корпус подшипников. Пос-

ле центровки закрепляют корпуса машины и подшипников, пригоняют вкладыши подшипников скольжения и их уплотнения, выверяют зазоры в подшипниках и между статором и ротором электрической машины.

Устанавливают дополнительное оборудование, необходимое для работы машины (система охлаждения, смазки подшипников и т. д.), производят монтаж и регулировку токосъемных механизмов, соединение электрических цепей и заземляют корпус машины.

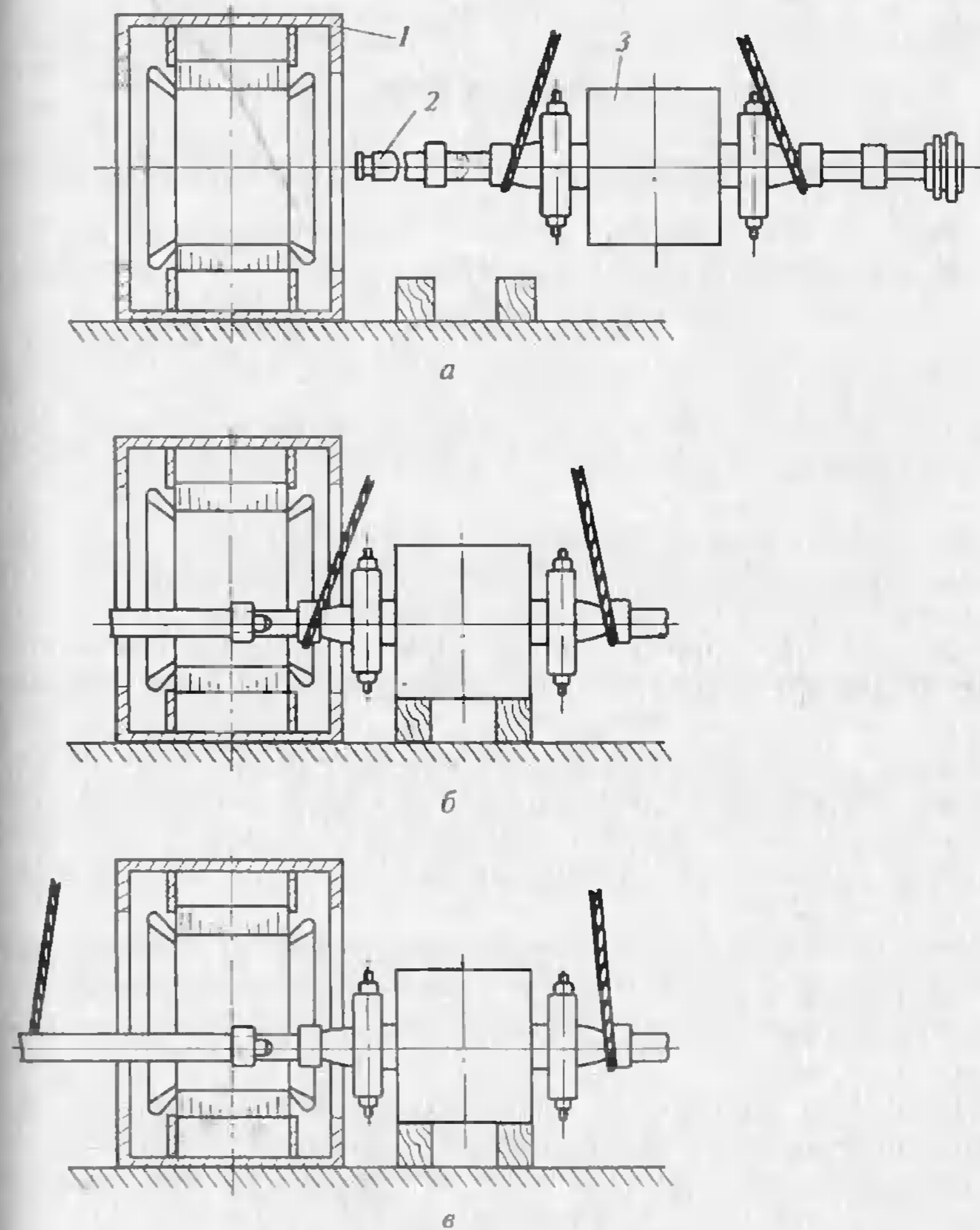


Рис. 9.24. Схема ввода ротора в статор с использованием удлинителя:
a — начало ввода; *б* — установка ротора на шпалы; *в* — закрепление стропа на удлинителе; 1 — статор; 2 — удлинитель вала; 3 — ротор

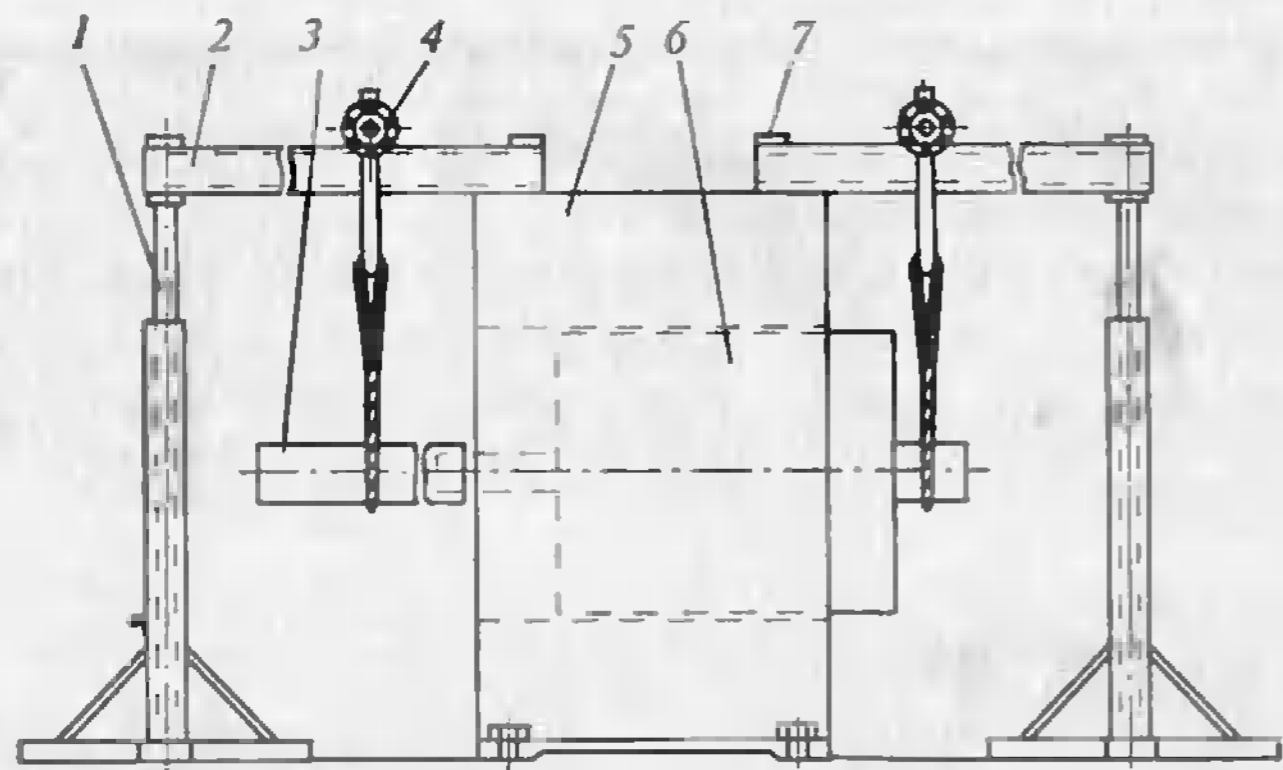


Рис. 9.25. Схема ввода ротора в статор при отсутствии грузоподъемных механизмов:

1 — стойка; 2 — балка; 3 — удлинитель; 4 — грузовой ролик; 5 — статор; 6 — ротор; 7 — накладка

При отсутствии грузоподъемных механизмов в помещении сборки электрической машины для заведения ротора в статор можно использовать деревянные стойки 1, на которых установлена балка 2, как показано на рис. 9.25.

9.5. Монтаж трансформаторов

Монтаж трансформаторов, особенно мощных силовых и специального назначения, является сложной и трудоемкой работой, которая требует предварительной подготовки и четкой организации работ. Трансформаторы мощностью до 1600 кВ·А отправляются с заводов-изготовителей собранными и залитыми маслом. При мощности 2500 кВ·А и выше в зависимости от габаритных размеров и массы трансформаторы транспортируются с демонтированными узлами и деталями, а наиболее мощные — без масла.

Некоторые трансформаторы мощностью 63 МВ·А и выше классов напряжения 110 кВ и более имеют бак с верхним разъемом и надставкой (рис. 9.26), демонтируемой на время транспортирования. Бак закрывают плоской или специальной «транспортной» крышкой, которая заменяется во время монтажа на постоянную.

Для транспортирования трансформаторов железнодорожным транспортом поперечному сечению мощных трансформаторов придают форму, приближающуюся к очертаниям железнодорожного габарита (рис. 9.27).

До начала монтажных работ необходимо подготовить фундамент под трансформатор, помещение трансформаторно-масляного хозяйства, баки для хранения масла со всеми коммуникациями

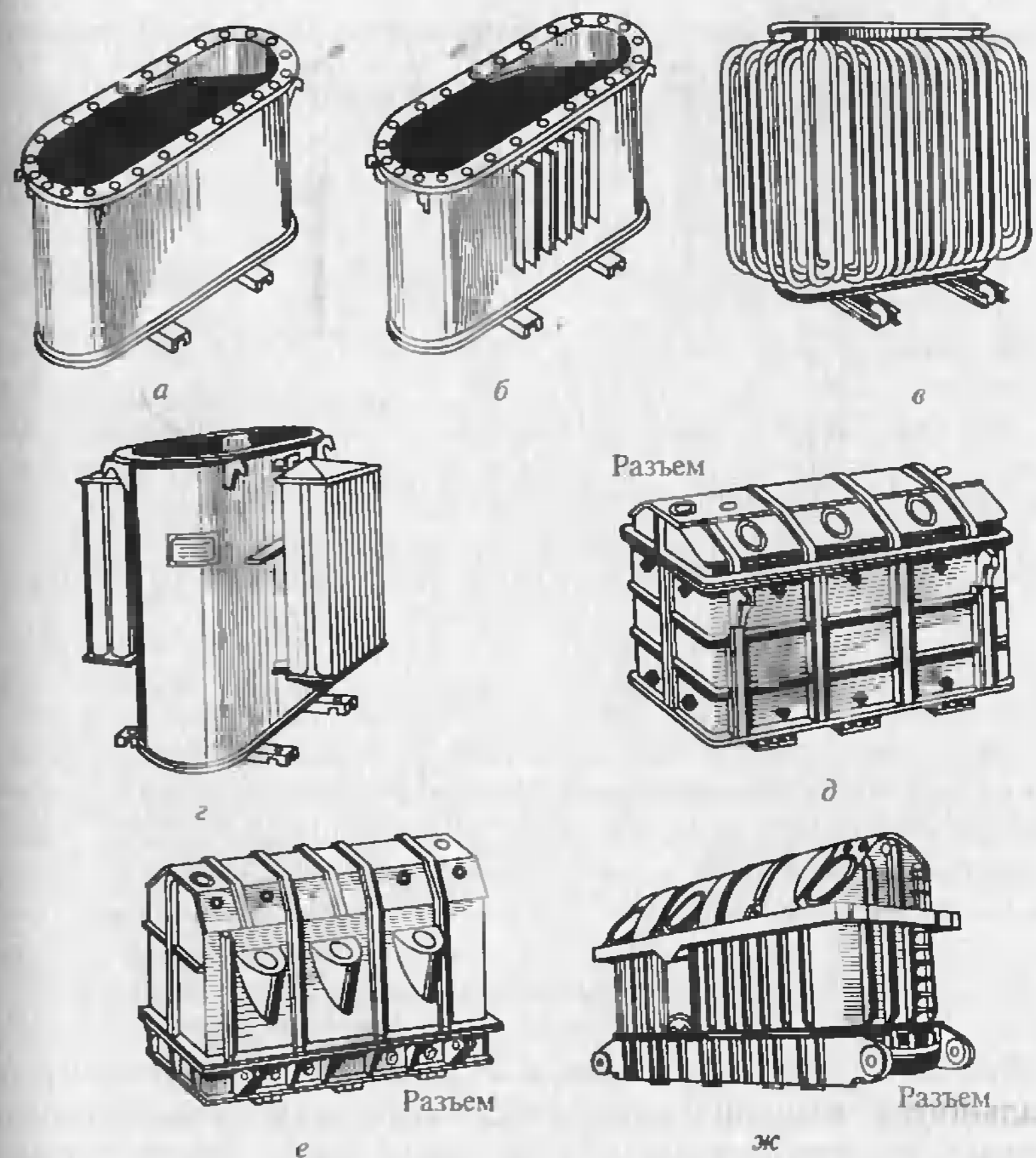


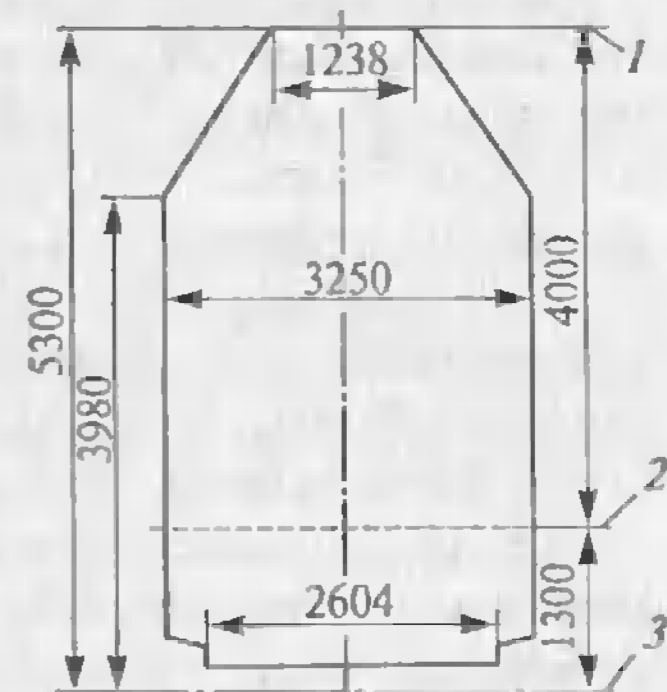
Рис. 9.26. Баки силовых трансформаторов:

а — гладкий; б — гофрированный (волнистый); в — трубчатый; г — с радиаторами; д — с верхним разъемом; е — колокольного типа (с нижним разъемом); ж — усиленный с несущей балкой

Рис. 9.27. Железнодорожный габарит

№ 1 В $\frac{ОСТ}{ВКС}$ 6435:

1 — предельная высота габарита трансформатора при транспортировке на обычной платформе; 2 — нормальная высота погрузочной площадки железнодорожной платформы; 3 — уровень верха головки рельса



маслопроводов, монтажные механизмы, аппараты, приспособления и инвентарь. Трансформаторное масло в количестве, необходимом для заливки (доливки) трансформатора и для технологических нужд в процессе монтажа, должно быть высушено и залито в баки, оборудованные масломерным устройством и системой дыхания). Средства пожаротушения и противопожарный пост на время прогрева и сушки трансформатора должны находиться в постоянной готовности.

На электростанциях и подстанциях напряжением 35...750 кВ применяется, как правило, открытая установка трансформаторов. Закрытую установку используют только в районах интенсивного загрязнения атмосферы и в районах жилой застройки для ограничения шума. При открытой установке в районе усиленного загрязнения рекомендуется применять трансформаторы со специальными кабельными вводами на стороне напряжением 110...220 кВ и шинными вводами в закрытых коробах на стороне напряжением 6...10 кВ.

Трансформаторы массой до 2 т могут устанавливаться непосредственно на фундамент, в остальных случаях фундамент оснащается направляющими для катков трансформатора с упорами по обе стороны трансформатора после его установки на фундамент.

Трансформатор, имеющий устройство газовой защиты, устанавливается на фундамент таким образом, чтобы его крышка имела подъем по направлению к газовому реле не менее 1%. Уклон маслопровода к расширителю при этом должен быть не менее 2%. Такая установка обеспечивает беспрепятственное поступление газа из трансформатора в маслопровод, идущий к газовому реле, и далее к расширителю. Уклон обычно создается установкой подкладок под катки или непосредственно под дно бака (при отсутствии катков).

Для закрытой установки трансформаторов используется либо отдельное здание, предназначенное для размещения только трансформаторов и их вспомогательного оборудования (системы охлаждения, вентиляции, пожаротушения), либо трансформаторные камеры — помещения в общем здании энергетического объекта.

Каждая камера трансформатора снабжается индивидуальной вентиляционной системой, не связанной с другими вентиляционными системами здания. Система рассчитывается на отвод тепла, выделяемого при работе трансформатора с номинальной нагрузкой, и проектируется таким образом, чтобы разность температур на входе и выходе из помещения не превышала 15°C. Конструкция вентиляционных шахт должна предотвращать попадание через них влаги на трансформатор.

В случае нарушения условий транспортирования и хранения трансформатора или при неудовлетворительных результатах предварительной оценки состояния изоляции обмоток дополнительно проверяют влагосодержание образцов изоляции, которые закла-

дываются в трансформаторы мощностью более 80 МВ·А. Влагосодержание образца изоляции толщиной 3 мм должно быть не более 1%. Результаты предварительной оценки состояния изоляции учитываются при решении вопроса о включении трансформатора под напряжение без сушки.

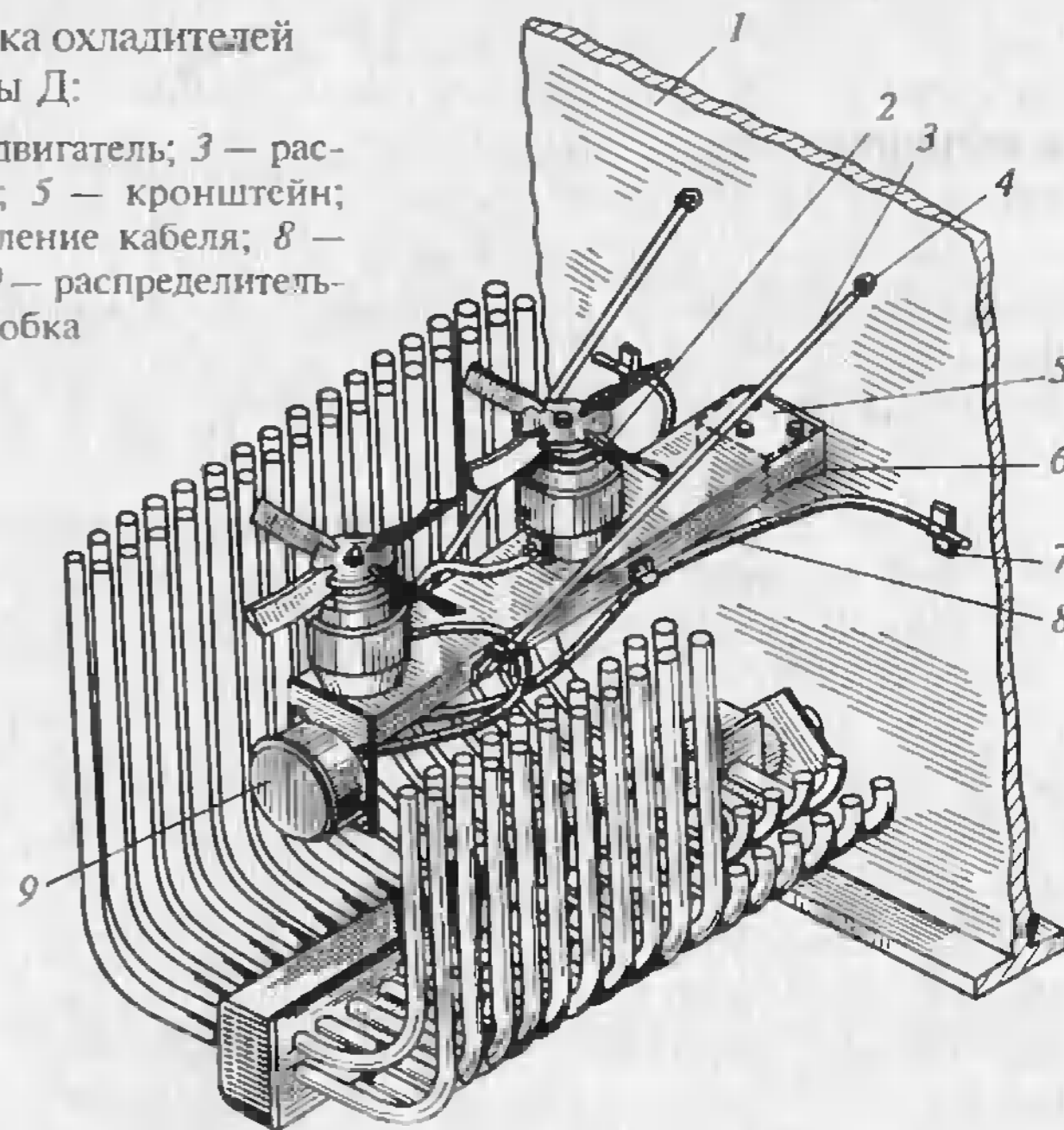
Монтаж составных частей трансформатора производится без ревизии активной части и без подъема съемной части («колокола»), если не были нарушены условия выгрузки, транспортирования, хранения и не было других нарушений, которые могли привести к повреждениям внутри бака трансформатора. При наличии таких повреждений перед установкой комплектующих изделий необходимо произвести ревизию трансформатора.

Вскрытие трансформатора для установки составных частей (вводов, встроенных трансформаторов тока и т.д.) следует производить в ясную сухую погоду. После вскрытия трансформатора изоляция обмоток предохраняется от увлажнения за счет продувки бака сухим воздухом в течение всего времени разгерметизации.

Допускается разгерметизировать трансформаторы напряжением 110...500 кВ и мощностью до 400 МВ·А без подачи в бак сухого воздуха, если температура его активной части не менее 10°C и превышает точку росы окружающего воздуха не менее чем на 10°C, относительная влажность — не более 85%, а продолжительность разгерметизации не превышает 16 ч.

Рис. 9.28. Установка охладителей системы Д:

1 — стенки бака; 2 — двигатель; 3 — растяжка; 4 — бобышка; 5 — кронштейн; 6 — скоба; 7 — крепление кабеля; 8 — трехжильный кабель; 9 — распределительная коробка



После монтажа составных частей остатки трансформаторного масла сливают (для трансформаторов, транспортируемых без масла) через донную пробку, бак герметизируют для создания вакуума и заливки или доливки масла. Для трансформаторов, имеющих азотную или пленочную защиту, заливка масла производится через дегазационную установку.

При монтаже охлаждающей системы типа Д (охлаждение масляное с дутьем) на баке устанавливают кронштейны, на которых размещают электродвигатели с вентиляторами (рис. 9.28), монтируют электрическую схему питания и после установки радиаторов открывают радиаторные краны.

Система охлаждения ДЦ поставляется в навесном или выносном исполнении (рис. 9.29). При навесном исполнении все детали и узлы трубопроводов свариваются и полностью подготовляются на заводе. На месте монтажа охладители навешивают на бак транс-

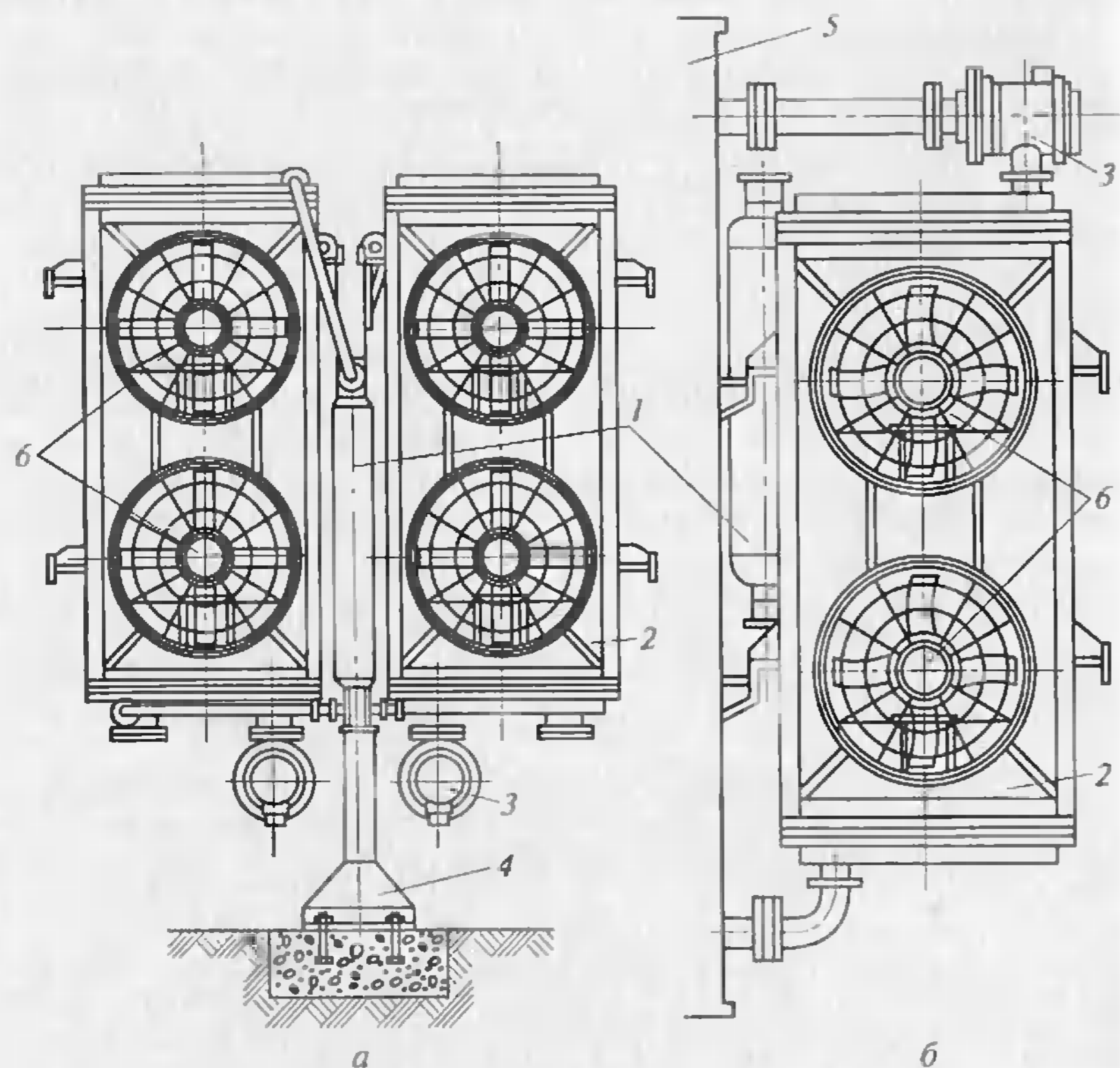


Рис. 9.29. Установка охлаждающих устройств (ОУ) системы ДЦ:

a — выносные ОУ; *b* — навесные ОУ; 1 — термосифонный фильтр; 2 — охладитель; 3 — масляный насос; 4 — стойка выносных ОУ; 5 — бак трансформатора; 6 — дутьевые вентиляторы

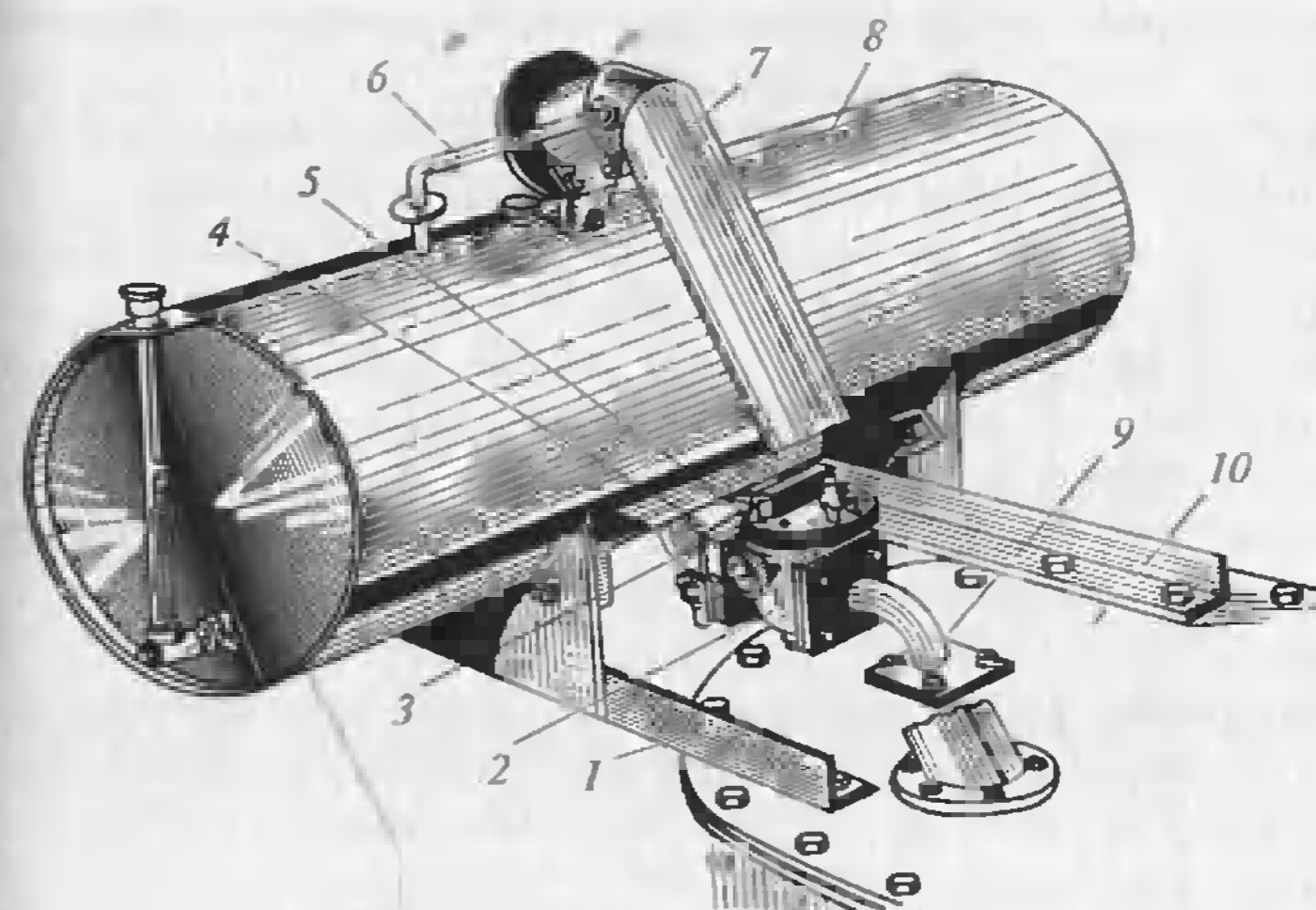


Рис. 9.30. Установка на трансформаторе расширителя, газового реле и предохранительной трубы:

1 — кронштейн; 2 — газовое реле; 3 и 9 — патрубки; 4 — кран; 5 — фланец газового реле; 6 — трубка; 7 — предохранительная труба; 8 — расширитель; 10 — крышка бака

форматора и соединяют с баком трубами. При выносном исполнении охладители устанавливают на отдельных фундаментах и соединяют с трансформатором трубами, узлы которых подгоняются и свариваются на месте установки.

Одновременно с монтажом системы охлаждения производится монтаж остальных деталей и частей трансформатора — устанавливаются термосифонные фильтры, расширители, выхлопная труба, воздухоосушитель присоединяется к расширителю, устанавливаются газовое реле и сигнальные манометрические термометры. Расширитель (рис. 9.30), транспортируемый отдельно от трансформатора, должен быть тщательно проверен и осмотрен. В случае выявления ржавчины на его внутренней поверхности не-

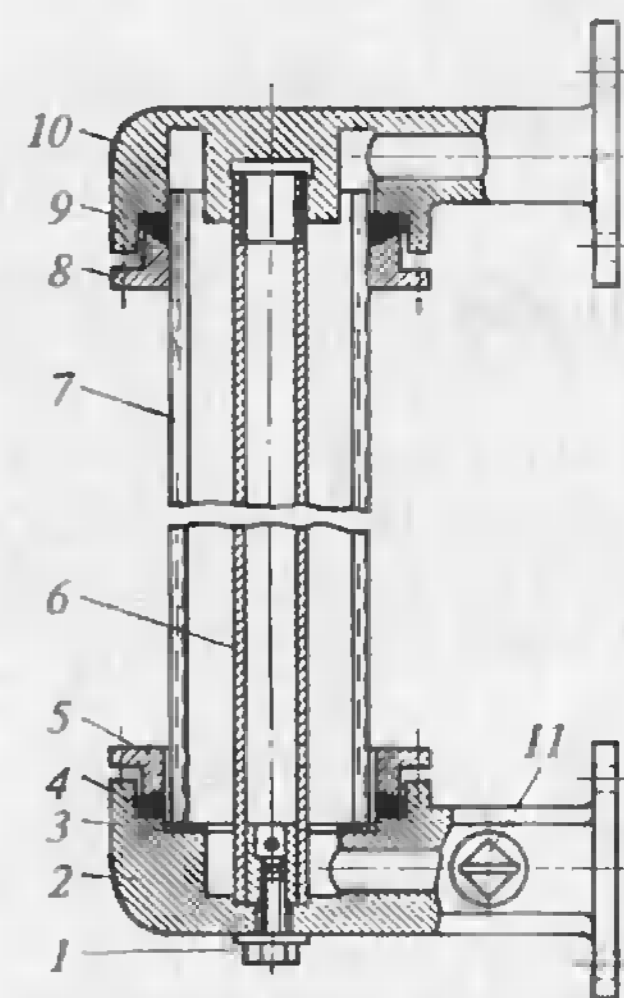


Рис. 9.31. Маслоуказатель трансформаторов III и IV габаритов:

1 — болт; 2 — нижнее колено; 3 — прокладка из электрокартона; 4 и 9 — резиновые прокладки; 5 и 8 — втулки; 6 — стальная трубка; 7 — стеклянная трубка; 10 — верхнее колено; 11 — пробковый кран

обходимо принять меры по ее устранению или замене расширителя на новый. Маслоуказатель расширителя (рис. 9.31), транспортируемый в разобранном виде, устанавливают при монтаже со стороны, указанной заводом-изготовителем. Для защиты трансформаторов от утечки масла из расширителя на фланце дна расширителя устанавливают реле уровня масла.

После установки маслоуказателя и реле уровня масла расширитель испытывают на герметичность, заполнив его сухим трансформаторным маслом, с выдержкой в течение 3 ч. После окончания монтажа охлаждающей системы и других частей трансформатора доливают масло в бак трансформатора и заливают маслом охлаждающую систему.

Проверка состояния изоляции обмоток. После окончания монтажа трансформатора измеряют сопротивления изоляции обмоток и определяют коэффициент абсорбции, $\text{tg } \delta$ изоляции и т. д. (см. гл. 12). Сопротивление изоляции необходимо сравнить со значением, измеренным в заводских условиях: для неувлажненной изоляции $R_{60} > 0,7 R_{60 \text{ зав}}$. Допустимые значения изоляционных характеристик для трансформаторов напряжением до 35 кВ и мощностью до 10 МВ·А приведены в табл. 9.1.

В тех случаях, когда выявлены нарушения инструкции по монтажу и введению трансформатора в работу, производится ревизия трансформатора с подъемом съемной части бака или активной части.

Ревизия трансформатора включает совокупность работ по вскрытию, осмотру, устранению неисправностей и герметизации активной части трансформатора. Чтобы избежать увлажнения изоляции, ограничивают продолжительность нахождения активной части вне бака: при температуре окружающего воздуха 0°C или относительной влажности выше 75% — 12 ч; при влажности 65...75% — 16 ч; при влажности до 65% — 24 ч.

Ревизия производится при температуре активной части, равной или превышающей температуру окружающей среды. При отрицательной температуре окружающего воздуха трансформатор с маслом подогревают до 20°C . Время ревизии может быть увеличено вдвое, если температура окружающего воздуха выше 0°C , влажность ниже 75% и температура активной части превышает температуру окружающей среды не менее чем на 10°C . Ревизия трансформатора в зависимости от его мощности, класса напряжения, конструкции и условий монтажа может выполняться одним из следующих методов:

- подъемом активной части из бака трансформатора;
- осмотром активной части внутри бака;
- подъемом верхней съемной части бака трансформатора.

Осмотр трансформатора производят в закрытом помещении. Для этого масло сливают в сухой и чистый бак, а активную часть устанавливают на настил из досок. При ревизии проверяют затяжку

доступных стяжных шпилек ярма, креплений отводов, барьеров, переключющих устройств, осевую прессовку обмоток. При необходимости равномерно по всей окружности производят подпрессовку обмоток клиньями или подтягиванием винтов и домкратов. После этого устраняют замеченные неисправности в изоляции доступных частей обмоток, отводов и других изоляционных элементов, проверяют сопротивление изоляции обмоток между собой и относительно магнитопровода, сопротивление изоляции доступных стяжных шпилек, бандажей и полубандажей ярма относительно активной части и ярмовых балок и схему заземления (рис. 9.32).

При отсутствии подъемных приспособлений для трансформаторов мощностью 10 МВ·А и выше классов напряжения 110...330 кВ разрешается производить ревизию активной части без подъема из бака при снятой крышке, а в отдельных случаях через люки бака трансформатора без подъема крышки. Ревизия активной части трансформатора с нижним разъемом бака (см. рис. 9.26, е) возможна без ее подъема, что значительно сокращает и упрощает выполнение монтажа. После измерений и проверок активную часть про-

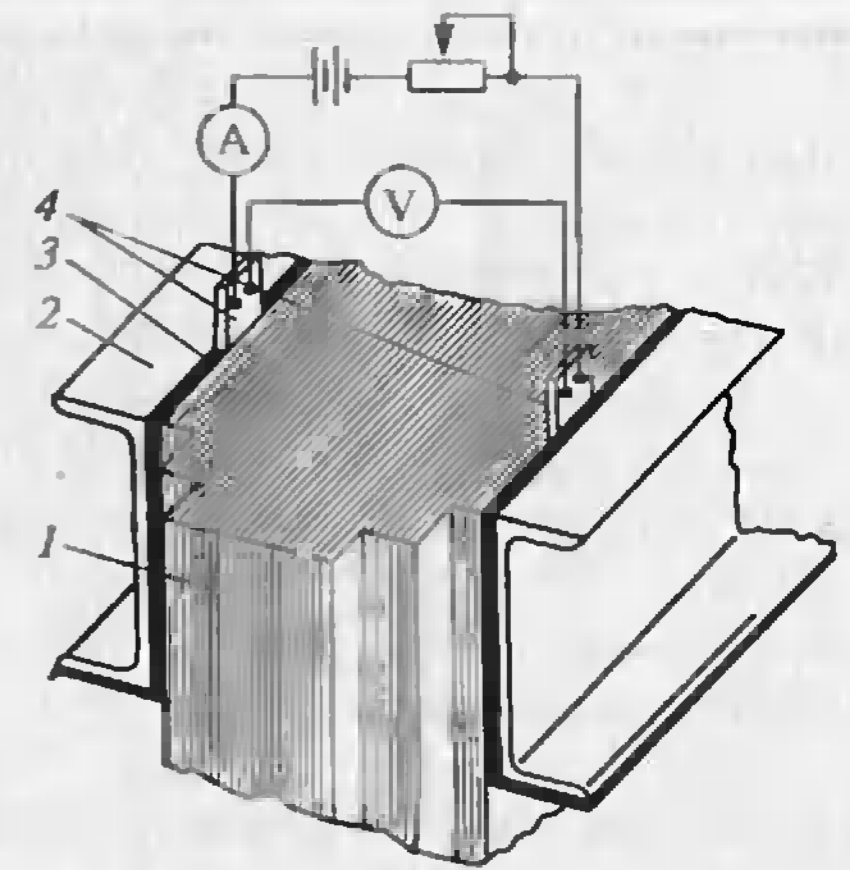


Рис. 9.32. Измерение сопротивления изоляции магнитной системы:

- 1 — верхнее ярмо; 2 — ярмовая балка;
- 3 — электрокартонная изоляция ярма;
- 4 — медная контактная пластина

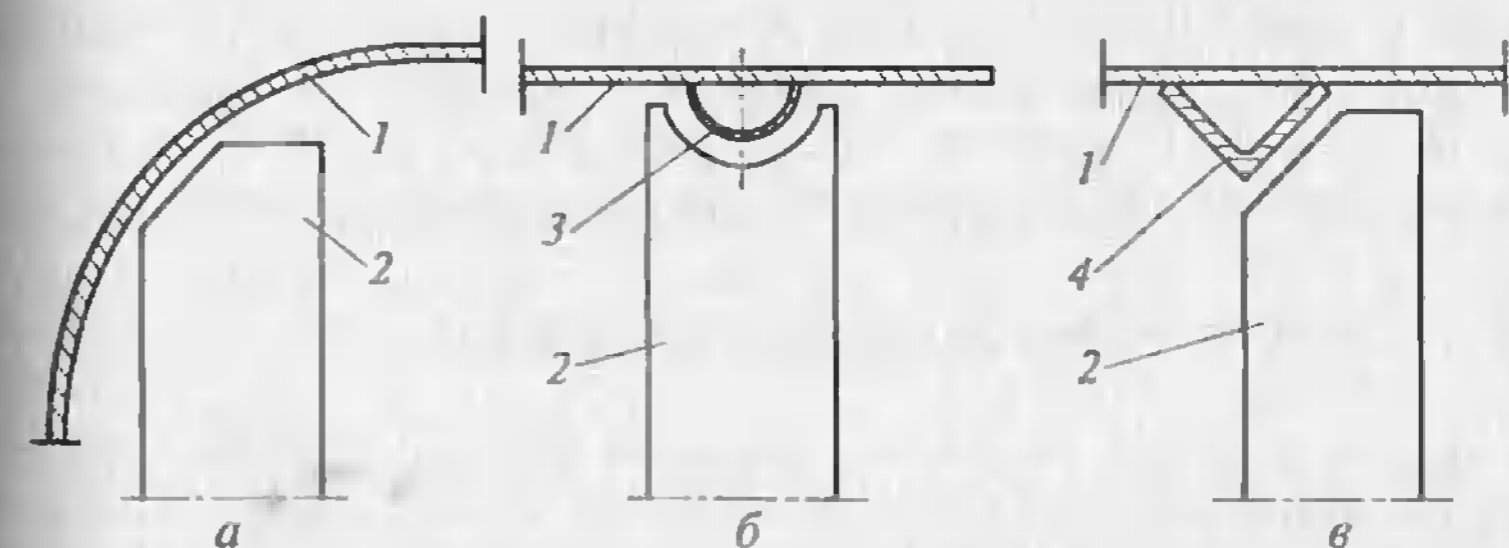


Рис. 9.33. Расположение направляющих деталей, фиксирующих положение активной части в баке:

- а — без приварных деталей; б — с приварной трубой; в — с приварным угольником; 1 — стенка бака; 2 — направляющая планка, закрепленная на ярмовых балках; 3 и 4 — труба и угольник, приваренные к стенке бака

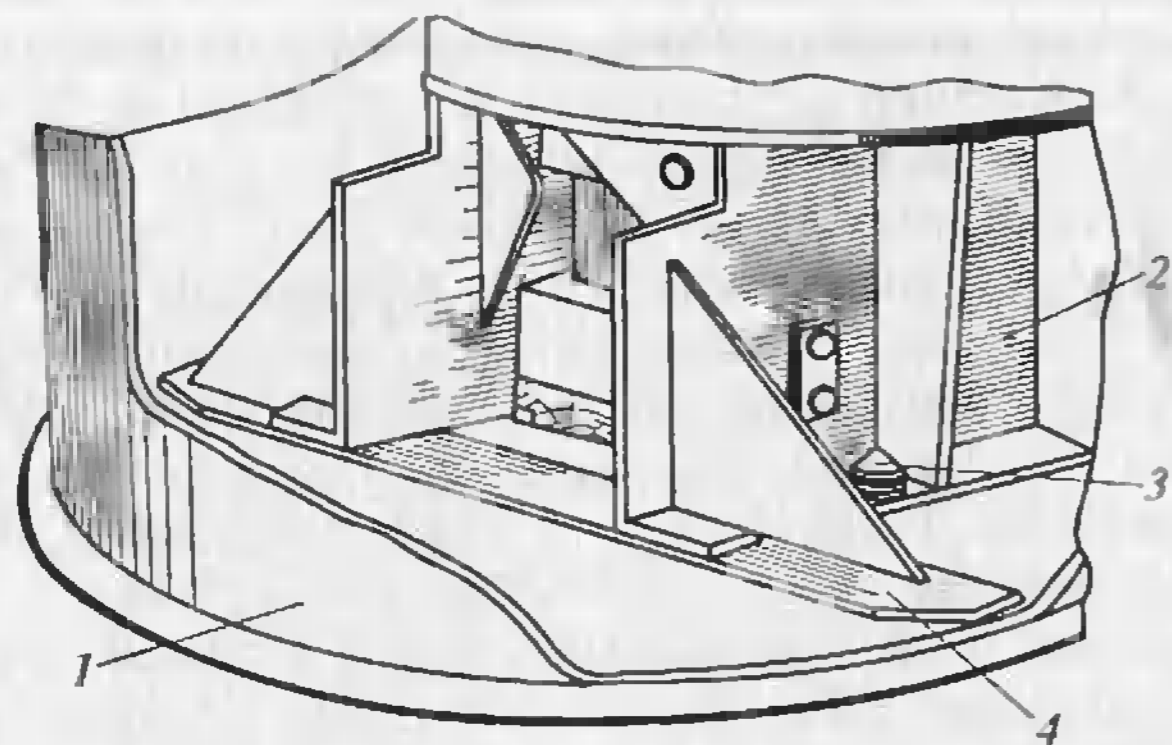


Рис. 9.34. Установка активной части на конусные шипы:

1 — бак; 2 — активная часть; 3 — конусный шип; 4 — нижний раскос

мывают сухим трансформаторным маслом и опускают в бак или устанавливают на место съемную часть бака, после чего уплотняют места соединений. При установке активной части в бак проверяют правильность расположения направляющих деталей относительно стенок бака (рис. 9.33), производя небольшие перемещения ее до посадки на конусные шипы (рис. 9.34), приваренные к дну бака. Шипы входят в отверстия горизонтальных полок нижних ярмовых балок.

Монтаж герметичных и сухих трансформаторов и трансформаторов с литой изоляцией. Ревизия сухих трансформаторов, имеющих защитный кожух простой формы, и трансформаторов с литой (компаундной) изоляцией сводится к внешнему осмотру: проверяют надежность контактных соединений, отсутствие повреждения обмоток, изоляторов и изоляционных прокладок. Обмотки и магнитопровод сухих трансформаторов продувают сжатым воздухом и выполняют необходимые измерения. Если сопротивление изоляции ниже нормы, проводят ее сушку одним из методов, приведенных в подразд. 9.3. Герметичные трансформаторы, заполненные совтолом, на месте установки разборке не подлежат.

9.6. Пусконаладочные работы

Пусконаладочные работы являются заключительной фазой монтажа, которая осуществляется либо самими электромонтажниками, либо специализированными организациями. Эти работы выполняются в следующей последовательности:

работы без подачи напряжения, в процессе которых производятся осмотр оборудования, выявление и устранение недоделок, измерение сопротивления изоляции, проверка пускорегулирующей аппаратуры и фазировка линий;

работы с подачей напряжения в оперативные цепи управления для проверки действия всех элементов схемы при нормированных отклонениях напряжения с регистрацией неисправностей;

работы по проверке силовых цепей с подачей напряжения как в оперативные, так и в силовые цепи с ручным управлением электроприводами для проверки их работы в различных режимах (на этом этапе оборудование передается обслуживающему персоналу);

комплексные испытания и режимная наладка, проводимые эксплуатационным персоналом под наблюдением наладчиков, которые кроме этого участвуют в настройке оборудования.

После окончания монтажа *электрическую машину* при отключенном приводном механизме сначала прокручивают вручную. Затем осуществляют первый пуск двигателей на холостом ходу с проверкой направления вращения ротора и, если оно совпадает с заданным, продолжают испытания и определяют уровень вибраций, наличие стуков в подшипниках и их температуру.

После выявления недостатков и их устранения включают двигатель совместно с приводимым механизмом. Во время совместной работы на холостом ходу (не менее 1 ч) контролируют плавность работы механической передачи (если она есть), температуру подшипников, вибрации и другие предусмотренные инструкцией параметры. Если результаты работы на холостом ходу оказываются удовлетворительными, проверяют работу двигателя под нагрузкой с включенными системами защиты, установленными на электрической машине. При положительных результатах работы под нагрузкой и при правильной работе защит составляют акт о приемке машины в эксплуатацию.

После окончания монтажа трансформатора перед его включением необходимо убедиться в исправности всех цепей и устройств управления, защиты, сигнализации и автоматики. Первое включение должно носить пробный характер. В ходе него принимаются меры по автоматическому отключению трансформатора при проявлении не обнаруженных ранее дефектов.

Включение *трансформатора* производится при всех задействованных защитах, включенных «на отключение». Сигнальные контакты газовых реле при первом включении трансформатора следует переключить «на отключение» (обычно они работают «на сигнал»). Пробное включение трансформатора на рабочее напряжение допускается не ранее, чем через 12 ч после последней доливки масла и длительностью не менее 30 мин. Во время работы трансформатор прослушивают и наблюдают за его состоянием. Затем трансформатор отключают, после чего включают три-четыре раза подряд для настройки защит от бросков намагничивающего тока.

Трансформаторы с дутьевой циркуляционной системой охлаждения (типа Д, ДЦ, Ц) можно включать с отключенной системой

охлаждения. При этом контролируют температуру масла в верхних слоях, которая не должна превышать 75 °С.

После опробования трансформатора на холостом ходу проводится его фазировка, которая заключается в проверке чередования фаз трансформатора и их соответствия фазам питающей сети. Если предусмотрена параллельная работа трансформатора, дополнительно определяется или проверяется его группа соединения.

При удовлетворительных результатах пробного включения трансформатор может быть включен под нагрузку и сдан в эксплуатацию.

Контрольные вопросы

1. В каких случаях необходима сушка обмоток электрических машин и трансформаторов?
2. Какие параметры контролируются при сушке обмоток?
3. Назовите способы сушки обмоток электрических машин и трансформаторов. Какова область их применения?
4. Чем отличается процесс сушки трансформатора от сушки электрической машины? В чем причины этих отличий?
5. Как осуществляется центровка валов электрической машины и механизма в случае соединения валов с помощью муфты (зубчатой передачи)?
6. Каковы особенности центровки валов крупных электрических машин?
7. Как осуществляется монтаж трансформатора?
8. В каких случаях проводится ревизия трансформатора и каково ее содержание?
9. В чем заключается особенность монтажа сухих трансформаторов?
10. Какова последовательность пусконаладочных работ?

ДИАГНОСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И ТРАНСФОРМАТОРОВ

Целью системы технической диагностики любого оборудования, в том числе электрических машин и трансформаторов, является определение фактического технического состояния оборудования для организации его правильной эксплуатации, технического обслуживания и ремонта, а также выявление возможных неисправностей на раннем этапе их развития. Все виды затрат на функционирование системы технической диагностики должны быть минимизированы.

Плановая техническая диагностика проводится в соответствии с действующими нормами и правилами. Кроме того, она позволяет судить о возможности дальнейшей эксплуатации оборудования, когда оно отработало нормативный срок службы. *Внеплановая* техническая диагностика оборудования проводится в случае обнаружения нарушений его технического состояния. Если диагностика проводится во время работы оборудования, она называется *функциональной*.

В России и в других странах разработаны диагностические системы, основанные на различных физических и математических моделях, являющихся ноу-хау производителя. Поэтому детальное описание алгоритма и математического обеспечения таких систем в литературе, как правило, отсутствует.

В России созданием таких систем занимаются ведущие заводы — производители электрических машин и трансформаторов совместно с ведущими НИИ (ВНИИЭ, ВНИИЭлектромаш, ВНИИЭМ, ВЭИ и др.). За рубежом работы по созданию диагностических систем координируются научно-исследовательским институтом электроэнергетики EPRI (США).

В данной главе рассмотрены системы функциональной диагностики, позволяющие оценивать состояние электрических машин и трансформаторов во время работы.

10.1. Состав и функционирование диагностических систем

Техническое диагностирование в соответствии с ГОСТ 27518—87 «Диагностирование изделий. Общие требования» должно обеспечивать решение следующих задач:

- определение технического состояния оборудования;
- поиск места отказа или неисправности;

прогнозирование технического состояния оборудования.

Для работы системы диагностики необходимо установить ее критерии и показатели, а оборудование должно быть доступным для проведения необходимых измерений и испытаний.

Основными критериями системы диагностики являются точность и достоверность диагностики, а также технико-экономические критерии. Критерии точности и достоверности практически не отличаются от аналогичных критериев оценки приборов и методов, используемых при проведении любых измерений (см. подразд. 1.2), а технико-экономические критерии включают в себя объединенные материальные и трудовые затраты, продолжительность и периодичность диагностирования.

В качестве показателей системы диагностики в зависимости от решаемой задачи используют либо наиболее информативные параметры оборудования, позволяющие определить или прогнозировать его техническое состояние, либо глубину поиска места отказа или неисправности.

Выбранные диагностические параметры должны удовлетворять требованиям полноты, информативности и доступности их измерения при наименьших затратах времени и средств.

При выборе диагностических параметров приоритет отдается тем, которые удовлетворяют требованиям определения истинного технического состояния данного оборудования в реальных условиях эксплуатации. На практике обычно используют не один, а несколько параметров одновременно.

При проектировании диагностических систем необходимо разработать алгоритм диагностирования, описывающий перечень и порядок проведения элементарных проверок оборудования, состав признаков (параметров), характеризующих реакцию объекта на соответствующее воздействие, и правила анализа и принятия решения по полученной информации.

В состав диагностической информации могут входить паспортные данные оборудования; данные о его техническом состоянии на начальный момент эксплуатации; данные о текущем техническом состоянии с результатами измерений и обследований; результаты расчетов, оценок, предварительных прогнозов и заключений; обобщенные данные по парку оборудования. Эта информация вводится в базу данных системы диагностики и может передаваться для хранения.

Средства технической диагностики должны обеспечивать надежное измерение или контроль диагностических параметров в конкретных условиях эксплуатации оборудования. Надзор за средствами технической диагностики обычно осуществляется метрологической службой предприятия.

Различают четыре возможных состояния оборудования (рис. 10.1): исправное (отсутствуют любые повреждения), работоспособное

(имеющиеся повреждения не мешают работе оборудования в данный момент времени), неработоспособное (оборудование выводится из эксплуатации, но после соответствующего технического обслуживания может работать в одном из предыдущих состояний), предельное (на этом этапе принимается решение о возможности дальнейшей эксплуатации оборудования после ремонта, либо о его списании).

Этапы функционирования системы технической диагностики в зависимости от состояния оборудования показана на рис. 10.2. Как следует из этой схемы, практически на каждом этапе работы оборудования проводится уточненная оценка его технического состояния с выдачей заключения о возможности его дальнейшего использования.

В зависимости от сложности и изученности оборудования результаты диагностики в виде заключений и рекомендаций могут быть получены либо в автоматическом режиме, либо после соответствующей экспертной оценки данных, полученных в результате диагностики оборудования.

Техническое обслуживание и ремонт в этом случае сводятся к устранению повреждений и дефектов, указанных в заключении по данным технического диагностирования или к нахождению места отказа. Применяемые при этом типовые технологические процессы технического обслуживания и ремонта подробно рассматриваются в гл. 11, 12 и разд. III.

О проведенных работах делаются соответствующие записи в документации, которая ведется на предприятии. Кроме того, результаты диагностики могут заноситься в соответствующие базы данных и передаваться другим субъектам системы диагностики.

Структурно система технической диагностики является информационно-измерительной системой (подробнее об этом см. в подразд. 1.3) и содержит датчики контролируемых параметров, линии связи с блоком сбора информации, блок обработки информации, блоки вывода и отображения информации, исполнительные устройства, устройства сопряжения с другими информационно-измерительными и управляющими системами (в частности, с системой противоаварийной автоматики, сигнал в которую по-



Рис. 10.1. Основные состояния оборудования:

1 — повреждение; 2 — отказ; 3 — переход в предельное состояние из-за неустранимого дефекта, морального старения и других факторов; 4 — восстановление; 5 — ремонт



ступает при выходе контролируемых параметров за установленные пределы). Система технической диагностики может проектироваться как самостоятельная, так и в качестве подсистемы в рамках уже существующей информационно-измерительной системы предприятия.

10.2. Диагностика электрических машин

Основные дефекты электрических машин. Поскольку стоимость диагностических систем весьма велика, применять их целесообразно лишь для диагностирования крупных электрических машин (синхронных генераторов, компенсаторов и двигателей переменного тока), простой или отказ которых может привести к большому экономическому ущербу.

Поэтому рассмотрим наиболее часто встречающиеся дефекты и их проявления, характерные для основных элементов конструкции крупных машин.

Сердечник статора:

повреждение межлистовой изоляции, вызывающее местные перегревы;

ослабление прессовки, вызывающее вибрацию пластин стали с повреждением межлистовой изоляции; распушение крайних пакетов, вызывающее излом листов;

изменение формы статора гидрогенераторов из-за ослабления стыковки секторов статора, что может привести к касанию ротора и статора.

Обмотка статора:

ослабление крепления стержней в пазу, вызывающее истирание изоляции стержня;

повреждение полупроводящего покрытия стержня, вызывающее появление частичных разрядов (ЧР); расслоение изоляции, вызывающее ее ускоренное старение;

нарушение изоляции элементарных проводников, вызывающее увеличение циркуляционных токов и местный перегрев обмотки;

ослабление крепления лобовых частей, вызывающее истирание изоляции, смещение проводников и повышенную вибрацию лобовых частей;

загрязнение, замасливание и увлажнение изоляции, вызывающее снижение электрической прочности изоляции;

трещины в изоляции, приводящие к снижению ее электрической прочности.

Для машин с непосредственным водяным охлаждением весьма опасным дефектом является увлажнение изоляции из-за нарушения герметичности системы охлаждения, вызывающее пробой в зоне стержня на выходе из паза.

Рис. 10.2. Этапы функционирования системы технической диагностики

Система непосредственного охлаждения:

закупорка каналов непосредственного охлаждения, приводящая к местным перегревам обмотки;

нарушение герметичности, приводящее к появлению дистиллята внутри корпуса и увлажнению изоляции.

Ротор:

трещины в различных частях ротора турбогенератора или вала гидрогенератора, приводящие к повышенным вибрациям на оборотной частоте и изменению фазы вибрации;

нарушение целостности бандажных колец и клиньев обмотки ротора, приводящее к повышенным вибрациям.

Обмотка возбуждения:

повреждение корпусной изоляции и витковые замыкания, приводящие к повышенным вибрациям на оборотной частоте и появлению подшипниковых токов;

износ полых проводников при водяном охлаждении, приводящий к тепловому небалансу ротора и повышенным вибрациям.

Воздушный зазор (для гидрогенераторов и крупных асинхронных двигателей):

изменение формы зазора или соосности сердечников статора и ротора, приводящее к асимметрии тока в параллельных ветвях и к возможному задвинутию ротора о статор с последующим разрушением последних.

Подшипники и подпятники:

нарушение изоляции, приводящее к появлению подшипниковых токов и повышенному нагреву подшипников;

износ рабочих поверхностей и перекосы, которые также приводят к увеличению температуры и уровня вибрации.

Уплотнения вала ротора (для турбогенераторов с водородным охлаждением):

износ уплотнений или их повреждение, приводящие к увеличению расхода водорода и попаданию масла внутрь корпуса;

перекос уплотнений, приводящий к их повышенному нагреву.

Средства и методы контроля состояния отдельных узлов. *Сердечник статора.* Ослабление прессовки сердечника приводит к его повышенной вибрации, которая контролируется специальными датчиками, установленными на корпусе машины. Повреждение межлистовой изоляции приводит к местным перегревам, которые контролируются либо термодатчиками, установленными в активной стали статора, либо тепловизорами, либо с помощью специальных термоиндикаторных покрытий. Эти покрытия наносятся на поверхность критических по перегревам узлов машины, и при достижении предельной температуры выделяют определенные газы и аэрозоли, которые выявляют при химическом анализе охлаждающего газа. На разные узлы машины наносятся покрытия различного химического состава, что позволяет не только зафиксировать

местные перегревы, но и идентифицировать их источники. Кроме покрытий на опасные места могут устанавливаться термочувствительные «этикетки», изменяющие свой цвет при превышении порогового значения температуры места установки. Осмотр «этикеток» возможен только во время ревизии на остановленной машине.

Обмотка статора. Контроль теплового состояния обмотки осуществляется либо с помощью встроенных датчиков температуры, либо с помощью тепловизоров, либо путем химического анализа охлаждающего газа, в котором находятся продукты термического разложения изоляции. По концентрации продуктов разложения можно судить о степени перегрева изоляции. Контроль за местными перегревами можно проводить с помощью нанесения термоиндикаторных покрытий или термочувствительных «этикеток».

Контроль состояния изоляции осуществляется анализаторами ЧР, измеряющими интенсивность частичных разрядов. Сигналы на анализатор поступают от емкостных датчиков связи, устанавливаемых под пазовым клином. Существующие анализаторы ЧР позволяют распознать следующие дефекты обмотки статора: ослабление крепления обмотки в пазу, повреждение полупроводящего покрытия, расслоение или плохая пропитка изоляции, отслоение меди от корпусной изоляции, существенный износ изоляции, ослабление крепления обмотки. В связи с высокой информативностью анализаторы ЧР получили широкое распространение в системах диагностики крупных электрических машин.

Частичные разряды приводят к появлению озона в охлаждающем газе. Большая концентрация озона свидетельствует о наличии частичных разрядов в изоляции, связанных с повреждением полупроводящего покрытия.

Воздушный зазор. Контроль воздушного зазора осуществляется с помощью систем оптического контроля, имеющих точность 0,05 мм при пределе измерения 40 мм. С помощью таких систем, имеющих датчики на статоре и роторе, удается выявить радиальные колебания статора, неравномерное расширение статора при нагревании, динамические изменения воздушного зазора при изменениях режима работы и биение вала.

В последнее время широко используются системы контроля воздушного зазора гидрогенераторов на базе емкостных датчиков. Они проще оптических и позволяют обойтись только датчиками, установленными на статоре.

Подшипники и подпятники. Для определения состояния подшипников осуществляется непосредственный (путем установки датчиков на баббитовых вкладышах) или косвенный (измерение температуры масла на входе и выходе подшипника) тепловой контроль, а также контроль вибрации.

Отдельно следует сказать о широко применяемых в настоящее время системах вибродиагностики. Эти системы позволяют полу-

чать достоверную информацию о наличии следующих дефектов: разбалансировка ротора, несоосность вала, неравномерность воздушного зазора, дефекты уплотнений, трещины в роторе, структурные резонансы и ряд других.

На базе комплекса методов выявления дефектов созданы автоматизированные системы контроля состояния крупных электрических машин. Так, созданная в России система СКДГ контролирует температуру, электрические и механические параметры и выдает предупредительные и аварийные сигналы при выходе измеряемых величин за допустимые пределы. Система имеет 120 каналов контроля, обрабатывает и сохраняет данные измерений и показатели режимов работы.

Наиболее универсальной в настоящее время считается разработанная по заказу EPRI система HYDROSCAN (фирма «MCM Enterprise Ltd», США). Система включает сканирующее устройство, являющееся по существу диагностической системой состояния статора и ротора гидрогенератора. Устройство (рис. 10.3) состоит из комплекта датчиков, стабилизатора питания, телеизмерительной системы, управляющего контроллера и пульта управления. Измерение температуры на статоре производится со стороны ротора, а температуры ротора — со стороны статора.

Сканирование поверхности расточки статора производится датчиками 6, установленными на роторе в межполюсном пространстве. Имеется 14 полос измерения температуры, обегаящих все пазы статора (соответствует 7056 точкам измерения температуры на сердечнике статора). Частота опроса по пазам составляет 1 кГц, чувствительность — 1°C на площади длиной 2,5 см и шириной, равной ширине зубца.

Развивающиеся повреждения стержней обмотки статора гидрогенератора, которые сопровождаются частичными разрядами в

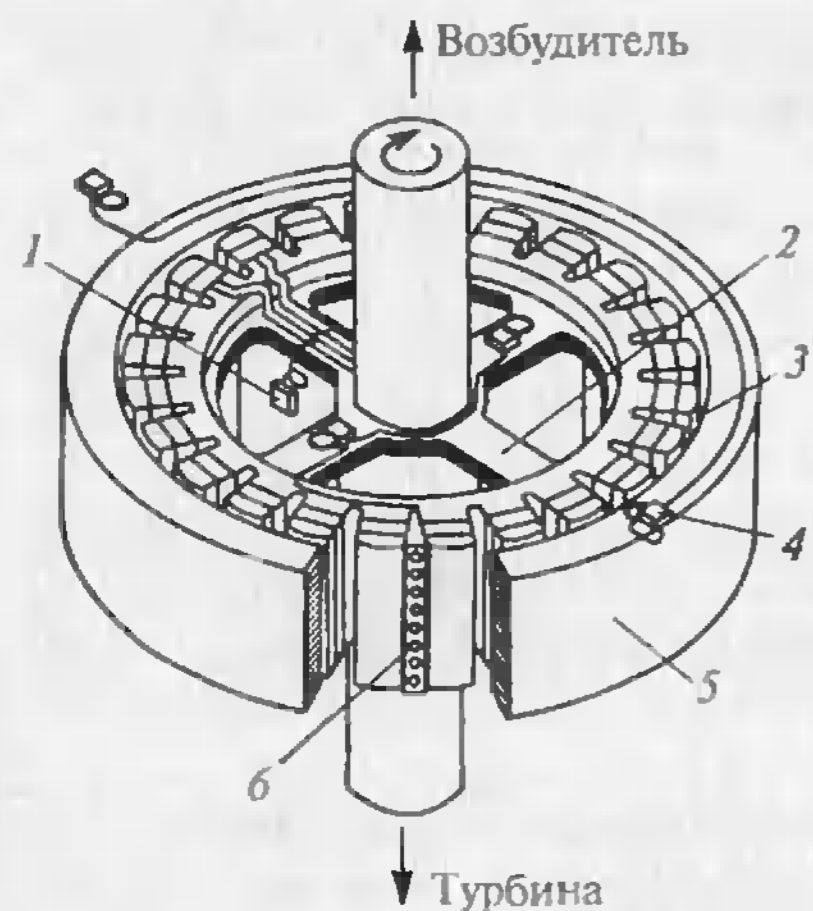


Рис. 10.3. Устройство диагностической системы HYDROSCAN:

1 — стабилизированный источник питания; 2 — спицы ротора; 3 — полюса ротора; 4 — приемник сигналов датчиков, установленных на роторе; 5 — статор; 6 — линейка датчиков;

изоляции, определяются с помощью радиочастотных датчиков. Для получения большей чувствительности и точности фиксации места разряда эти датчики устанавливаются на оси полюса. Кроме того, контроль за частичными разрядами ведется с помощью емкостных датчиков, встроенных в пазы статора.

Контроль величины воздушного зазора осуществляется двумя индуктивно связанными катушками, закрепленными в воздушном зазоре. Разрешающая способность измерений воздушного зазора составляет 0,64 мм. В зазоре измеряется также вращающаяся составляющая магнитного поля (по трем осям с помощью датчиков Холла), позволяющая выявить витковые замыкания в катушках статора.

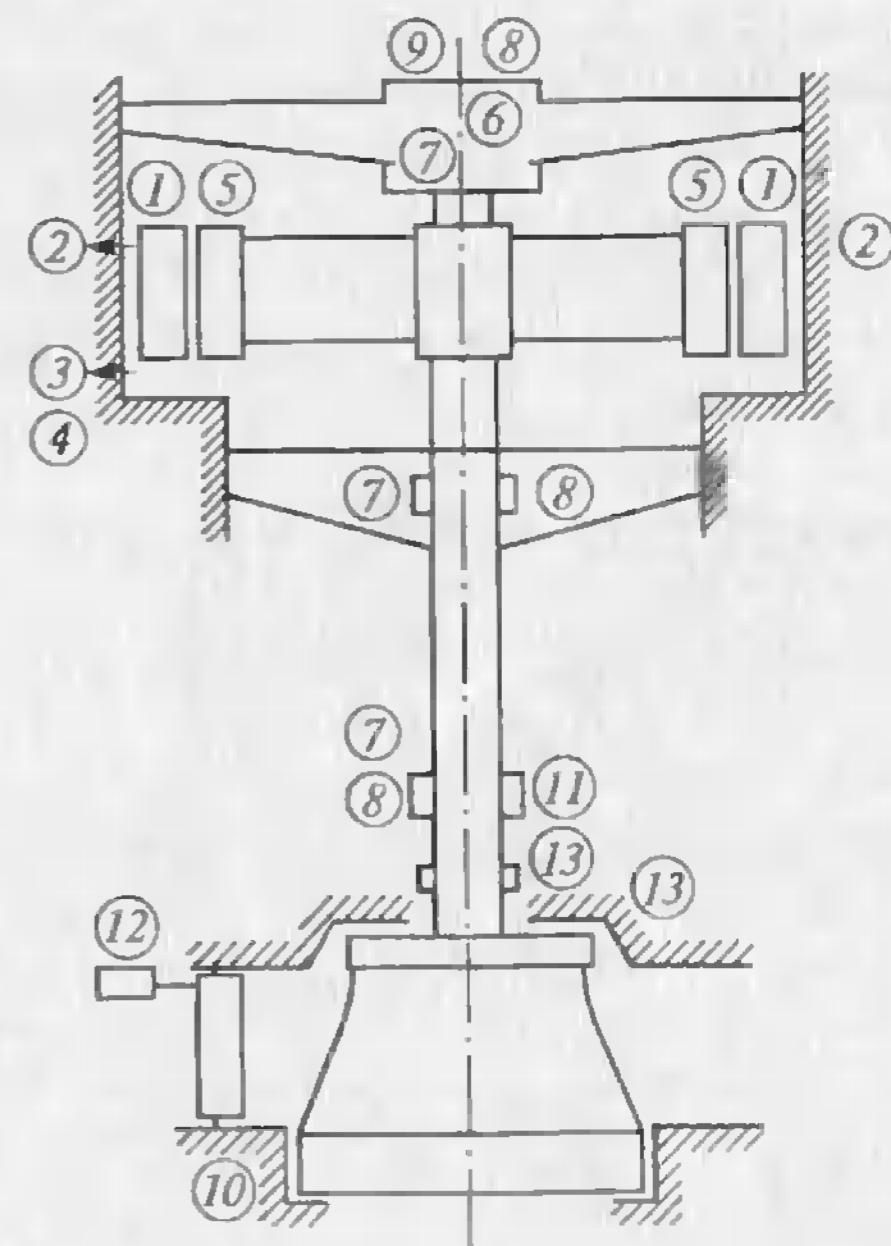
Выявление ослабления пазовых клиньев, крепления лобовых частей и вибрации сердечника статора осуществляется путем анализа шума с помощью трех микрофонов, установленных в блоке датчиков. В блоке датчиков установлены также акселерометр для измерения вибрации ротора, устройство питания датчиков и оптоволоконное устройство передачи данных на приемник 4.

Система диагностики (сканирующее устройство является ее частью) контролирует температуру воздуха в воздушном зазоре, состояние подшипников и щеточно-контактного аппарата.

Основным направлением развития систем диагностики является автоматизация. Примером автоматизированных систем может служить система SUPER, установленная на одной из канадских

Рис. 10.4. Расположение датчиков в диагностической системе SUPER:

1 — датчики температуры обмотки статора; 2 — датчики температуры охлаждающей воды; 3 — датчик температуры охлаждающего воздуха; 4 — датчик температуры окружающего воздуха; 5 — емкостные датчики смещения; 6 — датчики вибрации на подпятнике (вибрации на оборотной частоте и частоте сети); 7 — датчики вибрации (по двум осям в горизонтальной плоскости); 8 — датчики температуры корпуса подшипников, масла и охлаждающей воды; 9 — датчики температуры масла и виброускорения в подпятнике; 10 — датчики смещения; 11 — датчики вибрации вала; 12 — датчики положения направляющего аппарата; 13 — датчики состояния кольцевого уплотнения турбины



ГЭС (рис. 10.4). Система контролирует следующие характеристики основных узлов гидроагрегата.

Генератор:

измерение температуры обмотки статора (датчики 1), охлаждающей воды (датчики 2), охлаждающего (датчики 3) и окружающего (датчики 4) воздуха;

положение ротора относительно статора (датчики 5);

напряжение и силу тока обмоток статора и ротора, активную и реактивную мощность генератора, коэффициент мощности;

вибрации на оборотной частоте и на частоте сети (датчики 6 на верхнем подшипнике).

Подшипники:

вибрации по двум осям в горизонтальной плоскости (датчики 7); температуру на корпусе подшипников, температуру масла и воды охлаждающей системы (датчики 8);

вибрации на подпятнике (датчики 9), а также расход масла в системе смазки и воды в системе уплотнения.

Возбудитель генератора:

износ щеток (по температуре контактных колец); частоту вращения.

Кроме того контролируется работа гидротурбины и направляющего аппарата (датчики 10... 13).

Система SUPER фиксирует каждую минуту 52 механических и 10 электрических параметров и содержит 50 уставок на сигнал. В основной процессор данные передаются обычно один раз в час. В случае срабатывания какой-либо из уставок (сигнал тревоги — выход контролируемого параметра за допустимые пределы) в процессор передаются данные за предыдущий час работы. Математическое обеспечение позволяет обрабатывать и передавать сигналы датчиков, отбирать их для базы данных, осуществлять постоянный контроль и анализ в режиме «on-line» и проводить специальные тесты.

В системах функциональной диагностики нашли широкое применение устройства контроля химических и механических примесей в охлаждающем газе, позволяющие определять перегревы изоляции (по продуктам ее тепловой деструкции или по продуктам разложения термочувствительных покрытий) и степень ее механического износа (по составу и количеству механических примесей). Эти устройства могут быть как стационарными (для постоянного контроля состояния изоляции), так и переносными (для периодического контроля состояния изоляции).

Применение систем функциональной диагностики совместно с испытаниями и проверками во время ревизий и осмотров позволяет максимально увеличить межремонтный период, а при необходимости проведения ремонта более точно определить место и степень повреждения, минимизировав тем самым его объем и время проведения.

10.3. Диагностика трансформаторов

По опыту многолетней эксплуатации трансформаторов установлены типичные виды повреждений, их признаки, возможные причины и способы выявления.

Магнитопровод. При наличии дефекта в межлистовой изоляции возможны перегревы, вызываемые вихревыми токами или токами в короткозамкнутых контурах, образованных в результате нарушения изоляции массивных деталей остова от активной стали. В случае конденсации влаги на поверхности масла она попадает на верхнее ярмо, проникает между пластинами активной стали в виде водомасляной эмульсии, разрушает межлистовую изоляцию и вызывает коррозию стали. По этим причинам ухудшается состояние масла (понижается температура вспышки, повышается кислотность) и увеличиваются потери холостого хода.

Обмотки. Наиболее характерным видом повреждений в обмотках является витковое замыкание. Причиной его может быть разрушение изоляции из-за старения вследствие ее естественного износа или из-за продолжительных перегрузок трансформатора при недостаточном охлаждении обмоток. Нарушение изоляции витков может произойти также вследствие механических повреждений при коротких замыканиях. Признаками витковых замыканий являются срабатывание газовой защиты, повышенный нагрев, различие в сопротивлениях фаз постоянному току и т. д.

На трансформаторах мощностью от 1000 кВ·А устанавливается газовое реле (подробнее об этом см. подразд. 9.5), срабатывание которого происходит в результате выделения внутри трансформатора газов из-за разложения масла, вызванного указанными повреждениями. О причинах срабатывания газовой защиты и о характере повреждения можно судить по результатам химического анализа скопившегося в реле газа, который позволяет выявить повреждение на ранней стадии их возникновения и в ряде случаев оперативно устранить их.

Описанные в гл. 2, 9 и 12 методы контроля интегрального состояния изоляции трансформаторов (сопротивление изоляции, коэффициент абсорбции, $\text{tg } \delta$, C_2/C_{50} и др.) не позволяют обнаружить частичные повреждения изоляции в начальной стадии их развития и указать характер и степень имеющегося повреждения. Поэтому одним из наиболее перспективных направлений в исследовании повреждений работающих трансформаторов является периодический анализ содержания растворенных в масле газов, определяемых хроматографическим методом.

В настоящее время установлены связи между выделяемыми в масло газами и причинами их появления. Так выделение водорода (H_2) свидетельствует о наличии в трансформаторе искровых и дуговых частичных разрядов, ацетилена (C_2H_2) — о наличии электри-

ческой дуги и искрения, этилена (C_2H_4) — о местных нагревах масла и бумажно-масляной изоляции выше 873 К, метана (CH_4) — о местных нагревах изоляции в диапазоне 673...873 К или о сопровождающих нагрев частичных разрядах, этана (C_2H_6) — о местных нагревах масла и изоляции в диапазоне 573...673 К, оксида и диоксида углерода (CO , CO_2) — о старении и увлажнении масла и твердой изоляции, диоксида углерода — о нагреве твердой изоляции.

Кроме указанных газов в масле может содержаться кислород (воздух), наличие которого свидетельствует о нарушении герметичности трансформаторов, и вода, наличие которой приводит к ухудшению изоляционных свойств трансформаторного масла.

Методы отбора проб масла для анализа содержания в ней воды и растворенных газов, а также их хроматографический анализ изложены в гл. 5. Отметим, что в настоящее время в мире выпускается большой спектр хроматографических установок, позволяющих проводить анализ содержания воды и растворенных газов. Основной недостаток этих установок — невозможность получать информацию в режиме «on-line», поскольку между отбором пробы масла и получением результатов анализа проходит длительное время (в основном на транспортирование проб), а сам анализ с подготовкой установки занимает 2...3 ч.

Отечественные установки, содержащие хроматограф, пробоотборники, программное обеспечение результатов анализа и различное вспомогательное оборудование, разработаны во ВНИИЭ (НПФ «Электра»). Эти установки позволяют обнаруживать вредные компоненты при следующей нижней концентрации: вода — 2,0 г/т, воздух — 0,03 %, водород — 0,0005 %, метан, этан, этилен — 0,0001 %, ацетилен — 0,00005 %, оксид и диоксид углерода — 0,002 %.

Принцип действия существующих установок непрерывной диагностики основан на измерении объема всех растворенных в масле газов или на определении его объемного сопротивления. Для герметичных трансформаторов и высоковольтных маслонеполненных вводов используются установки, работающие по принципу изменения давления и температуры масла.

В ВЭИ была создана и внедрена дистанционная система диагностики ССГ-1, предназначенная для работы в составе АСУТП непрерывного контроля и прогнозирования состояния трансформаторов. Шкаф ССГ-1 устанавливается у трансформатора и подключается к его заземленной системе охлаждения в двух точках с разным давлением масла, чтобы обеспечить его естественную циркуляцию через установку. Установка в автоматическом режиме осуществляет периодический контроль концентрации всех горючих газов и температуры масла в месте присоединения. Длительность цикла измерений составляет 4 ч. Если суммарная объемная

концентрация горючих газов не превышает 500 ppm, то состояние изоляции трансформатора не вызывает подозрений, если концентрация находится в диапазоне 500...1500 ppm, то хроматографический анализ масла должен проводиться не реже планового, если концентрация превышает 1500 ppm, то следует внимательно следить за скоростью нарастания концентрации горючих газов и провести внеочередной хроматографический анализ. Концентрация свыше 3000 ppm свидетельствует о развитии серьезного дефекта и требует принятия срочных мер для предотвращения аварии.

За рубежом получили распространение установки непрерывного действия HYDRAN фирмы «Syprotec Corp» (США) различных модификаций, которые также подключаются непосредственно к трансформатору. Они измеряют суммарную концентрацию горючих газов и пересчитывают ее в водородный эквивалент. Математическое обеспечение установок позволяет анализировать поступающие данные и прогнозировать развитие дефектов, которые могут привести к аварии трансформатора.

Для контроля состояния герметичных трансформаторов и вводов в ВЭИ были разработаны микропроцессорные датчики давления и температуры, устанавливаемые с помощью штуцеров непосредственно на баке или вводах. Они измеряют температуру и давление масла в месте установки и соединяются с системой диагностики. Снижение давления ниже нормы свидетельствует о наличии течи масла, а повышение давления и (или) температуры — о внутреннем повреждении в трансформаторе или вводах. Скорость изменения контролируемых параметров свидетельствует о степени серьезности повреждения.

Там же была создана установка для непрерывного контроля изоляционных свойств масла путем измерения его объемного сопротивления ρ_V . Испытательная ячейка подключается к заземленному маслопроводу трансформатора и периодически передает данные о величине ρ_V в систему контроля параметров. По величине ρ_V , на которую влияют продукты старения масла, можно судить о величине его $\tan \delta$. В совокупности с другими датчиками эта установка может входить в состав диагностической системы трансформатора.

Одной из составляющих диагностической системы может служить подсистема, построенная на базе математической модели нагрузочной способности трансформатора (см. подразд. 12.3), которая для своей работы не требует установки датчиков внутри трансформатора. Для ее функционирования необходимы данные о текущей нагрузке трансформатора (обычно существующая измерительная система содержит датчики мощности трансформатора по фазам), о его напряжении и температуре окружающей среды. Кроме того должны быть известны потери холостого хода и короткого замыкания, а также расчетные (номинальные) значения

превышений температуры обмотки и масла в верхних слоях. Такая подсистема оценки интегрального износа изоляции позволяет в режиме «on-line» получать данные о степени износа изоляции и прогнозировать срок службы трансформатора. Эта информация в сочетании с плановыми проверками характеристик изоляции (сопротивление изоляции, коэффициент абсорбции и др.) позволяет проводить ремонт по мере необходимости в зависимости от степени реального износа изоляции трансформатора.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные виды технической диагностики и задачи, которые решают с ее помощью.
2. Приведите перечень основных состояний технического оборудования и дайте их краткую характеристику.
3. Каковы характерные дефекты статоров крупных машин переменного тока и как они проявляются?
4. Каковы характерные дефекты роторов крупных машин переменного тока и как они проявляются?
5. Каковы основные методы контроля теплового состояния отдельных узлов электрических машин?
6. Как осуществляется контроль воздушного зазора электрических машин?
7. Назовите характерные дефекты магнитопровода (обмоток) масляных трансформаторов и как они проявляются.
8. Каковы причины появления различных газов в трансформаторном масле?

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

В процессе эксплуатации детали электрических машин подвергаются износу, что приводит к отказам в их работе. Для устранения отказов, вызванных износом, периодически проводят ремонт, позволяющий поддерживать работоспособность машин на высоком уровне. Важную роль при эксплуатации играет правильный выбор электрических машин и их защит в аварийных и ненормальных режимах работы, а также применение диагностических систем (см. гл. 10), позволяющих своевременно определить наступление предельного состояния до возникновения отказа.

11.1. Техническое обслуживание электрических машин

В процессе эксплуатации важное место занимает техническое обслуживание машин перед вводом в эксплуатацию, в процессе работы и после остановки, плановое проведение ремонта и профилактические (межремонтные) испытания.

Профилактические испытания позволяют обнаружить неисправности, которые не всегда можно выявить во время осмотра, поскольку они не имеют внешних проявлений. При этих испытаниях проверяют сопротивление изоляции обмоток электрических машин и пускорегулирующей аппаратуры, правильность срабатывания защиты машин напряжением до 1000 В в сетях с заземленной нейтралью и устройств защитного отключения.

Согласно ПУЭ при проверке сопротивления изоляции электрических машин мегомметры выбирают следующим образом: для измерения сопротивления изоляции обмоток машин постоянного тока и обмоток статора машин переменного тока напряжением до 1 кВ следует пользоваться мегомметром класса напряжения 1000 В, а для измерения сопротивления изоляции обмоток ротора машин переменного тока напряжением до 1 кВ — мегомметром класса напряжения 500 В. Для измерения сопротивления изоляции обмоток машин переменного тока, имеющих напряжение свыше 1 кВ, следует использовать мегомметры класса напряжения 2500 В.

Работы по техническому обслуживанию электрических машин весьма разнообразны. Типовой объем этих работ включает в себя: ежедневный контроль за выполнением правил эксплуатации электрических установок потребителей и инструкций завода-из-

готовителя (контроль за нагрузкой, температурой отдельных узлов электрической машины, температурой охлаждающей среды при замкнутом цикле охлаждения, наличием и состоянием смазки в подшипниках, уровне шумов и вибраций, степенью искрения под щетками и т. д.);

ежедневный контроль за исправностью заземления;

обтирку, чистку и продувку машины, выявление мелких неисправностей и их устранение, не требующее специальной остановки и проводимое во время перерывов в работе основного технологического оборудования (подтяжка контактов и креплений, замена щеток, регулирование траверс и т. п.);

проверку состояния электрических машин с использованием средств технической диагностики, проводимую в целях выявления предельной выработки ресурса ее узлов и деталей и предупреждения аварийных ситуаций;

восстановление отключившегося (в результате срабатывания защиты) оборудования;

приемосдаточные испытания после монтажа, ремонта и наладки электрических машин и систем их защиты и управления;

плановые осмотры эксплуатируемых машин по утвержденному главным электриком графику с заполнением карты осмотра.

Для большинства электрических машин основным фактором, влияющим на их работоспособность, является рабочая температура отдельных частей машин (обмотки, подшипников, коллектора и контактных колец). Поэтому в процессе эксплуатации контролю за температурой уделяется особое внимание. На практике применяются два метода контроля за нагревом: непосредственный и косвенный.

При *непосредственном методе контроля* электрическая машина имеет встроенные в обмотки, подшипники и магнитопровод датчики температуры с различными термопреобразователями (термометры сопротивления, терморезисторы, термопары). С помощью этих датчиков производятся измерения температуры или превышения температуры (над температурой окружающей среды) соответствующих узлов машины. Измерения могут проводиться либо дистанционно, либо непосредственно на машине при каждом ее осмотре. Соответственно температура может контролироваться либо постоянно либо периодически. Важным преимуществом непосредственного метода является возможность измерения температуры без отключения машины.

Если непосредственный метод контроля невозможен (отсутствуют встроенные датчики температуры), то применяется *косвенный метод контроля* за нагревом машины. При использовании этого метода следят не за самой температурой или ее превышением, а за нагрузкой машины и температурой охлаждающей среды. Обычно, если нагрузка не превышает номинальную, а температу-

ра охлаждающей среды не превышает допустимую, не следует опасаться недопустимых перегревов. Косвенный метод контроля широко используется при эксплуатации электрических машин малой и средней мощности, для которых, как правило, установка датчиков температуры не предусмотрена.

11.2. Виды и причины износа электрических машин

Износ электрических машин. В процессе эксплуатации происходит износ электротехнического оборудования. Условно по характеру физических процессов, лежащих в его основе, можно выделить три вида износа: механический, электрический и моральный.

Механический износ является следствием длительных и многократных знакопостоянных или знакопеременных механических воздействий на отдельные узлы и детали электрических машин. В результате этих воздействий их первоначальные форма и качество ухудшаются. В электрических машинах подвержены износу трущиеся детали — коллектор, контактные кольца, щетки, подшипники, шейки валов, а также бандажи, пружины и др. Кроме того в ходе эксплуатации истирается изоляция в местах выхода проводников обмотки из пазов электрических машин и изоляция смежных витков обмоток трансформаторов.

К механическому износу приводит и абразивное истирание узлов и деталей электрических машин под влиянием твердых частиц (пыли), содержащихся в окружающей среде.

Электрический износ приводит к невозможности восстановления электроизоляционными материалами своих изоляционных свойств. Износ изоляции происходит под действием четырех основных факторов: тепловых, электрических, механических и окружающей среды. С повышением температуры уменьшается механическая прочность твердой изоляции и коэффициент теплопередачи, при тепловом расширении изоляции ослабляется ее структура, возникают внутренние термомеханические напряжения, которые особенно велики в жестко связанных изоляционных системах со значительно отличающимися коэффициентами теплового расширения. В процессе износа в изоляции могут накапливаться продукты ее распада, приводящие к появлению газовых пузырей и проводящих примесей, которые снижают ее пробивное напряжение. Тепловое воздействие делает твердую изоляцию уязвимой для механических воздействий.

Электрические воздействия на изоляцию определяются уровнем напряжения оборудования. Наибольшее влияние на износ оказывают коммутационные и атмосферные перенапряжения, которые приводят к неравномерному распределению напряжения вдоль катушки (обмотки) и могут вызвать ее пробой. Неравномерное распределение напряжения характерно и для обмоток элект-

рических машин, питаемых от преобразователей частоты с широтно-импульсной модуляцией. Условия работы изоляции ухудшаются вследствие атмосферных воздействий, в частности влаги и вредных химических примесей, содержащихся в атмосфере. Наличие влаги в изоляции может существенно уменьшить механическую прочность твердой изоляции, усилить процессы ионизации, ускорить ее химическое старение.

Механические воздействия появляются из-за вибрации оборудования, протекания переменных токов по его обмоткам, приводящим к возникновению знакопеременных электродинамических усилий, а также из-за центробежных сил в подвижных и вращающихся частях. Причем механические усилия, действующие на твердую изоляцию в аварийных режимах (как правило, в режимах короткого замыкания) могут в сотни раз превосходить усилия, действующие в нормальных режимах.

В результате этих воздействий может происходить пробой изоляции, а на частях оборудования, не находящихся в нормальных условиях под напряжением, могут появляться высокие электрические потенциалы. Устранение этого вида износа, как правило, требует капитального ремонта электрического и электромеханического оборудования.

Моральный износ обусловлен появлением в эксплуатации нового оборудования, характеризующегося более высокими технико-экономическими показателями (КПД, производительность, надежность работы и т. д.) и меньшей стоимостью. В этих условиях дальнейшее использование устаревшего оборудования является нецелесообразным из-за повышенных издержек, приводящих к росту стоимости готовой продукции по сравнению с произведенной на новом, технически более совершенном оборудовании. Только изменением конструкции и улучшением технических показателей действующего оборудования при капитальном ремонте в процессе модернизации можно продлить сроки его экономически оправданной эксплуатации.

Приведенная классификация износов является в известной мере условной, так как все три типа износа нельзя рассматривать в отрыве друг от друга. Например, на механический износ токоведущих частей сильное влияние оказывают плотность тока, температура и влажность окружающей среды; на электрический износ изоляции сильное влияние оказывают механические факторы (вибрация, термомеханические усилия, абразивный износ). На ухудшение технических характеристик электрических машин и, следовательно, на их моральный износ оказывают влияние степень их механического и электрического износа.

Тем не менее анализ каждого вида износа позволяет более полно выявить физические факторы, лежащие в основе этих процессов, для выработки мер по ослаблению их влияния на работу машин.

Рассмотрим наиболее характерные неисправности электрических машин, приводящие к отказу или выходу машины из строя, которые могут наблюдаться при проведении работ по их техническому обслуживанию.

Неисправности электрических машин и их проявление. Витковое короткое замыкание вследствие пробоя изоляции между смежными витками обмотки статора или ротора приводит к повышенному перегреву электрической машины даже при нагрузке, не превышающей номинальную.

Короткое замыкание между фазами обмотки статора вследствие пробоя межфазной изоляции или пробоя изоляции двух фаз на корпус приводит к сильным вибрациям машины переменного тока, которые прекращаются при отключении машины от сети. Кроме того, наблюдается асимметрия токов в фазах и быстрый нагрев отдельных участков обмотки.

При коротком замыкании обмотки фазного ротора (или при пробое изоляции между контактными кольцами и валом) асинхронный двигатель пускается в ход при разомкнутой обмотке ротора. Под нагрузкой пуск двигателя происходит медленно, а ротор сильно нагревается даже при небольшой нагрузке.

Обрыв проводников обмотки статора двигателей переменного тока вызывает асимметрию токов и быстрый нагрев одной из фаз при работающей машине. При обрыве фазы (крайний случай обрыва проводников) двигатель не пускается при подаче напряжения, наблюдается сильный шум и быстрый нагрев двигателя. При обрыве фазы работающего двигателя наблюдается резкая асимметрия токов статора, сильный шум и быстрый нагрев сверх допустимых пределов.

Обрыв стержня короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного двигателя приводит к повышенным вибрациям, уменьшению частоты вращения под нагрузкой, периодическим пульсациям тока статора во всех фазах.

Недопустимое снижение сопротивления изоляции обмоток может произойти вследствие ее сильного загрязнения, увлажнения или частичного разрушения в результате износа.

Нарушение электрических контактов, паянных или сварных соединений приводит в асинхронных двигателях к тем же последствиям, что и обрыв витков, стержней обмотки ротора или фазы обмотки в зависимости от места нахождения данного электрического соединения. Нарушение контакта в цепи щеток приводит к повышенному искрению.

Нарушение межлистовой изоляции сердечников магнитопроводов статора машин переменного тока или ротора машин постоянного тока приводит к недопустимому повышению температуры магнитопровода в целом и его отдельных участков. Это в свою очередь приводит к повышенному нагреву обмоток и может вызвать выгорание части магнитопровода.

Перечень возможных неисправностей асинхронных двигателей

Неисправность, внешнее проявление и дополнительные признаки	Вероятная причина	Способ устранения
Двигатель при пуске не разворачивается, гудит	Отсутствие или недопустимое уменьшение напряжения питающей сети. Перепутаны начало и конец фазы обмотки статора. Двигатель перегружен. Неисправен приводной механизм	Найти и устранить неисправности сети. Произвести подключение фаз согласно схеме. Снизить нагрузку. Устранить неисправность приводного механизма
Остановка работающего двигателя	Прекращение подачи напряжения. Неполадки в аппаратуре распределительного устройства и питающей сети. Заклинивание приводного механизма. Сработала защита	Найти и устранить разрыв в электрической цепи. Устранить неполадки в аппаратуре и питающей сети. Устранить неисправность приводного механизма. Проверить обмотку статора и устранить причину
Вал вращается, но нормальная частота вращения не достигается	Во время разгона отключилась одна из фаз. Уменьшилось напряжение в питающей сети. Двигатель перегружен	Подключить отсоединившуюся фазу. Поднять напряжение до номинального значения. Устранить перегрузку
Повышенный перегрев двигателя	Двигатель перегружен по току. Повышено или понижено напряжение в сети. Повышена температура окружающей среды.	Снизить нагрузку до номинальной. Установить напряжение в соответствии с ГОСТ 183—74*. Установить допустимую температуру.

Ослабление прессовки листов магнитопровода вызывает шум и повышенную вибрацию электрических машин, исчезающие после отключения машины от сети.

Ослабление крепления полюсов и сердечников статоров приводит к повышенной вибрации, исчезающей после отключения машины от сети.

Выработка коллектора и контактных колец, ослабление нажатия щеток приводит к повышенному искрению и нагреву контактных колец и коллектора. При этом износ щеток ускоряется.

Деформация вала приводит к появлению эксцентриситета ротора, больших сил одностороннего тяжения, в результате чего асинхронный двигатель не развивает номинальную скорость, а его работа сопровождается низкочастотным шумом (на оборотной частоте).

Засорение охлаждающих (вентиляционных) каналов и загрязнение корпуса приводит к повышенному нагреву машины или ее отдельных частей при нагрузках, не превышающих расчетных значений.

Выплавка баббита в подшипниках скольжения или чрезмерный износ подшипников качения приводят к нарушению соосности электрической машины и приводного механизма, к появлению эксцентриситета ротора. Первая причина вызывает повышение вибраций, которые не исчезают после отключения ее от сети, а вторая — такие же проявления, как и при деформации вала.

Нарушение уравновешенности (балансировки) вращающихся частей (муфт, шкивов и роторов) приводит к появлению повышенных вибраций.

Как видно из анализа проявлений возможных неисправностей и их влияния на рабочие свойства электрических машин, одни и те же физические дефекты могут быть вызваны различными причинами. Это часто не позволяет однозначно определить неисправности машины, а ограничиться лишь их возможным перечнем. Истинная причина может быть определена только в процессе дефектации. Если говорить о неисправностях конкретных видов электрических машин, то, как правило, эксплуатационный персонал при работе ориентируется на перечень типовых неисправностей и способ их устранения, который содержится в паспорте каждой электрической машины (или группы однотипных машин). В качестве примера в табл. 11.1 приведен перечень возможных неисправностей асинхронных двигателей с короткозамкнутой обмоткой ротора серии АИР, вероятных причин их появления и способов устранения. Аналогичные перечни содержатся в паспортах, поставляемых заводами-изготовителями вместе с электрическими машинами.

При устранении неисправностей, указанных в табл. 11.1, двигатель необходимо отсоединить от питающей сети и от привода.

Неисправность, внешнее проявление и дополнительные признаки	Вероятная причина	Способ устранения
Обмотка статора перегревается, двигатель сильно гудит и не развивает нормальной частоты вращения	Нарушена нормальная вентиляция (загрязнены вентиляционные каналы и корпус двигателя).	Почистить корпус и вентиляционные каналы.
	Нарушена нормальная работа приводного механизма	Устранить неполадки в работе приводного механизма
	Межвитковое замыкание в обмотке статора.	Заменить статор.
Повышенный перегрев и стук подшипников	Обмотка одной из фаз пробита на корпус (землю) в двух местах.	То же
	Короткое замыкание между фазами.	»
	Обрыв одной из фаз	»
Повышенная вибрация работающего двигателя	Неправильная центровка двигателя с приводным механизмом или ее нарушение.	Правильно отцентровать двигатель с приводным механизмом.
	Повреждение подшипников	Заменить подшипники
	Недостаточная жесткость фундамента.	Увеличить жесткость фундамента.
Пониженное сопротивление изоляции обмоток	Несоосность вала двигателя с валом приводного механизма.	Улучшить соосность валов.
	Не сбалансирован привод или соединительная муфта (шкив)	Отбалансировать привод или муфту (шкив)
	Загрязнение или отсыревание обмоток	Разобрать и почистить двигатель, продуть и просушить обмотку

11.3. Выбор защиты электрических машин

Правильный выбор и настройка защиты электрических машин позволяет увеличить их рабочий ресурс, обеспечить безаварийную работу и повысить эксплуатационную надежность. Защита может действовать на отключение и на сигнал. В первом случае при недопустимом отклонении режимных параметров происходит отклю-

чение электрической машины от сети, во втором — подается звуковой или световой сигнал обслуживающему персоналу о недопустимом отклонении параметров, и он уже принимает решение о необходимости отключения машины.

Применение защиты удорожает машину, поэтому выбор типа и количества защит определяется не только технической, но и экономической целесообразностью их установки.

В ПУЭ и ПЭЭП установлены следующие типы защит для электрических двигателей.

Для двигателей напряжением до 1000 В предусмотрены:

защита от многофазных коротких замыканий и от минимального напряжения, а в сетях с глухозаземленной нейтралью дополнительная защита от однофазных замыканий (для двигателей переменного тока);

защита от коротких замыканий и от недопустимого повышения частоты вращения (для двигателей постоянного тока);

защита от асинхронного режима (для синхронных двигателей);

защита от перегрузки (для всех двигателей).

Для двигателей переменного тока напряжением свыше 1000 В кроме того предусмотрены:

защита (на сигнал и на отключение) от повышения температуры смазки или прекращения ее циркуляции (для двигателей, имеющих принудительную смазку подшипников);

защита (на сигнал и на отключение) от повышения температуры охлаждающего газа или прекращения вентиляции (для двигателей, имеющих принудительную вентиляцию);

защита «на сигнал» от снижения циркуляции воды и защита «на отключение» от прекращения ее циркуляции (для двигателей с водяным охлаждением обмоток и активной стали и имеющих встроенные воздухоохладители, охлаждаемые водой);

общая защита от многофазных коротких замыканий (для блоков «трансформатор — двигатель»);

автоматическое гашение поля в аварийных режимах (как правило, для синхронных электродвигателей мощностью свыше 500 кВт).

Для защиты от коротких замыканий применяются предохранители или автоматические выключатели.

Защита от перегрузки должна выполняться с выдержкой времени и может быть построена с использованием тепловых реле. Эта защита должна действовать «на отключение» или «на сигнал», а если возможно, — на разгрузку двигателя. Защита от перегрузки устанавливается при тяжелых условиях пуска (для ограничения длительности пуска при пониженном напряжении) и в тех случаях, когда по технологическим причинам возможна перегрузка механизма.

Защита от минимального напряжения применяется для следующих двигателей:

для двигателей постоянного тока, не допускающих прямого пуска при напряжении сети;

для двигателей тех механизмов, самозапуск которых после останова недопустим по технологическим соображениям;

для многоскоростных двигателей тех механизмов, самостоятельный пуск которых допустим и целесообразен (при этом защита должна автоматически переключать двигатель на низшую скорость).

Защита от асинхронного режима синхронных двигателей напряжением до 1000 В должна осуществляться с помощью защиты от перегрузки по току статора, а для двигателей напряжением свыше 1000 В защита может осуществляться с помощью токового реле, реагирующего на увеличение тока статора и отстроенного от действия пускового тока и от тока в режиме форсирования возбуждения.

Для генераторов переменного тока мощностью свыше 1 МВт предусмотрены следующие виды защиты:

от многофазных коротких замыканий в обмотке статора и на ее выводах;

однофазных замыканий на землю в обмотке статора;

двойных замыканий на землю (одно возникло в обмотке статора, другое — во внешней цепи);

замыканий между витками одной фазы в обмотке статора;

внешних коротких замыканий;

перегрузки токами обратной последовательности применяется для генераторов мощностью свыше 30 МВт;

симметричной перегрузки обмотки статора;

перегрузки обмотки ротора током возбуждения;

асинхронного режима с потерей возбуждения;

замыкания на землю во второй точке цепи возбуждения.

Защита от многофазных коротких замыканий для генераторов мощностью свыше 1 МВт выполняется в виде дифференциальной токовой защиты, которая должна действовать на отключение генератора от сети, гашение поля и останов приводного двигателя. Для генераторов мощностью до 1 МВт для этих целей может быть использована защита от внешних коротких замыканий, действующая на отключение генератора и гашение поля возбуждения.

Защита от однофазных замыканий на землю при емкостном токе замыкания на землю не менее 5 А выполняется в виде токовой защиты, действующей на отключение генератора и гашение поля возбуждения. Защита от замыканий между витками одной фазы выполняется в виде поперечной дифференциальной токовой защиты без выдержки времени. Она должна действовать на отключение генератора и гашение поля.

Защита от внешних коротких замыканий выполняется в виде максимальной токовой защиты, действующей на отключение генератора.

Защита от симметричной перегрузки обмотки статора также выполняется в виде максимальной токовой защиты, действующей на сигнал с выдержкой времени.

Защита от асинхронного режима может действовать на сигнал, если генератор допускает работу в этом режиме (после гашения поля возбуждения), или на отключение, если асинхронный режим для генератора является недопустимым.

В настоящее время электрические машины снабжаются комплектами защитными устройствами, выполняющими одновременно функции не одной, а нескольких защит. При этом наиболее универсальной остается тепловая защита электрических машин, позволяющая наиболее полно использовать их возможности.

Контрольные вопросы

1. Какие существуют методы контроля за нагревом электрических машин и в чем заключается их различие?

2. Каковы причины механического (электрического) износа электрических машин?

3. Что понимается под моральным износом оборудования?

4. Каковы характерные причины механических (электрических) отказов электрических машин?

5. Как проявляются механические (электрические) отказы?

6. Какие виды защиты предусматриваются для двигателей переменного тока?

7. В каких случаях устанавливается защита от перегрузки?

8. Как осуществляется защита от асинхронного хода синхронных двигателей?

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В процессе эксплуатации трансформаторов осуществляют их оперативное и техническое обслуживание, а также планово-предупредительный ремонт.

Координацию действий всего эксплуатационного персонала по обслуживанию трансформаторов осуществляет руководство электроцеха или соответствующих служб, а на электросетевых предприятиях — руководство электросети или производственных служб предприятия.

12.1. Организация обслуживания

Режимы работы трансформаторов. *Номинальным* называется режим работы трансформатора при номинальных значениях напряжения, частоты и нагрузки, параметрах охлаждающей среды и условиях места установки, определенных соответствующими стандартами или техническими условиями. Трансформатор может длительное время работать в этом режиме. Номинальные данные указываются предприятием-изготовителем на щитке, установленном на корпусе трансформатора.

Нормальным называется режим работы трансформатора, при котором его параметры отклоняются от номинальных не более, чем это допускается стандартами, техническими условиями или инструкциями.

Так, для масляных трансформаторов классов напряжения 110 кВ и выше при работе на любом ответвлении обмотки допускаются превышения напряжений в 1,3 раза по отношению к номинальному значению в течение 20 с (предшествующая нагрузка номинальная) и в 1,15 раза в течение 20 мин (предшествующая нагрузка не более 0,5 номинальной).

Трансформаторы классов напряжения до 35 кВ включительно мощностью свыше 630 кВ·А и все трансформаторы классов напряжения от 110 до 1150 кВ включительно допускают продолжительную работу (при нагрузке не более номинальной), если превышение напряжения на любом ответвлении любой обмотки на 10 % более номинального напряжения данного ответвления. При этом напряжение на любой обмотке не должно превышать наибольшее рабочее напряжение $U_{м}$, которое зависит от класса напряжения $U_{кт}$:

$U_{кт}$, кВ	3	6	10	15	20	35	110	150	220	330	500	750
$U_{м}$, кВ	3,5	6,9	11,5	17,5	23	40,5	125	172	252	363	525	787

Допустимые продолжительные повышения напряжения для трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно установлены стандартами или техническими условиями на трансформаторы.

Аварийным называется режим работы трансформатора, при котором параметры выходят за рамки нормального режима.

Виды обслуживания трансформаторов. *Оперативное обслуживание трансформаторов* включает: управление режимом работы; проведение периодических и внеочередных осмотров; периодический контроль значений параметров, характеризующих режим работы, и анализ полученных данных; выполнение организационно-технических мероприятий по обеспечению безопасного технического обслуживания и ремонта.

Техническое обслуживание трансформаторов включает: профилактический контроль состояния изоляции и контактной системы, а также устройств охлаждения, регулирования и пожаротушения, выполняемый вне комплекса планово-предупредительного ремонта; работы по поддержанию в надлежащем состоянии изоляционного масла в трансформаторе, в баке устройства переключения под нагрузкой и во вводах, в том числе работы по восстановлению качества масла (сушка, регенерация) и его доливке; смазка и уход за доступными вращающимися и трущимися узлами, подшипниками устройств регулирования напряжения и охлаждения; периодическое опробование резервного вспомогательного оборудования, настройка, проверки и ремонт вторичных цепей и устройств защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Планово-предупредительный ремонт трансформаторов включает текущий и капитальный ремонт и связанные с ними испытания и измерения. Периодичность (в годах) основных работ по планово-предупредительному ремонту трансформаторов приведена в приложении 8.

Работы по обслуживанию трансформаторов могут быть как плановыми, так и внеочередными. Плановые работы выполняются с заранее определенным объемом и сроками проведения; внеплановые — вследствие отказов трансформатора или его элементов, в связи с выявлением дефекта и т. д. Обслуживание силовых трансформаторов в энергосистемах проводится предприятиями электрических станций или электрических сетей.

На всех повысительных и части понизительных подстанций постоянно дежурит персонал. Трансформаторные пункты в городских сетях и понизительные подстанции напряжением 110 кВ, а также распределительные подстанции напряжением 20...35 кВ работают без постоянного персонала и обслуживаются разъездными бригадами. Функции по обслуживанию силовых трансформаторов распре-

деляются между ремонтным и оперативным персоналом, персоналом, обслуживающим системы релейной защиты, и испытателями.

Ремонтный персонал (в основном электрослесари по ремонту оборудования) под руководством инженерно-технических работников (мастеров, начальников групп подстанции, инженеров служб) проводит капитальный и текущий ремонт трансформаторов, а также ряд эксплуатационных работ (отбор пробы масла, обтирка изоляции, техническое обслуживание устройств охлаждения и др.) и некоторые виды испытаний (проверка изоляции обмоток трансформатора, цепей питания электродвигателей системы охлаждения и пожаротушения, измерение сопротивлений контактной системы и ряд других).

Оперативный персонал участвует в оперативном обслуживании трансформаторов, а выявленные им дефекты учитываются при планировании эксплуатационных и ремонтных работ. Сведения об обнаруженных дефектах оперативный персонал записывает в специальный журнал. Руководитель подразделения указывает в журнале намеченные мероприятия и сроки по устранению выявленных дефектов. Кроме того, оперативный персонал участвует в приемке оборудования из ремонта.

Устройства релейной защиты и автоматики обслуживаются специальным персоналом, который связан с оперативным и ремонтным персоналом.

Испытатели производят профилактические проверки изоляции и контактной системы трансформатора, проверяют выключатели, разъединители, разрядники, системы охлаждения и регулирования напряжения и др. Этот персонал разрабатывает также мероприятия по защите трансформаторов от перенапряжений. Следует отметить, что некоторые виды испытаний могут проводиться ремонтным персоналом.

12.2. Режимы нагрузки

Различают номинальный и допустимый режимы нагрузки трансформатора, а также допустимые систематические и аварийные перегрузки. В связи с возможностью систематических перегрузок вводится понятие нагрузочной способности трансформатора.

Под *номинальным режимом нагрузки* трансформатора понимается режим нагрузки номинальным током при номинальных значениях напряжения, частоты, параметров охлаждающей среды и условиях места установки (категория размещения, высота над уровнем моря), установленных стандартами или техническими условиями. Этому режиму соответствует расчетный срок службы трансформатора (обычно не менее 25 лет). Номинальные данные указываются на щитке, расположенном на баке или кожухе трансформатора.

Под *допустимым режимом нагрузки* понимается продолжительная нагрузка трансформатора при условиях, отличающихся от номинальных, при которой расчетный износ изоляции трансформатора из-за нагрева не превосходит износ при номинальной нагрузке. Иными словами при этой нагрузке срок службы трансформатора соответствует расчетному.

В процессе эксплуатации неизбежно возникает вопрос о допустимости тех или иных отклонений от номинального режима. Эти отклонения оговариваются в соответствующих стандартах, технических условиях или инструкциях. Так, все силовые трансформаторы в соответствии с ГОСТ 11677—85* должны допускать длительную нагрузку с током, равным 1,05 от номинального, если напряжение ни на одной из обмоток не превышает номинального.

Кроме того, трансформаторы классов напряжения до 35 кВ включительно (мощностью свыше 630 кВ·А) и все трансформаторы классов напряжения 110...1150 кВ допускают продолжительную работу при токах не выше номинальных, если напряжение на любом ответвлении любой обмотки не превышает 110% от его номинального значения. При этом напряжение на любой из обмоток не должно превышать наибольшее рабочее напряжение U_m , зависящего от класса напряжения $U_{кл}$ (см. с. 201).

Длительно допустимая нагрузка (перегрузка) трансформаторов является систематической (повторяющейся). Величина нагрузки ($\beta = I/I_{ном}$) нормируется ГОСТ 14209—85 «Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки» и приведена в табл. 12.1.

Нагрузка трансформатора свыше номинальной допускается только при исправной и полностью включенной системе охлаждения. Длительно допустимые систематические нагрузки (перегрузки) не вызывают снижение расчетного срока службы трансформатора, так как за период графика нагрузки обеспечивается нормальный или пониженный износ изоляции.

Допустимая аварийная перегрузка трансформаторов больше длительно допустимой нагрузки. При работе в этом режиме происходит повышенный по сравнению с нормальным износ изоляции, что может привести к сокращению срока службы трансформатора.

Таблица 12.1

Длительно допустимая нагрузка трансформаторов

Тип охлаждения	Температура охлаждающей среды, °С						
	-20	-10	0	+10	+20	+30	+40
М и Д	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
ДЦ и Ц	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2

матора, если при дальнейшей работе этот износ не будет компенсирован пониженными износами при малых нагрузках. Максимальная величина перегрузки составляет 100 % ($\beta = 2$).

Значение аварийной перегрузки зависит от ее длительности, нагрузки в предшествующем режиме и температуры охлаждающей среды и определяется максимально допустимой температурой наиболее нагретой точки обмотки (160 °С для масляных трансформаторов классов напряжения 110 кВ и ниже и 140 °С для трансформаторов класса напряжения свыше 110 кВ) и максимально допустимой температурой масла в верхних слоях (115 °С).

В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов с любой системой охлаждения, независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки, температуры окружающей среды и категории размещения. Величина и длительность аварийных нагрузок в соответствии с Правилами эксплуатации электроустановок потребителей (ПЭЭП) приведены ниже:

Масляные трансформаторы

Нагрузка β	1,3	1,45	1,6	1,75	2,0
Длительность, мин	120	80	45	20	10

Сухие трансформаторы

Нагрузка β	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6
Длительность, мин	60	45	32	18	5

12.3. Нагрузочная способность

Влияние нагрузки трансформатора на износ изоляции. Под *нагрузочной способностью* трансформатора понимается способность трансформатора работать с нагрузкой выше номинальной при определенных условиях эксплуатации (величина предшествующей и последующей нагрузки, температура охлаждающей среды, допустимая температура отдельных частей трансформатора).

Срок службы трансформатора определяется износом изоляции под влиянием прежде всего температуры при изменяющихся значениях нагрузки, напряжения и условиях охлаждения. К концу срока службы изоляция полностью изнашивается и трансформатор находится под постоянной угрозой аварии. Расчетный срок службы трансформатора при номинальном режиме нагрузки составляет 20...40 лет. При этом за номинальную температуру θ_n наиболее нагретой точки обмотки масляных трансформаторов (класс нагревостойкости А) в соответствии с рекомендациями Международной электротехнической комиссии (МЭК) принята температура 98 °С. Разница в номинальных температурах (классу нагревостойкости А соответствует длительно допустимая температура 105 °С) объясняется тем, что для системы изоляции из несколь-

ких однородных изоляционных материалов одного класса длительно допустимая температура принимается меньше, чем для однородной изоляции. При расчете срока службы изоляции класса А принято, что он уменьшается в два раза при увеличении температуры на 6 °С от номинальной («правило шести градусов»).

МЭК рекомендует оценивать срок службы изоляции класса А по формуле

$$V = ce^{-\alpha\theta}, \quad (12.1)$$

где $c = (7,5 \dots 1,5) \cdot 10^4$ лет; $\alpha = 0,115$ — постоянные коэффициенты (для диапазона температур 80...140 °С); θ — температура наиболее нагретой точки изоляции обмотки, °С.

На практике чаще пользуются не абсолютным, а относительным сроком службы изоляции:

$$v = V/V_n = e^{-\alpha(\theta - \theta_n)}, \quad (12.2)$$

или относительным износом изоляции

$$F = 1/v = e^{\alpha(\theta - \theta_n)}, \quad (12.3)$$

где V_n — срок службы изоляции при нормальной температуре θ_n в наиболее нагретой точке изоляции обмотки.

Относительный износ изоляции F показывает, во сколько раз износ изоляции при данной температуре наиболее нагретой точки обмотки θ больше (меньше) износа при нормальной температуре ($\theta_n = 98$ °С) за одинаковое время работы. Поскольку относительный износ изоляции $F = 1$ при $\theta_n = 98$ °С, то нетрудно рассчитать, что при $\theta = 86$ °С относительный износ $F = 0,25$ (относительный срок службы $v = 4$), а при $\theta = 110$ °С $F = 8$ ($v = 0,125$).

Трансформаторы обычно работают с переменной нагрузкой. При этом если максимальное значение нагрузки не превышает номинальной мощности трансформатора, то температура обмоток и масла изменяется в диапазоне температур, меньших нормальной. Поэтому износ изоляции $F < 1$, что дает возможность без ущерба для срока службы трансформатора повышать на некоторое время его нагрузку сверх номинальной.

Расчеты нагрузочной способности трансформатора проводятся либо для проверки допустимости предполагаемого графика нагрузки, либо для определения возможных для данного трансформатора графиков нагрузки при известных значениях времени и величины перегрузки. Обе задачи решаются при выборе трансформаторов по мощности.

Перегрузки разделяются на систематические и аварийные. *Систематические перегрузки* характерны для переменного графика нагрузки (часового, суточного, месячного), *аварийные перегрузки*

возникают в случаях необходимости обеспечить электроснабжение потребителей, несмотря на перегрузку трансформатора и возможное сокращение его срока службы.

Значения допустимых и систематических перегрузок масляных трансформаторов мощностью до 100 МВ·А установлены ГОСТ 14209—85, для других трансформаторов — техническими условиями, инструкциями или стандартами.

Величина систематических перегрузок ограничивается средним износом изоляции $F_{ср}$, который не должен быть больше 1:

$$F_{ср} = \sum F_i t_i / T \leq 1, \quad (12.4)$$

где F_i , t_i — относительный износ изоляции при i -й нагрузке длительностью t_i ; $T = \sum t_i$ — длительность рассматриваемого графика нагрузки (обычно 24 ч).

При расчете износа изоляции вводятся дополнительные ограничения. Для систематических перегрузок — максимальная нагрузка $\beta_m \leq 1,5$, температура обмотки в наиболее нагретой точке $\theta_{о.н.н.т} \leq 140^\circ\text{C}$, температура масла в верхних слоях $\theta_m \leq 95^\circ\text{C}$; для аварийных перегрузок — максимальная нагрузка $\beta_m \leq 2,0$, температура обмотки в наиболее нагретой точке $\theta_{о.н.н.т} \leq 160^\circ\text{C}$ (для классов напряжения до 110 кВ) и $\theta_{о.н.н.т} \leq 140^\circ\text{C}$ (для классов выше 110 кВ), температура масла в верхних слоях $\theta_m \leq 115^\circ\text{C}$. Ограничения по мощности определяются характеристиками вводов и устройств регулирования напряжения.

Расчет относительного износа изоляции в соответствии с ГОСТ 14209—85 проводится в следующей последовательности.

1. **Преобразование графика нагрузки.** На непрерывном или дискретном графике нагрузки $\beta(t)$, полученном по данным измерений или расчетов (рис. 12.1), выделяются интервалы времени t_1 и t_2 , на которых нагрузка $\beta \leq 1$ и $\beta \geq 1$. Далее реальный график нагрузки 1 заменяется на эквивалентный в тепловом отношении многоступенчатый график 2 , который затем приводится к эквивалентному прямоугольному двухступенчатому графику 3 , как показано на рис. 12.1. Многоступенчатый график получают эквивалентированием на интервалах времени Δt , соизмеримых с постоянной времени нагрева обмотки (порядка 0,5 ч).

Затем определяют начальную эквивалентную нагрузку K_1 на интервале t_1 :

$$K_1 = [(\beta_1^2 \Delta t_1 + \beta_2^2 \Delta t_2 + \dots + \beta_n^2 \Delta t_n) t_1]^{1/2}, \quad (12.5)$$

где β_i , Δt_i — относительная нагрузка и длительность i -го интервала эквивалентного многоступенчатого графика нагрузки на интервале t_1 .

По формуле (12.5) определяют среднюю перегрузку K_2 на интервале t_2 и проверяют ограничение по перегрузке $K_2 \leq \beta_m$.

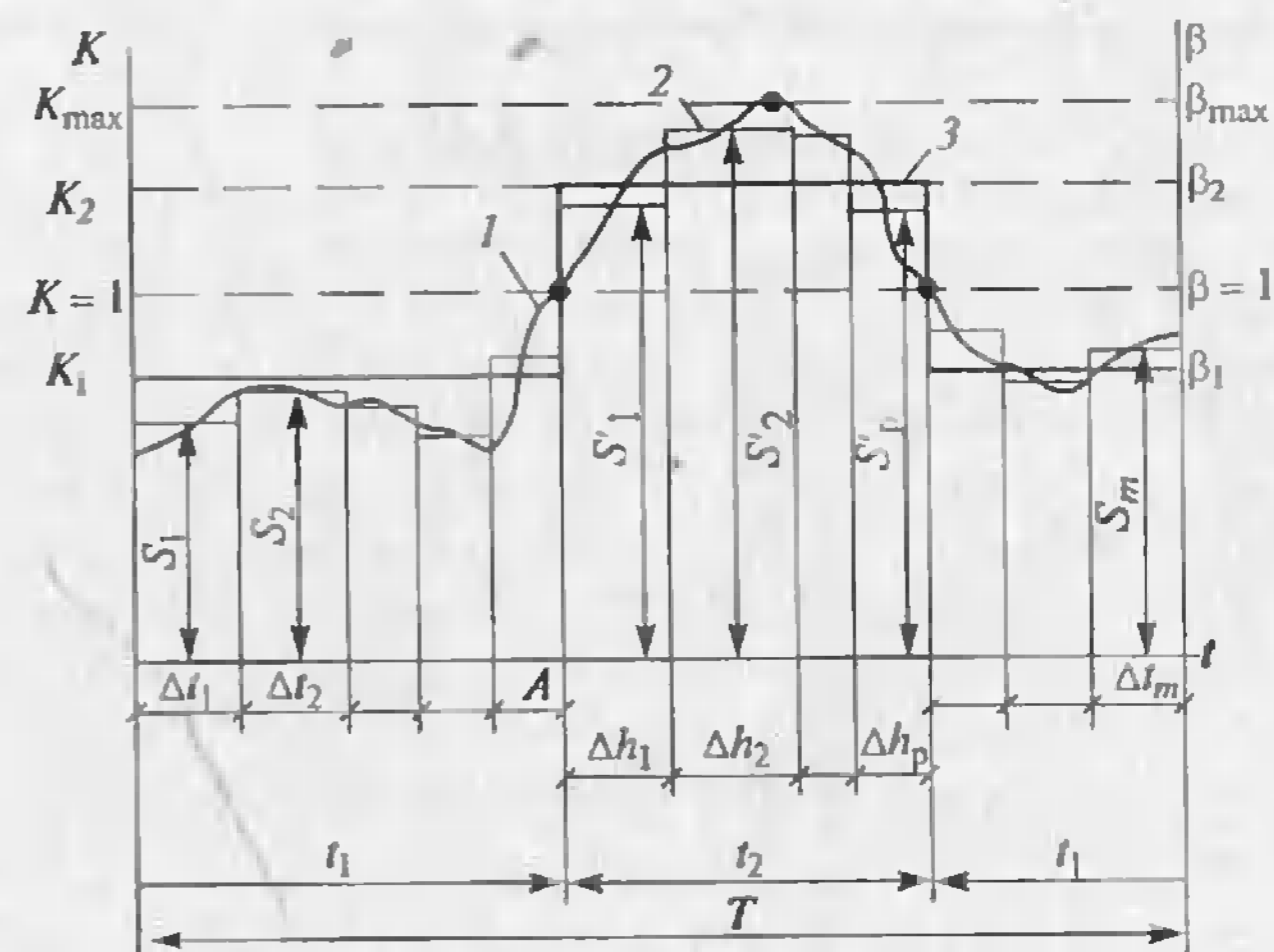


Рис. 12.1. Преобразование графика нагрузки трансформатора:

1 — реальный график нагрузки; 2 — многоступенчатый эквивалентный график нагрузки; 3 — двухступенчатый эквивалентный график нагрузки

2. **Расчет теплового режима трансформатора для эквивалентного графика нагрузки.** Температура масла в верхних слоях

$$\theta_m = \theta_{охл} + \vartheta_m, \quad (12.6)$$

где $\theta_{охл}$ — температура охлаждающей среды (воздух), $^\circ\text{C}$; ϑ_m — превышение температуры масла в верхних слоях над температурой воздуха, $^\circ\text{C}$.

Температура обмотки в наиболее нагретой точке

$$\theta_{о.н.н.т} = \theta_{охл} + \vartheta_m + \vartheta_{о.м}, \quad (12.7)$$

где $\vartheta_{о.м}$ — превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла в верхних слоях, $^\circ\text{C}$.

Уравнение (12.6) справедливо как в установившихся, так и в переходных тепловых режимах. При нагрузках длительностью более 0,5 ч можно пренебречь постоянной времени нагрева обмотки и считать, что при скачкообразном изменении нагрузки превышение температуры обмотки $\vartheta_{о.м}$ также изменяется скачкообразно. Постоянная времени нагрева масла полагается известной или определяется по формуле

$$\tau_m = c_m G_m \theta_m / \sum P, \quad (12.8)$$

где $c_m = 1800$ Дж/(кг· $^\circ\text{C}$) — теплоемкость масла; G_m — масса масла, кг; θ_m — температура масла, $^\circ\text{C}$; $\sum P$ — суммарные потери в трансформаторе, Вт.

Суммарные потери

$$\sum P = \gamma^2 P_{o.n} + \beta^2 P_{к.н},$$

где $\gamma = U/U_{н}$, $\beta = I/I_{н}$, $P_{o.n}$ — номинальные потери холостого хода, Вт; $P_{к.н}$ — номинальные потери короткого замыкания, Вт.

Для эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки определяют установившиеся значения превышений температуры масла $\vartheta_{1м}$ и $\vartheta_{2м}$ для каждой ступени нагрузки K_1 и K_2 , полагая известным из расчетных (заводских) данных трансформатора установившееся превышение температуры масла в верхних слоях $\vartheta_{м.н}$ над температурой окружающей среды при номинальной нагрузке:

$$\begin{aligned} \vartheta_{1м} &= \vartheta_{м.н} [(1 + dK_1^2) / (1 + d)]^x; \\ \vartheta_{2м} &= \vartheta_{м.н} [(1 + dK_2^2) / (1 + d)]^x, \end{aligned} \quad (12.9)$$

где $x = 0,9$ (для трансформаторов с охлаждением типа М и Д) или $1,0$ (для трансформаторов с охлаждением типа Ц и ДЦ); $d = P_{o.n} / P_{к.н}$.

Превышение температуры наиболее нагретой точки $\vartheta_{o.м}$ над температурой масла определяют по формуле

$$\vartheta_{o.м} = \vartheta_{o.м.н} K^y, \quad (12.10)$$

где $\vartheta_{o.м.н}$ — превышение температуры обмотки в номинальном режиме; K — коэффициент нагрузки (для двухступенчатого графика $K = K_1$ или $K = K_2$); $y = 1,6$ (для трансформаторов с охлаждением типа М и Д) или $1,8$ (для трансформаторов с типа Ц и ДЦ).

По результатам произведенных расчетов строят графики изменения температуры масла в верхних слоях $\vartheta_{м}$, определенной по формуле (12.6), и температуры наиболее нагретой точки изоляции обмотки $\vartheta_{н.н.т}$, определенной по формуле (12.7). При этом полагают, что к началу интервала перегрузки t_2 (точка А на рис. 12.1) температурный режим трансформатора является установившимся и определяется нагрузкой K_1 . К концу интервалов нагрева ($t = t_2$) и охлаждения ($t = t_1$) справедливы выражения

$$\begin{aligned} \vartheta_{м t_2} &= \vartheta_{1м} + (\vartheta_{2м} - \vartheta_{1м}) [1 - \exp(-t_2/\tau_m)]; \\ \vartheta_{м t_1} &= \vartheta_{2м} + (\vartheta_{1м} - \vartheta_{2м}) [1 - \exp(-t_1/\tau_m)], \end{aligned} \quad (12.11)$$

где τ_m — постоянная времени нагрева масла; t_2 — длительность интервала перегрузки ($K = K_2$); t_1 — длительность интервала недогрузки ($K = K_1$).

По результатам строят графики нагрева (охлаждения) трансформатора, показанные на рис. 12.2, по которым проверяют температурные ограничения по $\vartheta_{н.н.т}$ и $\vartheta_{м}$ и с помощью которых производят расчет относительного износа изоляции F .

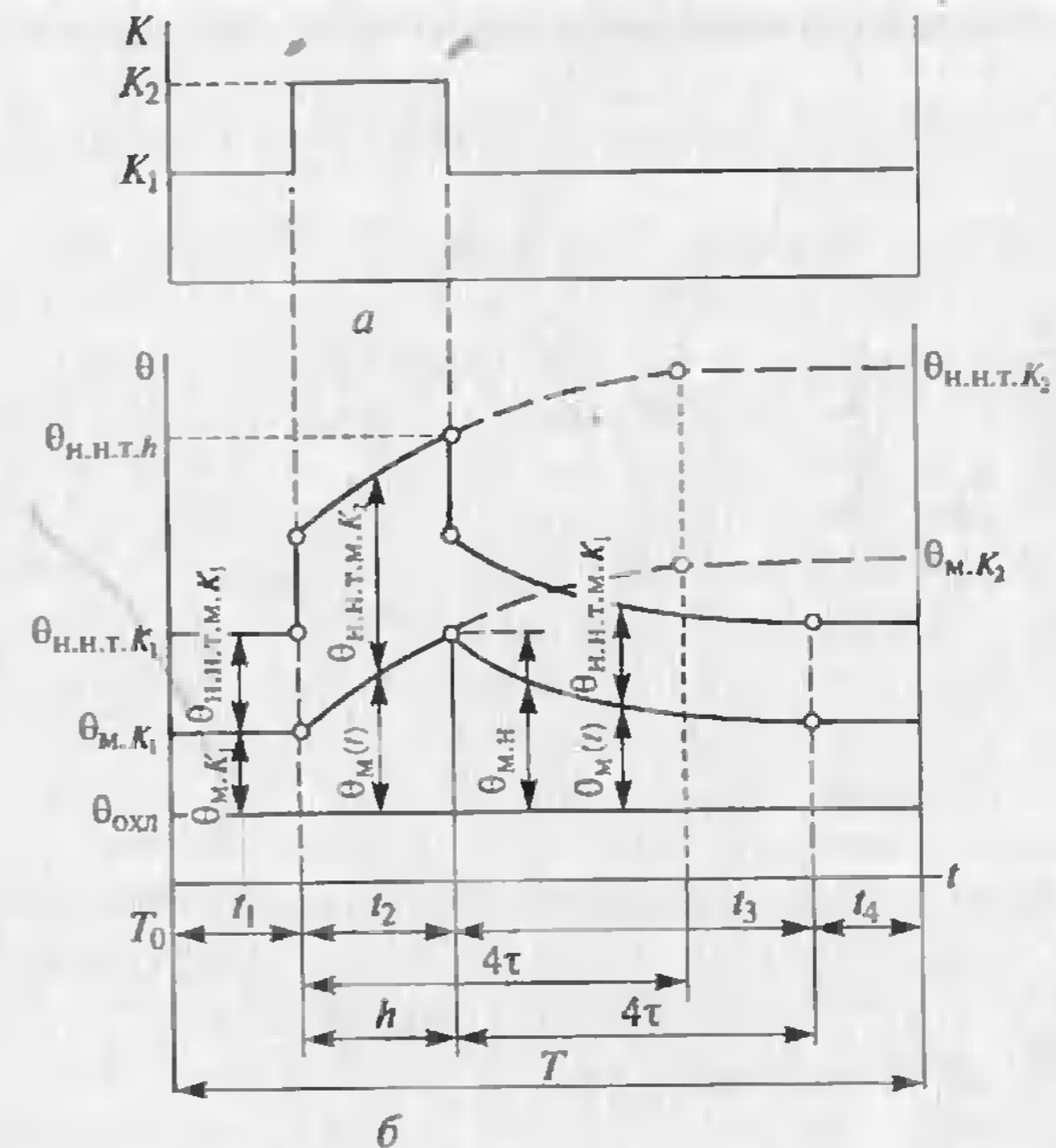


Рис. 12.2. Определение теплового состояния трансформатора (б) для эквивалентного двухступенчатого графика нагрузки (а)

3. *Расчет относительного износа изоляции.* В соответствии с формулами (12.1)...(12.3) срок службы и износ изоляции определяется только температурой. Поэтому сначала график температуры наиболее нагретой точки изоляции обмотки трансформатора $\vartheta_{н.н.т}(t)$, полученный в результате теплового расчета и приведенный на рис. 12.2, разбивается на временные интервалы Δt_i так, чтобы разность температур на концах каждого интервала не превышала 6°C . Затем находят средние температуры наиболее нагретой точки на каждом интервале $\vartheta_{i.cр}$, по которым ведется расчет относительного износа изоляции. Общий относительный износ за рассматриваемый период времени T составит

$$F = \sum F_i, \quad (12.12)$$

где

$$F_i = \frac{\Delta t_i}{T} 2^{(\vartheta_{i.cр} - \vartheta_{баз})/\Delta}. \quad (12.13)$$

Здесь $\vartheta_{i.cр}$ — средняя температура наиболее нагретой точки обмотки на интервале Δt_i ; $\vartheta_{баз} = 98^\circ\text{C}$ — базисная температура для класса нагревостойкости А; $\Delta = 6^\circ\text{C}$ — температурный интервал,

при изменении на который срок службы изоляции класса А изменится в два раза; T — длительность интервала повторяемости нагрузки, во время которого происходят систематические перегрузки трансформатора.

Анализ результатов расчета. 1. *Эквивалентный график нагрузки.* Если $K_2 \leq 1,5$, переходят к следующему этапу расчета. Если $K_2 > 1,5$, то нагрузки, которые отражает данный график, не могут быть отнесены к систематическим перегрузкам, а трансформатор данной мощности не выдерживает указанный график нагрузки. В этом случае необходимо увеличить установленную мощность трансформатора. Дальнейший расчет в этом случае не проводится.

2. *Тепловой режим трансформатора.* Если температура наиболее нагретой точки изоляции обмотки не превышает 140°C и температура масла в верхних слоях не превышает 95°C , то переходят к следующему этапу расчета. Если температура наиболее нагретой точки изоляции обмотки превышает 140°C и (или) температура масла в верхних слоях превышает 95°C , то нагрузки, которые отражает данный график, не могут быть отнесены к систематическим перегрузкам. Выводы совпадают с выводами предыдущего этапа расчета.

3. *Расчет относительного износа изоляции.* Если относительный износ изоляции $F \leq 1$, то трансформатор данной мощности выдерживает заданный график нагрузки без уменьшения срока службы. Если $F > 1$, то необходимо увеличить установленную мощность трансформатора, либо согласиться с уменьшением срока его службы. Выбор правильного решения в последнем случае определяется экономическими расчетами.

При эксплуатации трансформатора можно, используя описанную методику, определять текущий износ изоляции обмоток трансформатора путем прямого (измерение температуры наиболее нагретой точки обмотки и масла в верхних слоях) или косвенного (измерение тока и напряжения трансформатора с последующим расчетом теплового режима) контроля температуры. Такая математическая модель может использоваться при техническом обслуживании, предусматривающем ремонт по мере необходимости.

12.4. Оперативное обслуживание

Контроль режима работы. Периодический контроль режима работы трансформатора осуществляется путем проверки нагрузки, уровня напряжения и температуры масла с помощью измерительных приборов. Результаты измерений параметров фиксируют в суточной ведомости: на электростанциях и подстанциях с постоянным дежурным персоналом измерения производят один раз в 1...2 ч; на подстанциях без постоянного дежурного персонала — при каждом посещении объекта разъездным оперативным персо-

налом или методом телеизмерений. При возникновении перегрузки контроль ведется чаще.

На гидроэлектростанциях и подстанциях без постоянного дежурного персонала, не оснащенных устройствами телеизмерения, дополнительно, не менее двух раз в год (обычно летом и зимой) должны производиться почасовые записи нагрузки для уточнения сезонных изменений режима работы трансформатора. Кроме того, осуществляется непрерывный автоматический контроль за перегрузкой.

Визуальный контроль состояния трансформатора. Для своевременного обнаружения неисправностей трансформаторов, которые при дальнейшем их развитии могут привести к авариям, все трансформаторы подвергаются периодическому внешнему осмотру (без отключения).

Плановые осмотры главных трансформаторов электростанций и подстанций, трансформаторов собственных нужд подстанций, трансформаторов в зоне загрязнения производятся не реже одного раза в сутки на установках с постоянным дежурством оперативного персонала и не реже одного раза в месяц на установках без постоянного дежурства. Остальные трансформаторы должны осматриваться не реже одного раза в неделю на установках с постоянным дежурным персоналом, одного раза в месяц на установках без постоянного дежурства и одного раза в 6 мес на трансформаторных пунктах.

При плановом периодическом осмотре проверяют состояние внешней изоляции — вводов трансформатора, а также установленных на нем разрядников и опорных изоляторов (проверяется целостность фарфора, наличие трещин, степень загрязнения поверхности). Кроме того, проверяют целостность мембраны выхлопной трубы, состояние доступных уплотнений фланцевых соединений и отсутствие течи масла. При осмотре контролируют состояние доступных для наблюдения контактных соединений.

По маслоуказателям и масломерным стеклам определяют уровень масла в баке трансформатора и в расширителе, а также обращают внимание на цвет масла (потемнение масла может свидетельствовать, например, о термическом разложении вследствие повышенного нагрева). Через смотровое стекло осматривают индикаторный силикагель в воздухоосушителях бака трансформатора и вводов. Изменение цвета силикагеля от голубого до розового свидетельствует об увлажнении сорбента и необходимости перезарядки воздухоосушителя.

Показателем состояния трансформатора может служить характер издаваемого им шума (прослушивание следует вести при остановленных вентиляторах). Свидетельством возможной неисправности служит потрескивание или шелчки, которые могут быть связаны с разрядами в баке (например, из-за обрыва заземления активной части), а также периодическое изменение уровня или тона шума.

Осмотры трансформатора следует проводить в светлое время суток или при включенном освещении. В темноте можно выявить дефекты, которые являются источниками свечения: нагрев контактных соединений, коронные и другие виды частичных разрядов по поверхности внешней изоляции и др.

Внеочередные осмотры трансформаторов наружной установки необходимо производить при экстремальных атмосферных условиях: резкое снижение температуры окружающего воздуха, ураган, сильный снегопад, гололед. При этом проверяют уровень масла, состояние вводов и системы охлаждения.

Внеочередные осмотры проводятся также после короткого замыкания (КЗ) обмоток или при появлении сигнала газового реле. В первом случае проверяют состояние токоведущих цепей, по которым протекал ток КЗ, а также изоляторов, перенесших воздействие динамических нагрузок, во втором — состояние газового реле и его цепей. При необходимости внеочередной осмотр может производиться и с отключением трансформатора, когда необходимо более тщательно изучить элемент, состояние которого вызывает сомнение, или когда доступ к проверяемому объекту невозможен без снятия напряжения.

Устройства релейной защиты, автоматики и сигнализации. Устройства релейной защиты, которыми снабжены силовые трансформаторы, должны реагировать на две группы событий: повреждение трансформатора и аварийные режимы работы.

К повреждениям, вызывающим срабатывание релейной защиты, относятся межфазные и однофазные замыкания в обмотках и на выводах, витковые замыкания в обмотках, частичный пробой изоляции вводов, а также повреждения, связанные с выделением газа и повышением давления в баке трансформатора и регулирующего устройства.

К аварийным режимам, на которые должны реагировать защиты трансформаторов, относятся появление сверхтоков, обусловленных внешними КЗ, либо перегрузками, а также понижение уровня масла. Устройства релейной защиты устанавливаются на специальных панелях, в том же помещении, в котором находится щит управления. Для защиты трансформатора от повреждений в зависимости от мощности и характера установки применяются следующие виды защит:

дифференциальная защита, которая является основной защитой мощных силовых трансформаторов от внутренних повреждений и срабатывает при КЗ внутри зоны, ограниченной двумя комплектами трансформаторов тока (принцип действия основан на сравнении значений и направления токов);

токовая отсечка без выдержки времени, которая устанавливается на трансформаторах небольшой мощности и является самой простой быстродействующей защитой от внутренних повреждений;

защита от сверхтоков внешних КЗ (наиболее простой защитой этого вида является максимальная токовая защита);

защита от перегрузки, которая выполняется с действием на сигнал и состоит из реле тока и реле времени.

Широкое распространение получила газовая защита благодаря своей относительной простоте и чувствительности к большому числу внутренних повреждений масляного трансформатора и его переключающего устройства. Внутренние повреждения трансформатора, как правило, сопровождаются разложением масла и других изоляционных материалов с образованием летучих газов. Газы поднимаются к крышке трансформатора и попадают в расширитель через газовое реле, установленное на маслопроводе, соединяющем расширитель с баком. Существует несколько типов реле, устанавливаемых на трансформаторах в зависимости от их мощности.

Рассмотрим конструкцию газового реле на примере реле типа BF80/Q (рис. 12.3). Основой реле является корпус 1, в верхней части которого скапливаются попавшие в реле пузырьки газа. Корпус снабжен двумя смотровыми застекленными окнами, позволяющими определить наличие газа и его приблизительный объем (по рискам на стекле). На крышке корпуса имеется кран для выпуска газа, а в днище — отверстие для слива масла и шлама, закрытое вывинчивающейся пробкой. Внутри корпуса на крышке закреплена выемная часть реле, состоящая из трех реагирующих элементов 2, 3 и 4, связанных с ними постоянных магни-

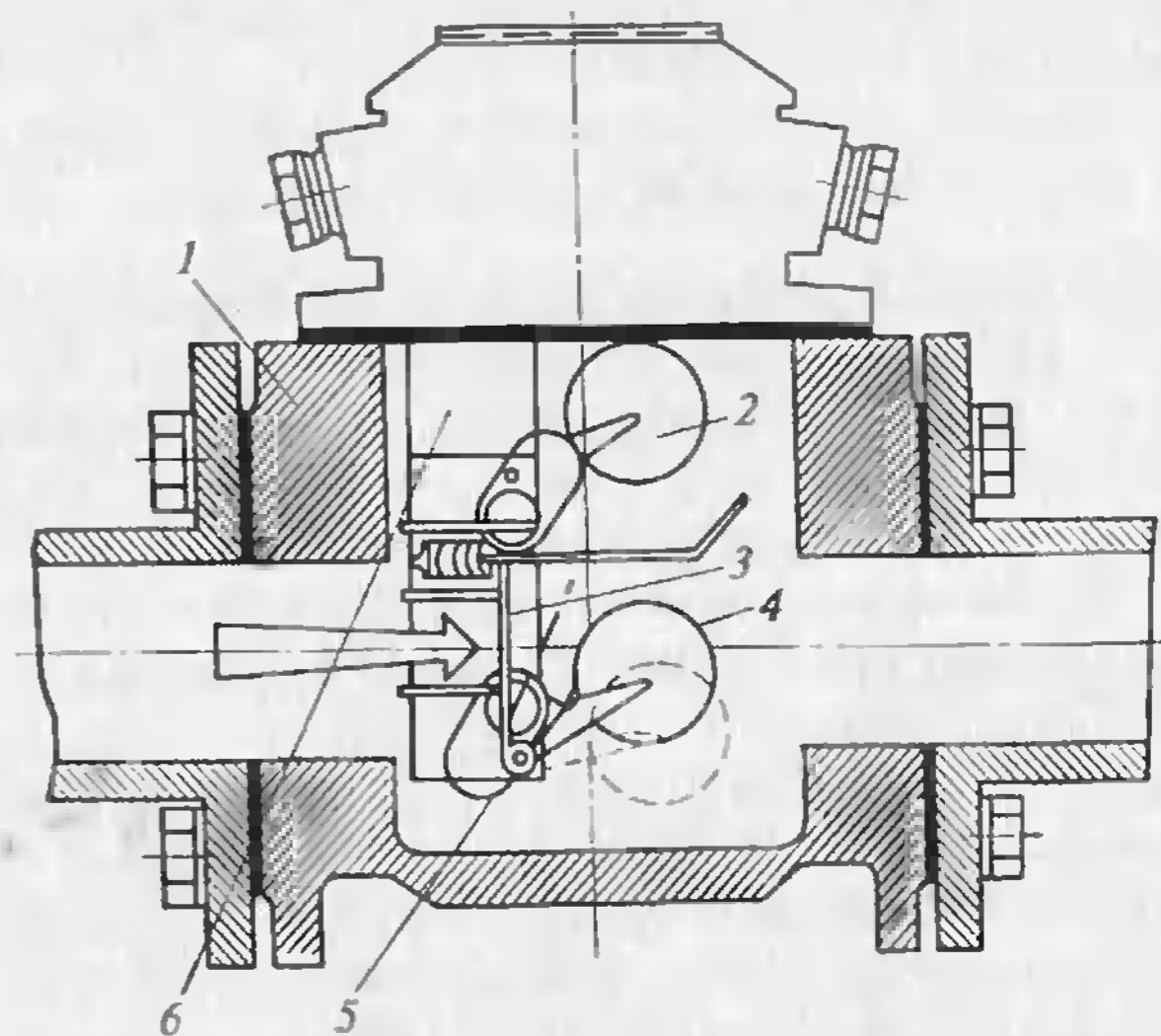


Рис. 12.3. Газовое реле:

1 — корпус; 2, 3 и 4 — реагирующие элементы; 5 — горизонтальная ось; 6 — полость реле

тов и управляемых этими магнитами герметичных контактов (герконов). Цепи герконов присоединены к выводам реле и специальным кабелем введены в релейную схему газовой защиты трансформатора. Реагирующие элементы — шарообразные пластмассовые пустотелые поплавки 2 и 4 — эксцентрично насажены на горизонтальную ось 5 и свободно вращаются на ней. Третий реагирующий элемент 3 имеет форму лопасти, которая также свободно вращается на горизонтальной оси и размещается рядом с нижним поплавком.

При медленном выделении газа, характерном для небольших повреждений, происходит постепенное вытеснение масла из полости реле б. При достижении определенного объема газа (250...300 см³) верхний поплавок опускается и связанный с ним магнит замыкает соответствующий геркон. При полном уходе масла из реле аналогичным образом срабатывает нижний поплавок (например, при значительной течи из бака). При значительном повреждении, сопровождающемся бурным выделением газов, лопасть под давлением струи масла (показана стрелкой) или газомасляной смеси отклоняется на определенный угол, воздействуя на тот же контакт, что и нижний поплавок.

Таким образом, газовое реле способно различать степень повреждения трансформатора: геркон верхнего поплавка используется в качестве датчика сигнала, а геркон нижних элементов — для подачи команды на отключение.

О причинах срабатывания газовой защиты и о характере повреждения можно судить на основании исследования скопившегося в реле газа, определяя его количество, цвет и химический состав.

12.5. Техническое обслуживание

Наиболее ответственным разделом технического обслуживания является эксплуатация трансформаторного масла, которое предназначено для изоляции находящихся под напряжением частей и узлов активной части трансформатора, для отвода тепла от нагреваемых при работе трансформатора частей, а также для предохранения твердой изоляции от быстрого увлажнения при проникновении влаги из окружающей среды. Эксплуатационные свойства масла определяются его химическим составом, который зависит главным образом от качества сырья и применяемых способов его очистки при изготовлении.

Для заливки трансформатора рекомендуется применять масло определенной марки. Однако допускается при соблюдении некоторых условий производить заливку трансформаторов смесью масел.

Каждая партия масла, применяемая для заливки и доливки, должна иметь сертификат предприятия-поставщика, подтверждающий соответствие масла стандарту. Для масла, прибывшего вме-

сте с трансформатором, соответствие стандарту подтверждается записью в паспорте трансформатора. Состояние трансформаторного масла оценивается по результатам испытаний, которые в зависимости от объема делятся на три вида (см. гл. 5): испытание на электрическую прочность, сокращенный анализ и испытания в объеме полного анализа.

Пробу для испытания отбирают в сухие чистые стеклянные банки вместимостью 1 л с притертыми пробками, на которых укрепляют этикетки с указанием оборудования, даты, причины отбора пробы, а также лица, отобравшего пробу. Как правило, проба отбирается из нижних слоев масла.

Методика испытания масла установлена соответствующими стандартами (ГОСТ 6581—75*, 6370—83*, 1547—84, 6356—75*). Качество масла, заливаемого в трансформаторы напряжением до 220 кВ, оценивается по следующим показателям.

Нормы количественных показателей качества свежего трансформаторного масла

Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более	0,02
Температура вспышки, °С, не ниже	150
tgδ, %, при 90 °С, не более	2,6
Натровая проба по ГОСТ 19296—73, баллы, не более	0,4
Стабильность против окисления:	
содержание летучих низкомолекулярных кислот, мг КОН на 1 г масла, не более	0,005
массовая доля осадка после окисления, %, не более	отсутствует
кислотное число окисленного масла, мг КОН на 1 г масла, не более	0,1
Температура застывания, °С, не выше	-45
Вязкость кинематическая, (м ² /с) · 10 ⁻⁶ , не более:	
при 20 °С	28
при 50 °С	9
при -30 °С	1300

Пробивное напряжение масла в эксплуатации должно быть не менее 35 кВ/мм для трансформаторов классов напряжения 60...220 кВ, не менее 25 кВ/мм для трансформаторов классов напряжения 20...35 кВ.

Периодичность испытаний масла должна быть такой, чтобы своевременно выявить недопустимое ухудшение характеристик масла, вызванное воздействием температуры, повышенных напряженностей поля, содержащегося в масле кислорода, контакта масла с металлами (сталью, медью) и изоляционными деталями, а также воздействием случайных или непредусмотренных явлений

(нарушение технологии изготовления, присутствие посторонних примесей и др.).

Рекомендуется перед первым включением трансформатора в работу проверить масло в объеме сокращенного анализа для трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно и в объеме сокращенного анализа с измерением $\text{tg } \delta$ и влагосодержания масла для трансформаторов напряжением 110 кВ и выше. Кроме того, для трансформаторов с азотной или пленочной защитой дополнительно контролируют газосодержание масла и состав газов в надмасляном пространстве.

В приработочный период (через 10 дней и через месяц для трансформаторов напряжением 110...220 кВ, и дополнительно через 3 мес для трансформаторов напряжением 330 кВ и выше) проводят испытания в том же объеме, как перед включением. Кроме того, через 3 сут после включения и далее через 14 сут, 1, 3 и 6 мес у всех трансформаторов напряжением 110 кВ и выше производится хроматографический анализ газов, растворенных в масле. При

дальнейшей эксплуатации испытания масла производят в соответствии с периодичностью текущих ремонтов.

Непосредственный контакт масла трансформатора или маслonaполненного ввода с атмосферным воздухом приводит к постепенному насыщению масла кислородом и увлажнению как масла, так и твердой изоляции. В результате увлажнения масла снижается его электрическая прочность, а насыщение кислородом приводит к ускоренному развитию окислительных процессов (старению). Для удаления из масла влаги (подробно об этом см. в подразд. 19.5) используют следующие способы: центрифугирование масла, фильтрование и осушка масла в цеолитовых установках (адсорбционный способ).

Для защиты масла от увлажнения и старения в процессе эксплуатации трансформатора в его конструкции используется ряд специальных устройств: рас-

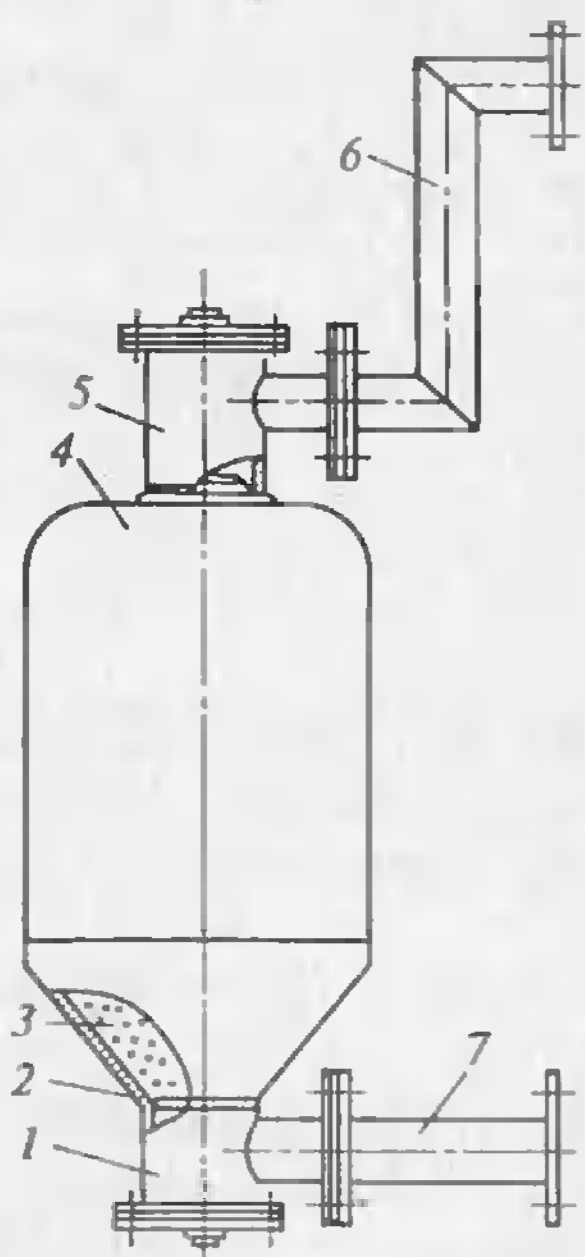


Рис. 12.4. Термосифонный фильтр:

1 — бункер для удаления сорбента; 2 — металлическая решетка с сеткой; 3 — силикагель (сорбент); 4 — корпус фильтра; 5 — бункер для подачи силикагеля; 6 и 7 — трубы для подсоединения к баку

ширитель, воздухоосушители, адсорбционные и термосифонные фильтры, устройства азотной и пленочной защиты. Кроме того, для повышения стабильности масел применяют специальные антиокислительные и стабилизирующие присадки.

Адсорбционные масляные фильтры предназначены для непрерывной регенерации масла трансформатора в процессе его эксплуатации с циркуляционной (Ц) и дутьевой циркуляционной (ДЦ) системами охлаждения, обеспечивающими принудительную циркуляцию масла через фильтр. Аналогичные фильтры на трансформаторах с естественной масляной (М) и дутьевой (Д) системами охлаждения, когда циркуляция масла в фильтре обеспечивается только за счет разностей плотности нагретого и охлажденного масла, называют термосифонными (рис. 12.4). Количество сорбента в термосифонном фильтре должно составлять около 1% от массы масла в трансформаторе.

Принцип устройства пленочной защиты заключается в наиболее полном удалении влаги и газа из изоляции и масла и их полной герметизации за счет установки в расширитель эластичной емкости, которая служит для компенсации температурного изменения объема масла при работе трансформатора. Эта емкость, подвешенная внутри расширителя, плотно прилегает к внутренней поверх-

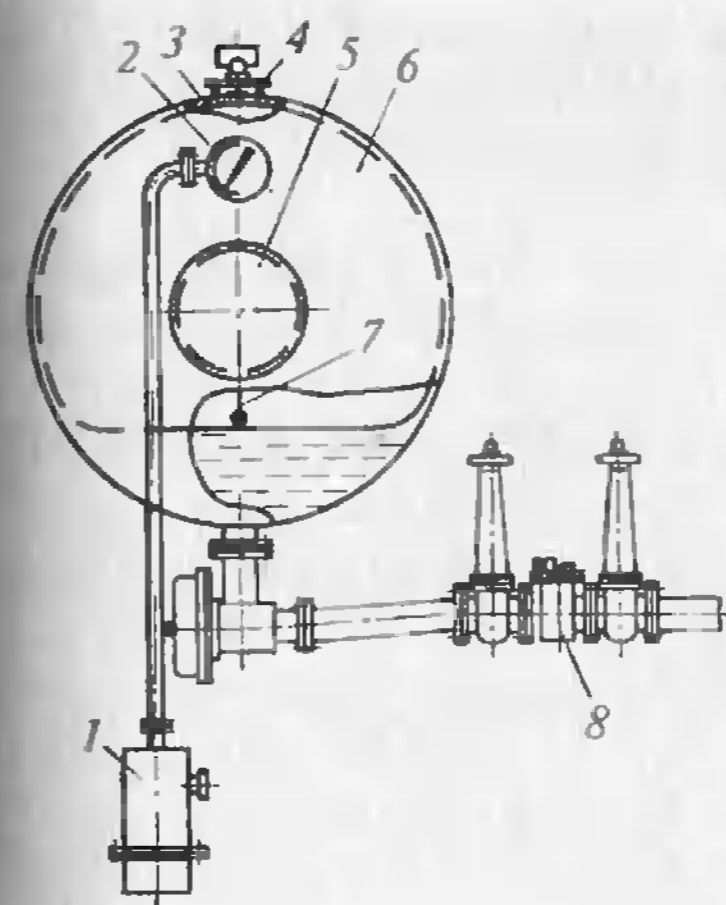


Рис. 12.5. Устройство пленочной защиты:

1 — воздухоосушитель; 2 — стрелочный маслоуказатель; 3 — эластичная емкость; 4 — соединительный патрубок; 5 — монтажный люк; 6 — расширитель; 7 — реле поплавкового типа; 8 — газовое реле

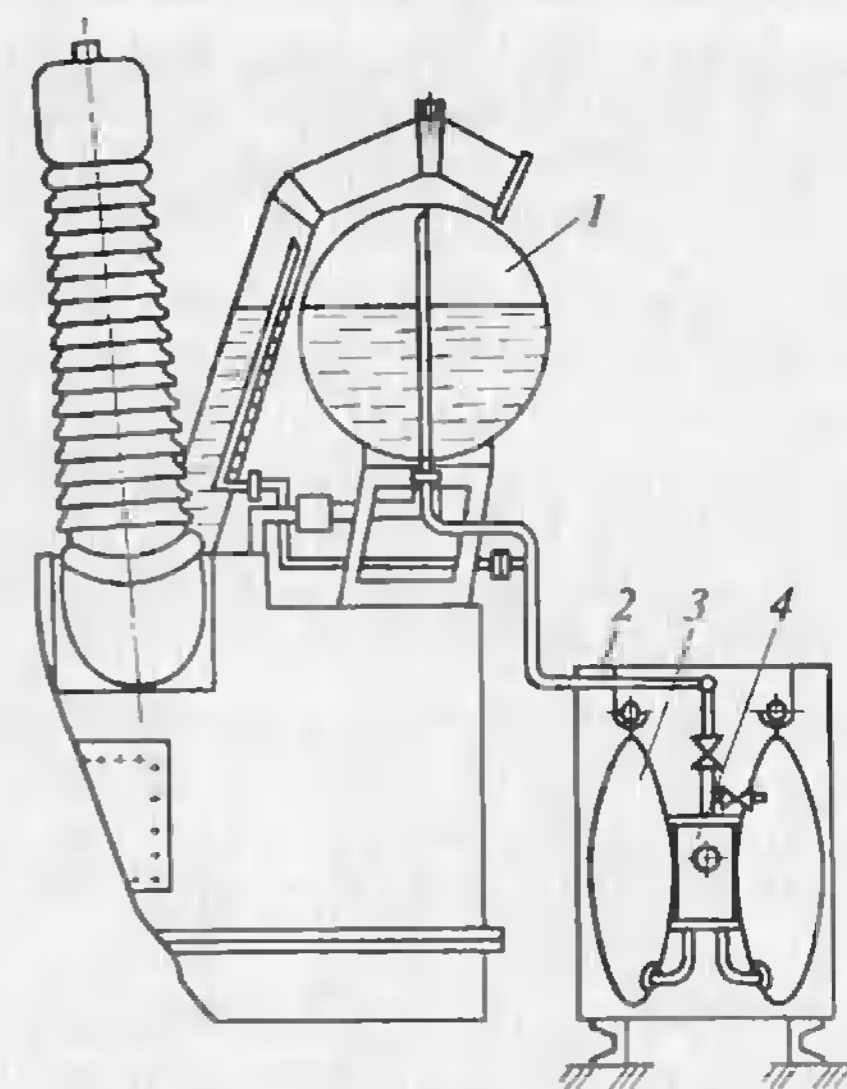


Рис. 12.6. Устройство азотной защиты:

1 — надмасляное пространство расширителя; 2 — шкаф; 3 — мягкий резервуар; 4 — азотоосушитель

ности расширителя и масла (рис. 12.5) и обеспечивает герметизацию масла от окружающей среды. Одновременно внутренняя полость эластичной емкости соединена патрубком с окружающим воздухом через воздухоосушитель, который препятствует конденсации влаги на ее внутренней поверхности.

В трансформаторах с пленочной защитой вместо предохранительной трубы устанавливают предохранительные клапаны, позволяющие обеспечить более надежную герметизацию.

Азотная защита заключается в том, что микропустоты в изоляции и масле, образующиеся в результате тщательного удаления из них воздуха, а также надмасляное пространство заполняют сухим азотом и герметизируют от окружающей среды при помощи мягких резервуаров, служащих для компенсации температурных изменений объема масла при работе трансформатора (рис. 12.6).

Контрольные вопросы

1. Какие мероприятия проводят при оперативном и техническом обслуживании трансформаторов?
2. Какие существуют режимы нагрузки трансформаторов?
3. Чем определяется длительность аварийных перегрузок?
4. Что понимается под термином «нагрузочная способность трансформатора»?
5. Как определить допустимость систематических перегрузок?
6. Для чего предназначены устройства релейной защиты, автоматики и сигнализации, устанавливаемые на силовых трансформаторах?
7. Как защитить масло от увлажнения и старения?

РАЗДЕЛ III

РЕМОНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И ТРАНСФОРМАТОРОВ

Глава 13

ОРГАНИЗАЦИЯ И СТРУКТУРА ЭЛЕКТРОРЕМОНТНОГО ПРОИЗВОДСТВА

При организации территориального электроремонтного производства необходимо учитывать размеры обслуживаемой территории, размещение обслуживаемых объектов и величину их ремонтного фонда, а также возможности снабжения электроремонтного предприятия электроэнергией, водой, топливом, рабочей силой и т. д. При крупных заводах обычно организуют собственные электроремонтные производства, имеющие, как правило, цеховую структуру.

13.1. Классификация ремонта

Важнейшим условием правильной эксплуатации электрических машин и трансформаторов является своевременное проведение планово-предупредительного ремонта (ППР) и периодических профилактических испытаний.

Наряду с повседневным уходом и осмотром оборудования в соответствии с правилами эксплуатации электроустановок потребителей (ПЭЭП) через определенные промежутки времени проводят плановые межремонтные испытания и измерения (профилактические испытания, не связанные с выводом в ремонт) и различные виды ремонта. С помощью системы ППР оборудование поддерживается в работоспособном состоянии, обеспечивающем выполнение им своих технических функций, и частично предотвращаются случаи отказов оборудования. В ходе планового ремонта оборудования в результате модернизации улучшают его технические параметры.

При планировании и организации ремонта следует иметь в виду, что электрические машины и трансформаторы могут иметь ремонтпригодную и неремонтпригодную конструкцию. В последнем случае вместо ремонта оборудования осуществляют его замену.

По объему ремонт подразделяют на текущий, средний и капитальный. Текущий ремонт проводят во время эксплуатации оборудования для гарантированного обеспечения его работоспособности, он состоит в замене и восстановлении его отдельных частей и в их регулировке. Текущий ремонт проводится на месте установки оборудования с его остановкой и отключением. Средний ремонт предусматривает полную или частичную разборку оборудования, ремонт и замену изношенных деталей и узлов, восстановление качества изоляции. При этом достигается восстановление основных технических показателей работы оборудования. Капитальный ремонт предусматривает полную разборку оборудования с заменой или восстановлением любых его частей, включая обмотки. При этом достигается полное (или близкое к нему) восстановление ресурса. В настоящее время в основном производят текущий и капитальный ремонт, хотя в некоторых случаях предусмотрен и средний ремонт.

По назначению ремонт делится на восстановительный, реконструкцию и модернизацию. Восстановительный ремонт осуществляется без изменения конструкции отдельных узлов и всего устройства в целом. Технические характеристики оборудования остаются неизменными. В ходе реконструкции могут изменяться конструкции отдельных узлов и заменяться отдельные материалы, из которых они изготовлены, при практически неизменных технических характеристиках. Модернизация предусматривает замену и усовершенствование существующих узлов и применяемых материалов, чтобы существенно улучшить технические характеристики, приблизив их к характеристикам нового современного оборудования.

По методу проведения ремонт делится на принудительный и послеосмотровый. Принудительный ремонт применяется в основном для ответственного оборудования. Суть его заключается в том, что через определенные промежутки времени электрические машины и трансформаторы в обязательном порядке подвергают капитальному ремонту. Также через определенные промежутки времени проводят текущий и средний ремонт в соответствии с длительностью ремонтного цикла и его структурой. При этом ресурс оборудования между ремонтами полностью не используется и в ремонт может попасть исправное оборудование. Поэтому данный вид ремонта является наиболее дорогим. Послеосмотровый ремонт оборудования производится в объеме капитального ремонта только после осмотра и профилактических испытаний во время очередной ревизии или текущего ремонта. Ресурс оборудования используется при этом виде ремонта полностью, поэтому стоимость ремонта уменьшается. Однако, из-за возможности внеочередного незапланированного ремонта усложняется процесс его проведения и может увеличиться его длительность.

С принудительного на послеосмотровый вид ремонта можно переводить оборудование массового применения, не относящееся к основному и имеющее достаточный обменный парк.

По форме организации ремонт делится на централизованный, децентрализованный и смешанный. При централизованном ремонте работы осуществляют специализированные ремонтно-наладочные предприятия без использования местных ремонтно-эксплуатационных служб. К этой форме ремонта относится и фирменное ТО ответственного импортного оборудования. Усовершенствование этой формы ремонта предполагает создание центрального обменного фонда оборудования и расширение его номенклатуры, а также распространение сферы услуг ремонтных предприятий на проведение текущего ремонта и профилактического обслуживания. Централизованная форма ремонта обеспечивает наиболее высокое качество работ.

При децентрализованном ремонте работы осуществляют ремонтные службы предприятия, на котором установлено это оборудование.

При смешанном ремонте часть работ выполняется централизованно (сторонними организациями), а часть — децентрализованно (собственными ремонтными службами). Степень централизации зависит от характера предприятия, типа и мощности оборудования.

13.2. Планирование ремонта электрических машин

При планировании ремонтного производства используется понятие «ремонтный цикл», под которым понимается календарное время между двумя плановыми капитальными ремонтами. Для вновь вводимого в эксплуатацию оборудования под ремонтным циклом понимается календарное время от ввода в эксплуатацию до первого планового капитального ремонта.

Продолжительность ремонтного цикла определяется условиями эксплуатации, требованиями к показателям надежности, ремонтпригодностью, ПЭЭП и инструкциями завода-изготовителя. Обычно ремонтный цикл исчисляется, исходя из 8-часового рабочего дня при 41-часовой рабочей неделе (для оборудования специализированных производств в расчет ремонтного цикла может быть введен конкретный график работы этого оборудования). Реальная сменность работы оборудования и условия его работы учитываются соответствующими эмпирическими коэффициентами.

При определении длительности ремонтного цикла исходят из графика (рис. 13.1) распределения частоты отказов λ технических изделий от времени t (так называемая «кривая жизни» технического изделия). На этом графике можно выделить три области: I — время послеремонтной приработки, когда вероятность появления

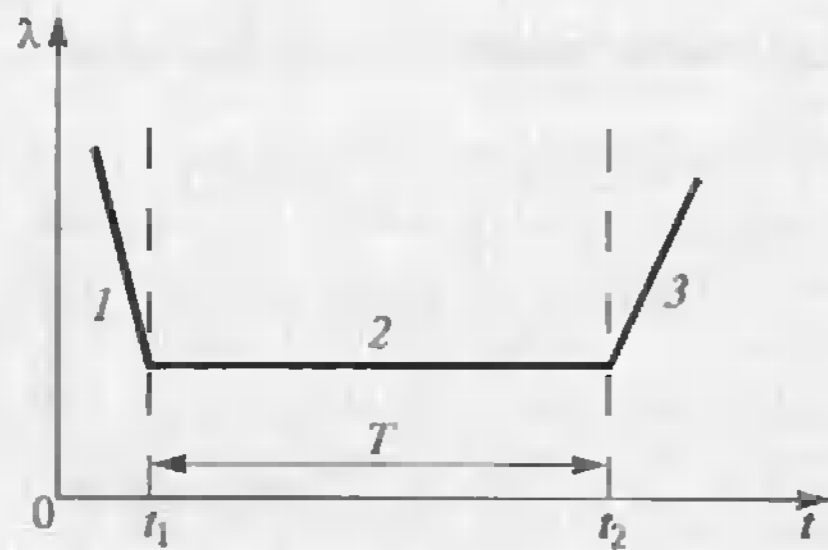


Рис. 13.1. «Кривая жизни» технического изделия:

1 — время послеремонтной приработки; 2 — этап нормальной работы; 3 — время старения оборудования

отказов повышается из-за возможного применения при ремонте некачественных материалов, несоблюдения технологии ремонта и т. п.; 2 — этап нормальной работы оборудования с практически неизменной частотой отказов во времени; 3 — время старения отдельных узлов и оборудования в целом.

Для предотвращения отказов при эксплуатации в период приработки (область 1) дефектные узлы и детали заменяют исправными и по возможности осуществляют приработку отдельных узлов. Для ответственного оборудования приработку проводят непосредственно на заводе-изготовителе или ремонтном предприятии. В период нормальной эксплуатации (область 2) происходят внезапные отказы, которые носят случайный характер. Во время старения оборудования (область 3) увеличение частоты отказов оборудования связано с его износом и физическим старением, при которых наблюдается существенное ухудшение рабочих свойств изоляции, электрических контактных поверхностей, подшипников и механически нагруженных узлов. Из этого можно сделать вывод о том, что длительность ремонтного цикла не должна превышать длительности нормального участка работы T (область 2).

При планировании структуры ремонтного цикла (виды и последовательность чередования плановых ремонтов) исходят из того, что в каждой электрической машине и трансформаторе наряду с быстро изнашивающимися узлами и деталями (щетками, подвижные и неподвижные контакты, подшипники и др.), восстановление которых обычно проводится путем их замены на новые или незначительного ремонта, имеются узлы и детали с большим сроком износа (обмотки, магнитопроводы, механические детали и т. п.), восстановление которых проводится путем достаточно трудоемкого и занимающего много времени ремонта. Поэтому во время эксплуатации между капитальными ремонтами проводятся текущие (или средние) ремонты оборудования.

Проведение текущего ремонта, как правило, не требует специальной остановки основного технологического оборудования, в то время как капитальный ремонт при отсутствии резервного оборудования связан с приостановкой основного технологического процесса. Поэтому длительность ремонтного цикла следует

по возможности согласовывать с межремонтным периодом основного технологического оборудования.

Обычно ремонты планируют на календарный год с разбивкой по кварталам и месяцам. Такое планирование называется текущим. Наряду с текущим осуществляется и оперативное планирование с использованием сетевых графиков.

Как уже упоминалось, при планировании структуры ремонтного цикла, под которой понимаются виды и последовательность проведения плановых ремонтов, исходят из длительности ремонтного цикла в соответствии с «кривой жизни» технического изделия (см. рис. 13.1). Период времени между двумя плановыми капитальными ремонтами $T_{пл}$ определяется продолжительностью ремонтного цикла $T_{табл}$, который в свою очередь рассчитывается при нормальных условиях эксплуатации и двухсменной работе электрических машин. Значения $T_{табл}$ для некоторых характерных производств приведены в приложении 8.

В период между двумя капитальными ремонтами проводят несколько текущих. Время между двумя плановыми текущими ремонтами $t_{пч}$ определяется продолжительностью межремонтного периода $t_{табл}$, значения которого также приведены в приложении 8.

Плановая продолжительность работы между двумя капитальными и текущими ремонтами определяется по следующим формулам:

$$T_{пл} = T_{табл} \beta_k \beta_p \beta_{и} \beta_o \beta_c; \quad (13.1)$$

$$t_{пч} = t_{табл} \beta_k \beta_p \beta_{и} \beta'_o \beta_c. \quad (13.2)$$

Здесь β_i — коэффициенты, косвенно учитывающие реальный характер нагрузки электрической машины: $\beta_k = 0,75$ для коллекторных машин и 1,0 для остальных машин; β_p — коэффициент, учитывающий сменность работы машины и определяемый числом смен $K_{см}$; $\beta_o = \beta'_o = 1,0$ для электрических машин, отнесенных к вспомогательному оборудованию, $\beta_o = 0,85$, $\beta'_o = 0,7$ для машин основного оборудования; $\beta_{и}$ — коэффициент использования, определяемый в зависимости от отношения фактического коэффициента $K_{ф.с}$ спроса к нормируемому K_c ; $\beta_c = 1,0$ для электрических машин, установленных на стационарных установках, $\beta_c = 0,6$ для машин передвижных электрических установок. Значения коэффициентов $\beta_{и}$ и β_p в зависимости от $K_{ф.с}/K_c$ составляют:

$K_{ф.с}/K_c$	0,5	0,75	1,0	1,1	1,2	1,3
$\beta_{и}$	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7
$K_{см}$	1	1,25	1,5	1,75	2	2,5...3
β_p	2	1,6	1,35	1,13	1	0,8...0,67

Под коэффициентом спроса K_c понимается отношение максимальной нагрузки предприятия (цеха, отдельного производства)

P_{\max} к суммарной мощности установленных на нем электроприемников P_y (электродвигатели, электротехнологические процессы, освещение и др.). Под P_{\max} понимается получасовой максимум нагрузки предприятия, заложенный в его технический проект и заявляемый предприятием при составлении договора с энергоснабжающей организацией. По величине P_{\max} определяют необходимую суммарную мощность связывающих его с электрической системой трансформаторов. Таким образом,

$$K_c = P_{\max} / P_y \quad (13.3)$$

Реальная нагрузка предприятия может отличаться от расчетной, также как и суммарная мощность установленных на нем приемников электрической энергии. Поэтому наряду с коэффициентом K_c (см. приложение 8) вводится коэффициент фактического спроса $K_{ф.с}$, который определяется опытным путем по фактическому среднечасовому максимуму нагрузки $P_{ф.маx}$ и фактической установленной мощности электроприемников $P_{ф.у}$. Коэффициент фактического спроса может существенно отличаться от первоначально принятого. Чем больше значение $K_{ф.с}$, тем больше средняя нагрузка электрических машин, установленных на предприятии:

$$K_{ф.с} = P_{ф.маx} / P_{ф.у} \quad (13.4)$$

По указанной методике для каждой электрической машины, установленной на предприятии, можно рассчитать время между капитальным и текущим ремонтом и составить календарный график их проведения, согласовав его с графиком ремонта основного технологического оборудования. На базе графиков ремонта по отдельным участкам и цехам составляется сводный график ремонта электрических машин по предприятию в целом.

Пример. Определить продолжительность ремонтного цикла и межремонтного периода для асинхронного рольгангового двигателя с короткозамкнутым ротором типа АР, установленного на прокатном стане металлургического завода, имеющего трехсменный график работы (непрерывное производство) и коэффициент фактического спроса, равный 0,6.

По приложению 8 находим, что для горячих цехов $T_{табл} = 4$ г., $t_{табл} = 6$ мес при $K_c = 0,45$. Далее определяем значение соответствующих коэффициентов: $\beta_k = 1$ (у двигателя отсутствует коллектор), $\beta_p = 0,67$ при $K_{см} = 3$, $\beta_n = 0,7$ (по табл. 5.1 для $K_{ф.с}/K_c = 0,6/0,45 = 1,33$), $\beta_o = 0,85$, $\beta'_o = 0,7$ (двигатель относится к основному оборудованию), $\beta_c = 1$ (установка стационарная). Тогда в соответствии с формулами (3.1) и (3.2) рассчитаем время между двумя капитальным $T_{пл}$ и текущим $t_{пл}$ ремонтом:

$$T_{пл} = 4,0 \cdot 1,0 \cdot 0,67 \cdot 0,7 \cdot 0,85 \cdot 1,0 = 1,6 \text{ г.};$$

$$t_{пл} = 6,0 \cdot 1,0 \cdot 0,67 \cdot 0,7 \cdot 0,7 \cdot 1,0 = 2 \text{ мес.}$$

Срок 2 мес соответствует 0,167 г., поэтому между двумя капитальными ремонтами двигатель должен пройти 8 текущих ($T_{пл}/t_{пл} = 1,6/0,167 \approx 9$, но поскольку очередной капитальный ремонт совпадает с текущим, то последний текущий ремонт заменяется на очередной капитальный).

13.3. Определение трудоемкости ремонта и численности ремонтного персонала

При организации электроремонтного производства следует учитывать размеры обслуживаемого района, расположение обслуживаемых объектов и величину их ремонтного фонда, а также возможность обеспечения электроремонтного предприятия электрической и тепловой энергией, водой, транспортом, квалифицированной рабочей силой и т. д. Помещения электроремонтных предприятий должны быть защищены от осадков и проникновения пыли.

При определении размера ремонтного предприятия следует иметь в виду не только объем парка обслуживаемого электрического оборудования, но и экономическую эффективность его работы. Исследования ряда авторов показали, что при увеличении числа условных ремонтных единиц до 5 тыс. происходит интенсивное снижение трудоемкости и себестоимости ремонта. При увеличении числа условных ремонтных единиц от 5 до 70 тыс. снижение трудоемкости и себестоимости происходит со средней интенсивностью, а в интервале 70...200 тыс. трудоемкость и себестоимость ремонта уменьшаются незначительно. Поэтому максимальный объем электроремонтного производства, при котором обеспечивается минимальная себестоимость ремонта, находится в пределах 160...180 тыс. условных ремонтных единиц. При большем числе электрических машин, обслуживаемых одним ремонтным предприятием, себестоимость ремонта снижаться не будет.

Особое внимание при организации электроремонтного производства следует уделять качеству ремонта, которое обеспечивало бы практически полное восстановление ресурса электрических машин и трансформаторов. Это в свою очередь требует применения достаточно дорогого специализированного оборудования, окупающегося при высокой его загрузке. Иначе говоря, для создания эффективного электроремонтного производства необходимо иметь достаточное количество ремонтируемого на нем оборудования.

Стоимость ремонта достигает в настоящее время 60...80 % стоимости нового оборудования при практическом отсутствии дефицита последнего на рынке. Поэтому проводить некачественный ремонт не имеет никакого смысла. Если качественный ремонт невозможно обеспечить, то целесообразнее заменить вышедшее из строя оборудование на новое.

Для планирования производства и определения годовой программы ремонтного предприятия необходимо иметь сведения о количестве, мощности, режимах и условиях работы оборудования, которое установлено на обслуживаемых этим предприятием производствах. Следует учитывать также возможное развитие (расширение) обслуживаемых производств на срок 5...7 лет.

Все электрические машины, находящиеся в эксплуатации, разделяются на группы в зависимости от типа (асинхронные, синхронные, постоянного тока), мощности (малой — до 1,1 кВт, средней — до 1,5...400 кВт, большой — свыше 400 кВт), уровня напряжения (низковольтные — до 1 кВ, высоковольтные — свыше 1 кВ), конструктивного исполнения и длительности межремонтного периода. При наличии указанных сведений по номенклатуре электрических машин, подлежащих ремонту, годовая производительность электроремонтного предприятия в единицах продукции запишется в виде

$$P_e = K_p [(A_1/T_1 + A_2/T_2 + \dots + A_n/T_n) + (A_1/t_1 + A_2/t_2 + \dots + A_n/t_n)], \quad (13.5)$$

где $K_p = 1,3 \dots 1,6$ — коэффициент, учитывающий развитие обслуживаемых производств и возможные случайные отказы; A_1, A_2, \dots, A_n — количество электрических машин в каждой группе; T_1, T_2, \dots, T_n — средняя длительность ремонтного цикла для каждой группы машин в годах (см. подразд. 13.2); t_1, t_2, \dots, t_n — средняя длительность межремонтного периода для этих групп в годах. Если текущий ремонт проводится силами самого предприятия, на котором используются электрические машины, то из формулы (13.5) следует исключить вторую составляющую и определять годовую производительность только по капитальному ремонту.

Таким образом, число электрических машин ежегодно проходящих ремонт в каждой группе, имеет следующий вид

$$a_1 = A_1/T_1 + A_1/t_1, \quad a_2 = A_2/T_2 + A_2/t_2, \quad \dots, \quad (13.6)$$

$$a_n = A_n/T_n + A_n/t_n.$$

Годовая трудоемкость работ по ремонту обслуживаемого парка электрических машин определяется по формуле (чел. · ч):

$$TP = (A_1/T_1)M_1 + (A_1/t_1)m_1 + (A_2/T_2)M_2 + (A_2/t_2)m_2 + \dots + (A_n/T_n)M_n + (A_n/t_n)m_n, \quad (13.7)$$

где M_i, m_i — среднее нормативное время капитального и текущего ремонта для каждой группы электрических машин.

Нормативное время ремонта зависит от типа электрической машины и ее конструктивного исполнения, частоты вращения, напряжения и вида ремонта. Ремонтные заводы электротехниче-

ской промышленности при организации ремонта пользуются специальными нормами трудоемкости, один из примеров которых приведен в табл. 13.1.

Для расчета норм трудоемкости ремонта других электрических машин вводятся дополнительные коэффициенты трудоемкости: K_n — для скоростей, отличных от 1500 об/мин, K_u — для машин с напряжением свыше 1000 В, K_r — для других типов машин (табл. 13.2).

Таблица 13.1

Нормы трудоемкости ремонта низковольтных асинхронных двигателей напряжением менее 1000 В с короткозамкнутой обмоткой ротора мощностью до 630 кВт и частотой вращения 1500 об/мин

Мощность, кВт	Нормы трудоемкости ремонта, чел. · ч		Мощность, кВт	Нормы трудоемкости ремонта, чел. · ч	
	капитальный	текущий		капитальный	текущий
До 0,8	11	2	56...75	69	15
0,8...1,5	12	2	76...100	85	18
1,6...3,0	13	3	101...125	110	22
3,1...5,5	15	3	126...160	130	27
5,6...10,0	20	4	161...200	140	30
11...17	27	6	201...250	155	33
18...22	32	7	251...320	175	36
23...30	40	8	321...400	195	40
31...40	47	10	401...500	225	44
41...55	55	12	501...630	260	52

Таблица 13.2

Коэффициенты для расчета норм трудоемкости других электрических машин

Коэффициент	Значение коэффициентов в зависимости от типа машины						
	n , об/мин	3000	1500	1000	750	600	500
K_n		0,8	1,1	1,1	1,2	1,4	1,5
Тип машины		коллекторная		синхронная	с фазным ротором		
K_r		1,8		1,2	1,3		
Напряжение, В		от 1000 до 3300			свыше 3300 до 6600		
K_u		1,7			2,1		

Таким образом, трудоемкость капитального M и текущего m ремонта электрической машины мощностью P_i можно определить по формулам:

$$M_i = M_{i\text{баз}} K_n K_r K_u; \quad (13.8)$$

$$m_i = m_{i\text{баз}} K_n K_r K_u, \quad (13.9)$$

где $M_{i\text{баз}}$, $m_{i\text{баз}}$ — трудоемкость капитального и текущего ремонтов базового асинхронного двигателя мощности P_i (см. табл. 13.1); K_r — коэффициенты трудоемкости (см. табл. 13.2).

Для крупных высоковольтных электрических двигателей и генераторов нормы трудоемкости ремонта определяются предприятиями-изготовителями.

Пример. Определить трудоемкость капитального и текущего ремонтов синхронного двигателя мощностью 500 кВт, напряжением 3,3 кВ, имеющего номинальную скорость 600 об/мин:

$$M_i = M_{i\text{баз}} K_n K_r K_u = 225 \cdot 1,4 \cdot 1,2 \cdot 1,7 = 643 \text{ чел.} \cdot \text{ч};$$

$$m_i = m_{i\text{баз}} K_n K_r K_u = 44 \cdot 1,4 \cdot 1,2 \cdot 1,7 = 126 \text{ чел.} \cdot \text{ч}.$$

Рассчитав по формулам (13.7) ... (13.9) трудоемкость ремонта всего парка обслуживаемых машин, определяют количество производственных рабочих N , необходимых для выполнения годовой программы TP :

$$N = TP/\Phi, \quad (13.10)$$

где Φ — годовой фонд времени одного рабочего, равный при 41-часовой рабочей неделе 1860 ч (отпуск составляет 15 дней), 1840 ч (отпуск — 18 дней), 1820 ч (отпуск — 24 дня).

Рассмотренная методика является достаточно трудоемкой и требует большого объема не всегда доступной информации, что приводит к ошибкам в расчетах. Поэтому на практике часто пользуются упрощенной методикой расчета, суть которой заключается в следующем.

Для проведения расчетов вводится понятие *условной единицы ремонта*, за которую принимают трудоемкость ремонта одного асинхронного двигателя с короткозамкнутой обмоткой ротора мощностью 5 кВт, напряжением 220/380 В, со скоростью 1500 об/мин и степенью защиты IP23. При отсутствии точных данных по структуре электродвигателей их количество определяют по общему количеству установленных на предприятии станков. Для перехода к условным единицам ремонта число станков n умножают на коэффициент $K_{\text{тип}}$, так что число условных единиц ремонта R на одном предприятии имеет вид

$$R = nK_{\text{тип}}, \quad (13.11)$$

где $K_{\text{тип}} = 2,8 \dots 3,2$ — для автомобильных заводов, $3,5 \dots 4,5$ — для заводов тяжелого машиностроения, $3,0 \dots 3,2$ — для подшипниковых заводов и заводов электротехнической промышленности, $3,0 \dots 3,5$ — для станкоинструментальных заводов, $3,3 \dots 4,3$ — для заводов строительного, дорожного и коммунального машиностроения.

Суммируя число условных единиц ремонта на обслуживаемых предприятиях, получают их общее число $\sum R$. Далее по изложенной ранее методике определяют продолжительность ремонтного цикла и межремонтного периода в зависимости от характера производства, а по формулам (13.7) и (13.10) — годовую трудоемкость и число производственных рабочих ремонтного предприятия.

Если средняя мощность установленных на предприятии двигателей отличается от 5 кВт, то с помощью коэффициентов приведения переходят к условным единицам ремонта:

Средняя мощность, кВт	1	3	5	7	10	15	20	30	40	55	75	100
Коэффициент приведения	0,69	0,78	1	1,19	1,25	1,5	1,8	2,1	2,2	2,3	3,7	4,6

Таблица 13.3

Трудоемкость капитального ремонта асинхронного двигателя

Вид работ	Трудоемкость	
	чел. · ч	%
Очистка двигателя	0,4	1,0
Разборка, снятие подшипников, мойка узлов и деталей, дефектировка	4,0	10,0
Механическая обработка и сварочные работы	5,6	14,0
Удаление обмотки статора, чистка пазов статора	3,0	7,5
Восстановление посадочных мест, напрессовка подшипников	1,0	2,5
Балансировка ротора	1,0	2,5
Изготовление и укладка обмотки, формовка и бандажировка лобовых частей, пайка и изолировка схемы	18,0	45,0
Пропитка и сушка обмотки	2,0	5,0
Сборка двигателя	3,7	9,25
Нанесение гальванических покрытий, окраска двигателя	1,3	3,25
Итого	40	100

Рассчитанную по такой методике трудоемкость ремонта обычно увеличивают на 30 % для учета имеющихся на предприятии электрических двигателей, установленных на вспомогательном оборудовании.

По известному количеству основных рабочих N определяют количество вспомогательных рабочих $N_{всп}$, инженерно-технических работников $N_{итр}$, служащих и младшего обслуживающего персонала $N_{сл}$:

$$\begin{aligned} N_{всп} &= (0,15 \dots 0,18)N; \\ N_{итр} &= (0,08 \dots 0,12)(N + N_{всп}); \\ N_{сл} &= (0,025 \dots 0,04)(N + N_{всп}). \end{aligned} \quad (13.12)$$

Примерное распределение основных рабочих электроремонтного предприятия по профессиям определяется трудоемкостью соответствующей группы работ по ремонту.

В табл. 13.3 представлен расчет трудоемкости работ по капитальному ремонту четырехполюсного асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором мощностью 30 кВт напряжением 220/380 В и частотой вращения 1500 об/мин.

В соответствии с приведенной трудоемкостью отдельных видов работ распределение основных рабочих по профессиям может выглядеть следующим образом: электрообмотчики — 40 %, электрослесари — 37 %, электромонтеры испытательной станции — 3 %, станочники — 5 %, пропитчики — 4 %, остальные — 11 %.

13.4. Структура цеха по ремонту электрических машин

Структура электроремонтного предприятия и состав его оборудования определяются в основном номенклатурой и объемом ремонтируемого оборудования. Поскольку форма организации ремонта электрических машин, трансформаторов и другого электротехнического оборудования является цеховой, то далее будет рассмотрена именно эта форма организации работ. Следует отметить, что ремонтный цех может быть как самостоятельной производственной единицей, так и являться одним из цехов крупного отраслевого предприятия.

В ремонтном цехе производятся:

- капитальный ремонт электрических машин, их реконструкция и модернизация;
- средний и текущий ремонт;
- ремонт и изготовление пускорегулирующей аппаратуры;
- изготовление запасных частей;
- изготовление электромонтажных узлов и заготовок;
- ремонт и изготовление технологической оснастки для ремонта.

Все работы, проводимые в этом цехе, можно разбить на восемь основных видов: предремонтные, разборочно-дефектационные, изоляционно-обмоточные, слесарно-механические, комплектовочные, сборочные, отделочные и послеремонтные. В соответствии с видом производимых работ в состав ремонтного цеха, как правило, входят следующие отделения и участки:

- склады поступающей и готовой продукции (территориально они могут быть объединены);
- испытательный участок;
- участок разборки, мойки и дефектации;
- ремонтно-механический участок;
- кузнечно-сварочный участок;
- отделение ремонта контактных колец, коллекторов и щеточных аппаратов;
- обмоточный участок;
- участок восстановления обмоточных проводов (в ряде случаев здесь осуществляется и изготовление нового обмоточного провода);
- пропиточно-сушильный участок с отделением окраски;
- участок комплектации и сборки;
- испытательная станция.

Кроме того, в структуру цеха могут быть включены участки гальванопластики и столярная мастерская. Типовая схема организации ремонта представлена на рис. 13.2.

Рассмотрим особенности работы и оснащения наиболее важных участков ремонтного цеха.

Испытательный участок. Здесь производят предремонтные испытания для выявления неисправностей электрических машин, поступивших в ремонт. Помимо внешнего осмотра здесь измеряют активные сопротивления и сопротивление изоляции обмоток, проверяют целостность подшипников (при работе машины на холостом ходу), правильность и плотность прилегания щеток к коллектору и контактным кольцам, уровень вибрации. Участок должен быть оснащен подъемно-транспортным и испытательным оборудованием.

Участок разборки, мойки и дефектации. Здесь производят очистку машин перед разборкой, разбирают их на отдельные узлы и детали и производят дефектацию (диагностику), определяя их состояние, степень износа и объем необходимого ремонта. Неисправные детали и узлы передают для ремонта на соответствующие участки, а исправные — на участок комплектации. По итогам дефектации составляется дефектная ведомость, определяется необходимый объем ремонта и потребность в комплектующих изделиях.

Участок должен быть оснащен подъемно-транспортным и мощным оборудованием, механическими и электрическими инструментами для разборки машин, станками для удаления обмотки, печью для выжигания (или размягчения) изоляции, приспособлениями для выведения ротора из статора.

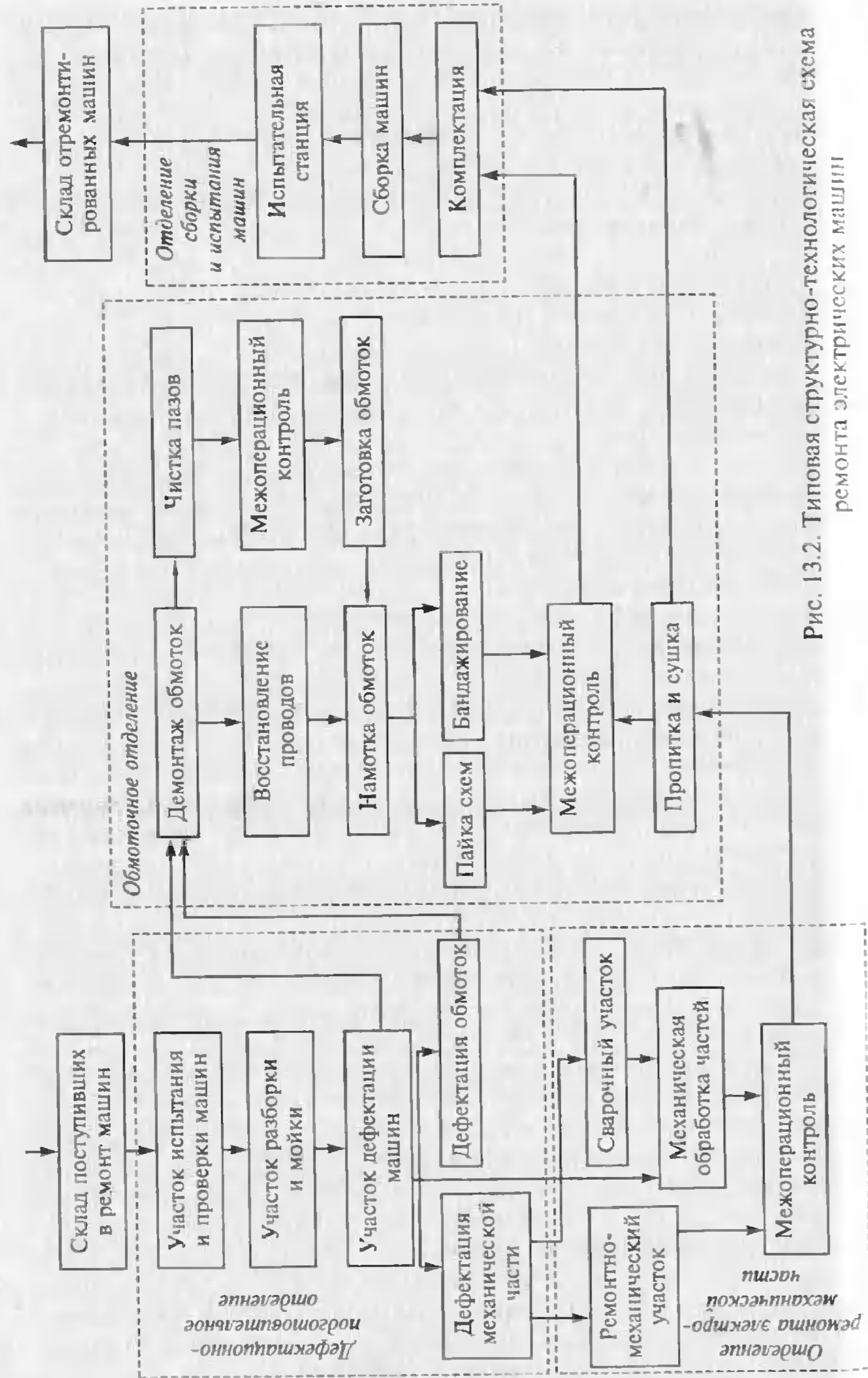


Рис. 13.2. Типовая структурно-технологическая схема ремонта электрических машин

Ремонтно-механический и кузнечно-сварочный участки. На этих участках ремонтируют изношенные и изготавливают новые конструктивные детали электрических машин — валы, корпуса подшипников скольжения, крышки подшипников и др. Здесь же ремонтируют и изготавливают новые токоведущие части, такие как контактные кольца, коллекторы, щеточные механизмы, контакты. На этих участках производят ремонт и перешихтовку магнитопроводов (сердечников), а также механическую обработку и восстановление резьбовых соединений. Кроме того, здесь изготавливают необходимую для ремонта технологическую оснастку.

Участки оснащены соответствующим парком универсальных станков для механической обработки деталей, подъемно-транспортным оборудованием, прессами и ножницами для резки металла, универсальным сварочным и слесарным оборудованием.

Обмоточный участок. Здесь ремонтируют старые и изготавливают новые обмотки электрических машин, восстанавливают поврежденный обмоточный провод, осуществляют укладку, пропитку и сушку обмоток, производят сборку рабочей схемы соединения обмоток и осуществляют контроль изоляции обмоток в процессе ее изготовления и укладки. В отделении окраски проводят отделочные работы и окраску машин после сборки и испытаний.

На этом участке устанавливаются станки для очистки и изолирования проводов, намотки обмоток, резки и формовки изоляции, прессы для формовки катушек из прямоугольного провода, специальные станки для бандажировки обмоток. Участок оснащен инструментом для пайки и сварки проводов, необходимым пропиточным оборудованием и сушильными шкафами. Отделение пропитки и сушки должно иметь хорошую вытяжную вентиляцию. Подъемно-транспортное оборудование рассчитывается на узлы, имеющие максимальную массу (как правило, это статоры наиболее крупных машин).

Участок комплектации и сборки. Сюда направляются исправные чистые узлы и детали с участка разборки и дефектации, отремонтированные узлы и детали с остальных участков, а также недостающие комплектующие детали (крепеж, подшипники качения и т. п.). Полный машинокомплект поступает на сборку, где осуществляется поузловая и общая сборка электрических машин. Здесь же производится и балансировка роторов электрических машин.

Участок оснащен практически тем же оборудованием, что и участок разборки (за исключением моечного оборудования и оборудования для удаления обмоток). Кроме того, на участке установлены балансировочные станки.

Испытательная станция. Здесь проводятся послеремонтные испытания электрических машин по соответствующим программам, а также испытания новых конструкций, узлов и деталей, изготовленных в процессе реконструкции или модернизации.

Станция оснащена подъемно-транспортным оборудованием и испытательными стендами, включая стенды для высоковольтных испытаний, а также соответствующим защитным оборудованием.

13.5. Структура цеха по ремонту трансформаторов

В цехе по ремонту трансформаторов проводятся: капитальный ремонт трансформаторов, их реконструкция и модернизация;

средний и текущий ремонт; изготовление запасных частей для трансформаторов; ремонт маслonaполненных электрических аппаратов.

Подобно ремонту электрических машин все работы, проводимые в этом цехе, можно разбить на восемь основных видов: предремонтные, разборочно-дефектационные, обмоточные, слесарно-механические, комплекточные, сборочные, отделочные и послеремонтные. В соответствии с видами производимых работ в состав ремонтного цеха входят следующие отделения и участки:

- склады неисправных и отремонтированных трансформаторов; испытательный участок;
- участок осмотра, разборки и дефектации трансформаторов и маслonaполненных аппаратов;
- участок чистки и мойки баков;
- сварочно-механический участок, на котором проводится и ремонт систем регулирования напряжения;
- отделение подготовки масла (масляное хозяйство);
- участок ремонта магнитопроводов (сердечников), оборудованный стационарной установкой для лакирования пластин (для специализированных предприятий с большим объемом работ);
- отделение по ремонту и изготовлению обмоток;
- сушильно-пропиточное отделение;
- склад комплектующих изделий и инструментов;
- сборочный участок;
- участок заливки трансформаторов маслом;
- испытательная станция;
- участок окраски баков.

Поступающие в ремонт трансформаторы весьма разнообразны по мощности, габаритам, напряжению и конструктивному исполнению, в большинстве случаев используется индивидуальный метод ремонта по технологии заводов — изготовителей трансформаторов.

Особенностью цеха по ремонту трансформаторов (типовая схема ремонта представлена на рис. 13.3) является наличие масляного хозяйства и значительный объем работ по подготовке масла. При ремонте масло либо восстанавливают, либо заменяют на новое. Для этого необходимо иметь достаточное количество масла и емкостей для его хранения, а в цехе должны быть проложены мас-



Рис. 13.3. Типовая структурно-технологическая схема ремонта трансформаторов

лопроводы и установлена маслоочистительная аппаратура. Трансформаторное масло является горючим материалом, поэтому особое внимание необходимо уделять пожарной безопасности и особенно на тех участках, где проводятся работы с маслом.

13.6. Структура центральной электротехнической лаборатории

Если ремонтные цехи входят в состав крупного отраслевого предприятия (машиностроительный, металлургический, электротехнический заводы и т.п.), то в их составе или независимо от них должна быть предусмотрена центральная электротехническая лаборатория. Персонал лаборатории участвует в проведении текущего обслуживания и ремонта электрических машин и трансформаторов. В состав этой лаборатории обычно входят следующие подразделения.

Лаборатория электрических измерений, в которой осуществляется ремонт и поверка практически всех используемых электроизмерительных приборов и их проверка на месте установки. Она же проводит контроль за эксплуатацией электроизмерительных приборов на месте установки.

Лаборатория электротехнических испытаний, в которой проводятся послеремонтные и эксплуатационные испытания трансформаторов и высоковольтных двигателей, реакторов и вентильных

разрядников, профилактические испытания изоляции высоковольтных аппаратов, комплексных распределительных устройств и высоковольтных кабельных линий. Здесь же проводятся испытания всех устройств защиты электротехнических установок, измерение сопротивления заземляющих устройств и контроль за качеством трансформаторного масла, жидких негорючих диэлектриков и других изоляционных материалов.

Лаборатория электрического привода, в которой исследуются режимы работы электроприводов и проверяется действие их защит. Кроме того, сотрудники этой лаборатории принимают участие в пусконаладочных работах, разрабатывают и осуществляют мероприятия по внедрению на предприятии новой техники, замене морально устаревшего оборудования и его модернизации. Они же проводят наладку оборудования после ремонта.

Лаборатория промышленной электроники, в которой осуществляется ремонт и наладка электронного оборудования, используемого на предприятии, включая контроль за работой силовых полупроводниковых устройств и систем управления. Здесь же могут проводиться работы по контролю и наладке систем дистанционного управления, сигнализации и измерений, а также по разработке оптимальных режимов контроля и управления.

Лаборатория релейной защиты и автоматики, в которой осуществляется проверка всех видов устройств релейной защиты и сетевой автоматики, установленных на подстанциях и в распределительной сети предприятия. Здесь разрабатывают программы по вводу новых объектов электроснабжения и ремонту действующих электрических установок, изготавливают и ремонтируют комплектные устройства, используемые для проверок работы оборудования.

В этой лаборатории испытывают новые защитные устройства и проходят поверку установленные на предприятии электроизмерительные приборы и счетчики.

Пусконаладочная лаборатория, в которой осуществляется контроль за результатами наладки нового или отремонтированного электрического и электромеханического оборудования, если она проводится сторонними организациями, или самостоятельная наладка этого оборудования, если участие сторонних организаций в наладке не предусмотрено.

Лаборатория режимов электроснабжения, в которой собирают и анализируют данные по работе систем электроснабжения, освещения и электропривода, а также определяют и контролируют рациональные режимы питания цехов предприятия и отдельных крупных энергетических объектов. В этой лаборатории разрабатывают и осуществляют мероприятия по минимизации потерь электрической энергии и оптимальной работе устройств компенсации реактивной мощности.

На предприятиях электротехнического профиля, как правило, создается *лаборатория надежности*, в которой собирают и обрабатывают данные по отказам электротехнического оборудования, а также выявляют причины этих отказов.

Кроме рассмотренных задач центральная электротехническая лаборатория контролирует график нагрузки, осуществляет надзор за правильной и безопасной эксплуатацией всех высоковольтных установок предприятия, участвует в составлении и реализации договора электроснабжения с местной электроэнергетической системой.

Контрольные вопросы

1. Что такое ремонтный цикл и как определить его продолжительность?
2. Какова структура ремонтного цикла?
3. В чем заключаются достоинства и недостатки различных форм организации ремонта?
4. В чем измеряется годовая программа электроремонтного предприятия? Как ее определить?
5. Как рассчитать трудоемкость ремонта электрической машины?
6. Каковы основные виды работ, производимых при ремонте электрических машин?
7. Какое основное оборудование необходимо устанавливать в каждом производственном подразделении?
8. Каковы особенности ремонта трансформаторов? Как они сказываются на организации ремонта?

СОДЕРЖАНИЕ РЕМОНТА

В зависимости от массы и размеров, а также от характера ремонта электрические машины и трансформаторы либо ремонтируются на месте, либо направляются на ремонтное предприятие. Взаимные обязательства заказчика и ремонтного предприятия регламентируются в технических условиях ремонта.

Приемка в ремонт производится по акту, в котором кроме паспортных данных и предполагаемого объема ремонта указываются технические требования, которым должно удовлетворять оборудование после осуществления ремонта: мощность, напряжение, энергетические показатели и др. В ремонт принимаются только комплектные электрические машины и трансформаторы, имеющие все основные узлы и детали, включая старые обмотки. Все соединительные и установочные детали должны быть демонтированы заказчиком. Как правило, не ремонтируют машины с разбитыми корпусами и подшипниковыми щитами и со значительным (более 25 %) повреждением магнитопроводов.

Ремонт должен быть выполнен качественно, чтобы после него был обеспечен необходимый уровень эксплуатационной надежности, а технические показатели соответствовали стандартам и нормам.

14.1. Ремонт электрических машин

Технические условия ремонта. Отремонтированная машина обеспечивается всеми необходимыми деталями, включая при необходимости соединительные и установочные, а камеры подшипников качения заполняются смазкой. Поверхности корпуса и подшипниковых щитов покрывают краской, а концы валов — консервационной смазкой.

После проведения послеремонтных испытаний ремонтное предприятие должно гарантировать безотказную работу машины в течение одного года при соблюдении условий транспортирования, хранения и эксплуатации.

Выходные концы обмоток маркируют в соответствии со стандартом, а на корпус машины устанавливают новый щиток с указанием предприятия, проводившего ремонт, даты выпуска из ремонта и технических данных машины в соответствии со стандартами.

На ремонтных предприятиях существуют технологические карты ремонта электрических машин, составленные в виде таблиц, в

которых приведены номера и содержание всех технологических операций, технических условий и указаний по проведению ремонта. В них также приводятся данные об оснастке и оборудовании, необходимом для ремонта, и нормы времени на проведение отдельных операций.

Текущий ремонт. Этот вид ремонта применяется для машин, находящихся в эксплуатации или в резерве, в сроки, установленные графиком ППР. Текущий ремонт проводится на месте установки электрической машины с ее остановкой и отключением силами обслуживающего электротехнического персонала. Если для проведения текущего ремонта требуются специальные сложные приспособления и значительное время, то он проводится силами персонала электроремонтного или специализированного предприятия.

В процессе ремонта выполняют следующие работы:

- чистка наружных поверхностей машины;
 - проверка состояния подшипников качения, их промывка и замена (в случае увеличенных радиальных зазоров);
 - проверка работы смазочных колец и системы принудительной смазки в подшипниках скольжения;
 - осмотр и чистка вентиляционных каналов, обмоток статора и ротора, коллекторов и контактных колец;
 - проверка состояния крепления лобовых частей обмоток и бандажей;
 - устранение местных повреждений изоляции и выявленных при осмотре дефектов;
 - сушка обмоток и покрытие их при необходимости эмалями;
 - шлифовка контактных колец и коллекторов (при необходимости их продоразивание);
 - проверка и регулировка щеточного механизма и систем защиты;
 - сборка машины, проверка ее работы на холостом ходу и под нагрузкой;
 - проведение приемосдаточных испытаний и сдача в эксплуатацию с соответствующей отметкой в технической документации.
- Капитальный ремонт.* Этот вид ремонта применяется для машин, находящихся в эксплуатации, в сроки, установленные графиком ППР или по результатам профилактических (послеосмотровых) испытаний. Капитальный ремонт проводится для восстановления работоспособности и полного восстановления ресурса электрической машины с восстановлением или заменой всех изношенных или поврежденных узлов и заменой обмоток. Ремонт машины нецелесообразен, если имеются значительные повреждения механических узлов, которые невозможно устранить силами ремонтного предприятия.
- Типовой объем капитального ремонта включает в себя:
- операции текущего ремонта;

проверку воздушного зазора между статором и ротором (если конструкция машины позволяет это осуществить);

проверку осевого разбега ротора и зазоров между шейкой вала и вкладышем подшипника скольжения (при необходимости проводится перезаливка вкладыша);

полную разборку машины и мойку всех механических узлов и деталей, продувку и чистку коллектора, контактных колец, шеточного механизма и неповрежденных изоляционных деталей, дефектацию узлов и деталей;

ремонт корпуса, подшипниковых щитов, магнитопроводов (заварка трещин, восстановление резьбовых отверстий, восстановление посадочных мест в корпусе и щитах, удаление замыканий между отдельными листами сердечников статора и ротора, устранение распухания листов, восстановление прессовки, ремонт выгоревших участков с установлением протезов);

ремонт вала (исправление торцовых отверстий, устранение прогиба, восстановление посадочных отверстий и шпоночных канавок);

извлечение старых обмоток, изготовление и укладка новых обмоток из круглого провода, ремонт или изготовление новых обмоток из прямоугольного провода и их укладка, сборка и пайка (сварка) электрических схем, пропитка и сушка обмоток, нанесение на лобовые части покровных эмалей;

сборка и отделка машины, проведение приемосдаточных испытаний.

При капитальном ремонте производят замену подшипников качения, выработавших свой ресурс (вне зависимости от их состояния). Решение об использовании подшипников, не выработавших свой ресурс, принимается после их дефектации. При этом следует помнить, что ущерб от возможного отказа подшипника и связанного с этим отказа (остановки) двигателя существенно больше стоимости самого подшипника.

Обмотки из круглого провода и низковольтные обмотки из прямоугольного провода при ремонте, как правило, повторно не используют, поскольку извлечь такой провод без повреждения практически невозможно. После извлечения они передаются на переплавку. Высоковольтные обмотки из прямоугольного провода могут использоваться повторно после замены витковой и корпусной изоляции.

14.2. Ремонт трансформаторов

По объему ремонтных работ различают: текущий (эксплуатационный) ремонт, капитальный ремонт без замены обмоток, капитальный ремонт с заменой обмоток, но без ремонта магнитной системы, капитальный ремонт с заменой обмоток и частичным или полным ремонтом магнитной системы.

Ремонт по типовой номенклатуре называется *ревизией*. При ревизии активную часть трансформатора вынимают из бака (или поднимают съемную часть бака) и без разборки активной части (расшихтовка магнитопровода и сьем обмоток) производят ее осмотр (ревизию). Кроме того, выполняют целый ряд других обязательных работ, в которые входят: обработка масла, замена сорбентов, уплотнений, а в некоторых случаях — сушка активной части и контрольные испытания.

По назначению ремонт может быть планово-предупредительный (профилактический) и послеаварийный, как и при ремонте электрических машин. Периодичность их проведения зависит от результатов профилактических испытаний и наличия дефектов, выявленных в процессе эксплуатации и при внешнем осмотре трансформатора (см. подразд. 12.4). Кроме того, в установленные сроки предусматривается вскрытие главных трансформаторов электростанций и подстанций, через которые передается основная часть вырабатываемой электроэнергии, и трансформаторов собственных нужд подстанции. Вскрытие производят через восемь лет после включения трансформаторов в эксплуатацию (независимо от сроков и объемов ремонта, приведенных в приложении 8). Трансформаторы вскрывают и осматривают также после длительного транспортирования к месту установки. Планово-предупредительный капитальный ремонт выполняют за сравнительно непродолжительное время.

Сроки выполнения послеаварийного ремонта определяются следующими обстоятельствами: возможностью замены трансформатора, наличием резерва, категорией потребителей, которых трансформатор снабжает электроэнергией и т. п. Капитальный ремонт с заменой обмоток и изоляции, переизолировкой электротехнической стали требует значительных материальных, трудовых затрат и времени.

По характеру выполняемых работ, как и в случае электрических машин, выделяют: восстановительный ремонт, реконструкцию и модернизацию трансформаторов. При восстановительном ремонте параметры трансформатора и конструкция узлов и деталей не изменяются. При реконструкции параметры трансформатора сохраняются, а конструкция ряда узлов изменяется. В процессе модернизации изменяют параметры трансформатора и, как правило, отдельные части конструкции.

Текущий ремонт предназначен для проверки состояния ограниченного числа быстроизнашивающихся и относительно несложных в ремонте узлов и деталей с устранением обнаруженных дефектов, чтобы обеспечить безотказную работу трансформатора до следующего планового (текущего или капитального) ремонта. При текущем ремонте производятся осмотр и чистка узлов и деталей (как правило, относительно легкодоступных), в том числе загряз-

Габариты силовых трансформаторов

Габарит	I	II	III	IV
Мощность $S_{нн}$, кВ·А	≤ 100	100...1000	1000...6300	> 6300
Напряжение $U_{нн}$, кВ	≤ 35			
Габарит	V	VI	VII	VIII
Мощность $S_{нн}$, кВ·А	≤ 32000	32000...80000	80000...200000	> 200000
Напряжение $U_{нн}$, кВ	≤ 110	≤ 330		> 330

ненной внешней изоляции, ликвидация небольших дефектов, замена неосновных узлов и деталей, а также измерения, испытания и осмотры в целях выявления и уточнения работ, подлежащих выполнению в ходе капитального ремонта.

Текущий ремонт также включает комплекс работ по уходу за трансформаторным маслом: спуск грязи и конденсата из расширителя, проверка маслоуказателя и доливка при необходимости масла в расширитель, проверка и смена сорбента в термосифонном (адсорбционном) фильтре и воздухоосушителях. Аналогичные работы выполняют на маслonaполненных вводах.

В ходе ремонта производят очистку наружных поверхностей бака и крышки, проверку спускных кранов и уплотнений, целостность мембраны выхлопной трубы и предохранительного клапана, осматривают охлаждающие устройства, выполняют очистку их наружных поверхностей, проверяют и смазывают подшипники вентиляторов, электродвигателей и насосов. Осматривают и проверяют устройства регулирования под нагрузкой (привод, контактор), а также переключатель регулирования без возбуждения, проверяют устройства релейной защиты, приборы контроля температуры и давления масла, систему азотной защиты, соответствующие вторичные цепи.

Одновременно с текущим ремонтом трансформатора производят проверку и опробование устройств его защиты и автоматики, в том числе автоматики и сигнализации систем охлаждения и пожаротушения. В ходе текущего ремонта выполняют испытания изоляции и контактных соединений, в том числе сопротивления контактов переключателей отвлечений (на всех положениях).

Следует отметить, что при текущем ремонте сопротивление изоляции трансформаторов измеряют в тех случаях, когда не требуется расшировка трансформатора. Сопротивление изоляции измеряют при испытаниях, которые проводят для оценки состояния трансформатора при появлении признаков неисправности.

Оценка состояния изоляции при текущем ремонте трансформатора производится в таком же объеме, как при вводе его в эксплуатацию. Обычно совмещают определение характеристик изоляции трансформатора и его вводов.

При проведении планового капитального ремонта большое значение придается условиям вскрытия активной части (см. подразд. 9.5). В этом случае продолжительность ремонта невелика и если изоляция трансформатора не увлажнена, сушка активной части в объем ремонта не входит.

В настоящее время для исключения увлажнения изоляции при разгерметизации и сливе масла используется технология, позволяющая удлинить время нахождения активной части вне масла до 100 ч. Технология заключается в подаче в бак трансформатора осушенного воздуха с относительной влажностью не выше 20%. Для

получения сухого воздуха используют специальную установку, снабженную цеолитовыми* адсорберами и подогревателем воздуха. Установка также может быть использована для подсушки изоляции.

Силовые трансформаторы в зависимости от мощности и класса напряжения подразделяются на группы (габариты) от I до VIII. Каждая группа включает трансформаторы, достаточно близкие по массе и габаритным показателям (табл. 14.1).

При капитальном ремонте трансформаторов мощностью более 32 МВ·А и классов напряжения свыше 110 кВ (IV...VIII габаритов) затраты, связанные с транспортированием, могут намного превосходить стоимость ремонта. Только конкретное технико-экономическое обоснование позволяет решить вопрос о методе ремонта в каждом случае.

Однако чаще всего крупные трансформаторы ремонтируют непосредственно на подстанциях, имеющих башни с грузоподъемными устройствами, а на электрических станциях — в машинных залах, оборудованных мостовым краном нужной грузоподъемности. Ремонт выполняется специализированным ремонтным предприятием, персонал которого выезжает к месту установки трансформатора. Однако такие работы, как перемотка и изготовление обмоток, ремонт главной изоляции, переизоляция пластин магнитной системы и целый ряд других, проводятся в специализированных мастерских.

Капитальный ремонт трансформаторов I...III габаритов и частично IV габарита производят, как правило, на специализиро-

* Цеолиты — группа минералов, получаемых в основном синтетическим методом. Они обладают исключительно высокими адсорбционными свойствами, обусловленными высокой пористостью кристаллов и определенными размерами входных окон и каналов, которые действуют как сита, просеивающие молекулы, входящие в состав очищаемого вещества.

ванных ремонтных предприятиях. Хотя в большинстве случаев используется индивидуальный метод ремонта, современные ремонтные предприятия организуют его выполнение в условиях, максимально приближенных к заводским по уровню организации и используемому оборудованию.

14.3. Предремонтные испытания электрических машин

Предремонтные испытания проводят в целях определения характера дефектов поступивших во внеплановый ремонт электрических машин. Кроме того, на практике встречаются случаи, когда исправная машина по ошибке обслуживающего персонала отправляется в капитальный ремонт. Для машин малой мощности испытания проводят в следующей последовательности:

определение состояния машины путем внешнего осмотра;
определение (измерение) сопротивления изоляции обмоток;
определение сопротивления обмоток постоянному току;
проверка легкости вращения вала машины от руки;
проверка работы на холостом ходу.

При положительных результатах проверок машину подвергают приемосдаточным испытаниям и, если она их выдерживает, отправляют обратно в эксплуатацию.

Крупные электрические машины перед плановым капитальным ремонтом испытывают на месте установки. Объем испытаний устанавливается в зависимости от конструкции машины, а также требований и условий ее эксплуатации. Испытания включают в себя: измерение вибрации на холостом ходу и при различных нагрузках; определение температуры отдельных узлов машины (обмотки, магнитопровода, подшипников); определение температуры воздуха и воды на входе и выходе из воздухоохладителя; определение подшипниковых токов и др. После остановки машины измеряют сопротивление изоляции, величину воздушного зазора, биение контактных колец и коллектора. Особое внимание при этом уделяют не разбираемым при ремонте узлам. Полученные данные сравнивают с данными испытаний, полученными после предыдущего ремонта.

До вывода в ремонт крупных электрических машин в соответствии с нормами ПЭЭП необходимо: составить ведомость объема работ и смету, которые уточняются после вскрытия и осмотра машины; составить график ремонтных работ; заготовить необходимые материалы и запасные части; составить и утвердить техническую документацию на реконструкцию или модернизацию и подготовить необходимые для этого материалы; укомплектовать и привести в исправное состояние необходимый инструмент и подъемно-транспортные механизмы; подготовить рабочие места и спланировать ремонтные площадки для производ-

ства ремонтных работ; укомплектовать и проинструктировать ремонтные бригады.

Ремонтные площадки предназначены для перегрузки и размещения сборочных деталей, ремонтных приспособлений и оснастки, а также для выполнения ремонтных операций. Они должны быть электрифицированы и находиться в зоне действия грузоподъемного механизма.

Если для проведения ремонтных работ необходимо снимать машину с фундамента и отсоединять ее от приводного механизма, то такой ремонт целесообразно выполнять в условиях специальной ремонтной мастерской (ремонтного предприятия).

Контрольные вопросы

1. Какие требования предъявляются к качеству ремонта электрических машин и трансформаторов?
2. Что входит в объем их текущего ремонта?
3. Что входит в объем капитального ремонта электрических машин?
4. Приведите классификацию капитальных ремонтов трансформаторов.
5. Какова последовательность предремонтных испытаний электрических машин?

РАЗБОРКА И ДЕФЕКТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

При дефектации производят визуальный осмотр узлов и деталей машины, проводят необходимые измерения и испытания, определяют целостность отдельных деталей и сборочных единиц, состояние рабочих поверхностей для установления объема необходимого ремонта. Если сборочная единица не имеет повреждений, ее разборку не производят. Разборка должна проводиться с использованием специального инструмента, чтобы не повредить детали и сборочные единицы.

15.1. Разборка электрических машин

Перед снятием шкивов, полумуфт, шестерен и других соединительных деталей с вала машины следует вывернуть стопорный винт или выбить шпонку, фиксирующие соединительную деталь с валом. Место посадки заливают керосином или антикоррозионной жидкостью для устранения коррозии в месте контакта. При снятии этих деталей используют двух- или трехлапчатые съемники (переносные ручные или гидравлические). На рис. 15.1 показан процесс снятия шкива 5 с помощью лапчатого съемника. Лапы 4 съемника накладывают на наружную поверхность шкива и, вращая рукоятку 2, передвигают гайку 3 влево, обеспечивая плотный захват детали с упором в выходной конец вала. Затем, вращая рукоятку 1, стягивают шкив с вала. Лапы 4 съемника позволяют захватывать детали как за наружную, так и за внутреннюю поверхности, а путем перемещения гайки 3 можно фиксировать их положение. Работа с таким съемником обычно производится двумя рабочими, один из которых придерживает съемник за лапы 4, а другой вращает рукоятку 1.

Для снятия соединительных деталей, имеющих аксиальные отверстия, можно использовать съемник (рис. 15.2), с которым может работать один рабочий. Траверса 1 соединяется с демонтируемой деталью 2 с помощью болтов 4. Затягивая винт 5, стягивают деталь с вала. Для предотвращения проворачивания вала при затяжке винта 5 одно плечо траверсы упирают в подставку из раздвижных труб 3. При снятии крупных деталей, требующих больших усилий, применяют гидравлические съемники, усилие в которых создается с помощью гидравлического пресса.

В ряде случаев для уменьшения требуемых для съема детали усилий производят нагрев детали. Для уменьшения нагрева вала его

обертывают смоченным в воде асбестовым картоном, а нагрев проводят интенсивно одной или двумя горелками, начиная от края детали по направлению к ступице. Температуру детали можно контролировать периодическим прикосновением прутка из олова, температура плавления которого около 250 °С. В процессе нагрева внимательно следят за началом трогания детали, поскольку на нее действует большое усилие от съемника. Для нагрева детали можно использовать токи высокой частоты, при котором вал практически не нагревается.

В качестве примера рассмотрим процесс разборки асинхронного двигателя закрытого исполнения IP44, показанного на рис. 8.1. Разборка происходит в следующем порядке:

отсоединяют двигатель от электрической сети и от заземляющего провода;

отсоединяют двигатель от приводного механизма и снимают его с фундамента;

снимают шкив или полумуфту с помощью съемника;

снимают шпонку;

снимают кожух 5 вентилятора 7, предварительно ослабив его винт (вручную или с помощью съемника);

отворачивают болты, крепящие подшипниковые щиты 6 и 10 к корпусу, и снимают задний подшипниковый щит 6, легко ударяя по нему молотком из мягкого материала (дерево, пластмасса, медь);

вынимают ротор из статора для чего легкими толчками сдвигают ротор в сторону переднего подшипникового щита 10 и выводят щит из замка;

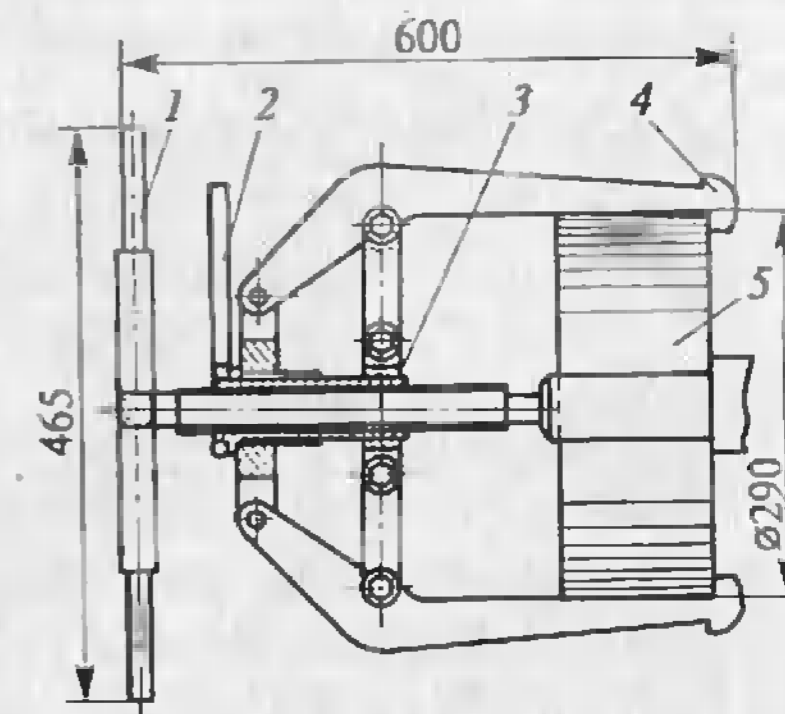


Рис. 15.1. Лапчатый съемник:
1 и 2 — рукоятки; 3 — гайка; 4 — лапы съемника; 5 — шкив

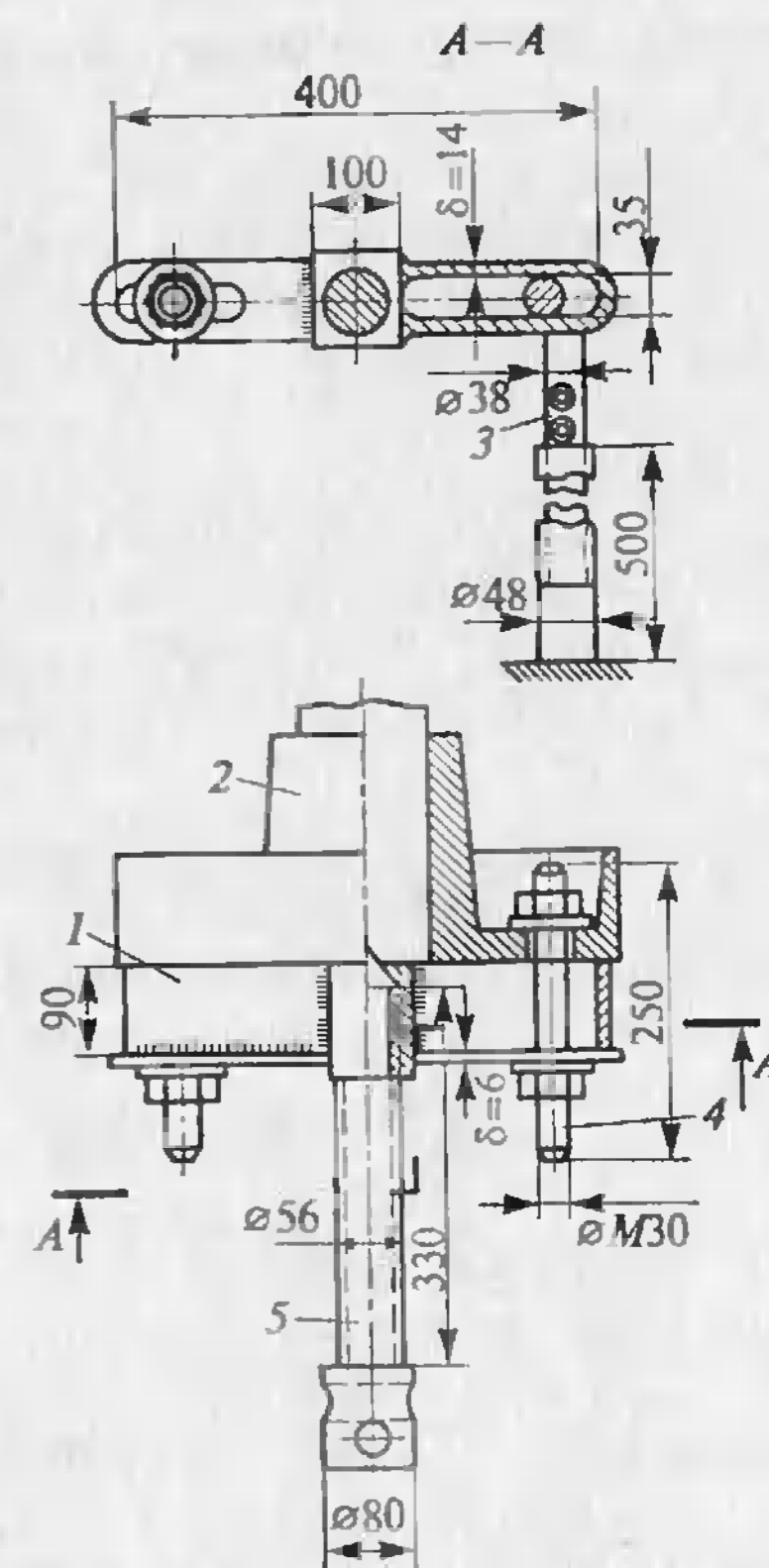


Рис. 15.2. Съемник с траверсой:
1 — траверса; 2 — демонтируемая деталь; 3 — раздвижная труба; 4 — болт; 5 — винт

поддерживая ротор за вал, выводят его из статора, не допуская повреждения лобовых частей обмотки статора и крыльчатки ротора;

снимают передний подшипниковый щит 10, легко ударяя по нему молотком из мягкого материала;

снимают с помощью съемника подшипники 9 и (или) 13, если необходима их замена.

Снятие подшипниковых щитов можно производить отжимными болтами, если они предусмотрены в конструкции. В этом случае отжимные болты завертывают равномерно в отжимные отверстия, не допуская перекоса подшипниковых щитов.

Ротор небольшой массы выводят из статора руками, поддерживая его с двух сторон, как описано выше. Более крупный ротор выводят из статора с помощью приспособления, показанного на рис. 15.3.

Серьгу 1 устанавливают так, чтобы она располагалась над центром тяжести ротора 2, после чего заводят цанговый патрон на вал 3. Вращая рукоятку 6, передвигают пластину 5 вперед, пока кулачки 4 не захватят вал 3 ротора 2. Затем вывешивают ротор, приподнимая приспособление за серьгу 1 с помощью крана, и извлекают его из статора. Небольшую регулировку при извлечении ротора можно осуществить, поддерживая его за ось 7. Описанное приспособление позволяет захватывать валы диаметром до 100 мм.

При снятии подшипников усилия следует прикладывать к внутренней обойме, чтобы избежать их повреждения.

Для этого применяют лапчатые съемники, имеющие глубокие губки, или используют крышки подшипников. В последнем случае (рис. 15.4) между крышкой 1 и подшипником устанавливают специальные прокладки 2. Если имеется место, то для съема подшипников можно использовать разъемный хомут 3.

При разборке электрических машин часто используют гидравлические съемники (рис. 15.5). Этот съемник имеет рабочее давление 6,4 МПа и позволяет развивать усилия до 100 кН при ходе цилиндра до 75 мм.

На электроремонтных предприятиях для разборки двигателей с высотой оси вращения 112...280 мм (3...9 габарит) ис-

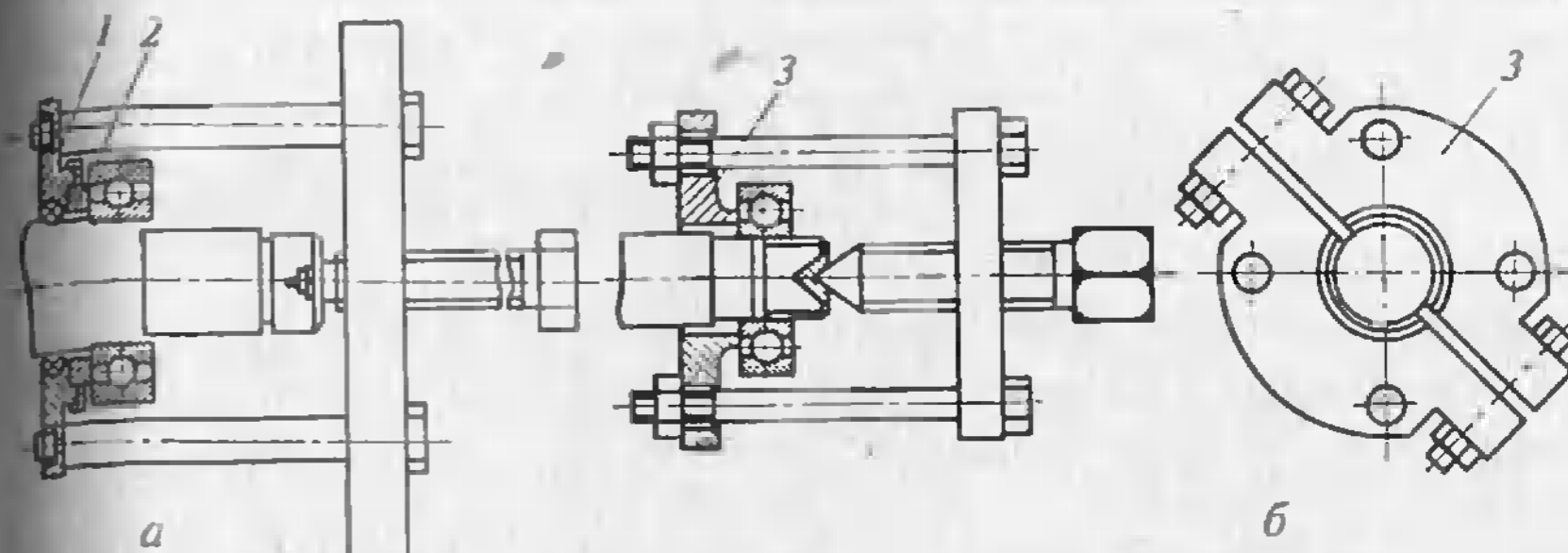


Рис. 15.4. Снятие подшипников с использованием вставок (а) и хомута (б):
1 — внутренняя крышка подшипника; 2 — прокладки; 3 — хомут

пользуют специальный стенд для разборки двигателей (рис. 15.6). Перед установкой на стенд с двигателя снимают кожух вентилятора, вентилятор и болты, крепящие крышки подшипников, и подшипниковые щиты. Двигатель устанавливают на стенде рабочим концом вала к подвижной стойке 1 и закрепляют с помощью зажимов 6. С помощью электропривода 2 устанавливают пиноли 3 по высоте оси вращения двигателя и, перемещая стойку 1 вправо, фиксируют двигатель в пинолях (правая стойка 4 неподвижна).

Включают движение стола 7 влево по направляющим 8, при котором левый подшипниковый щит выпрессовывается с наруж-

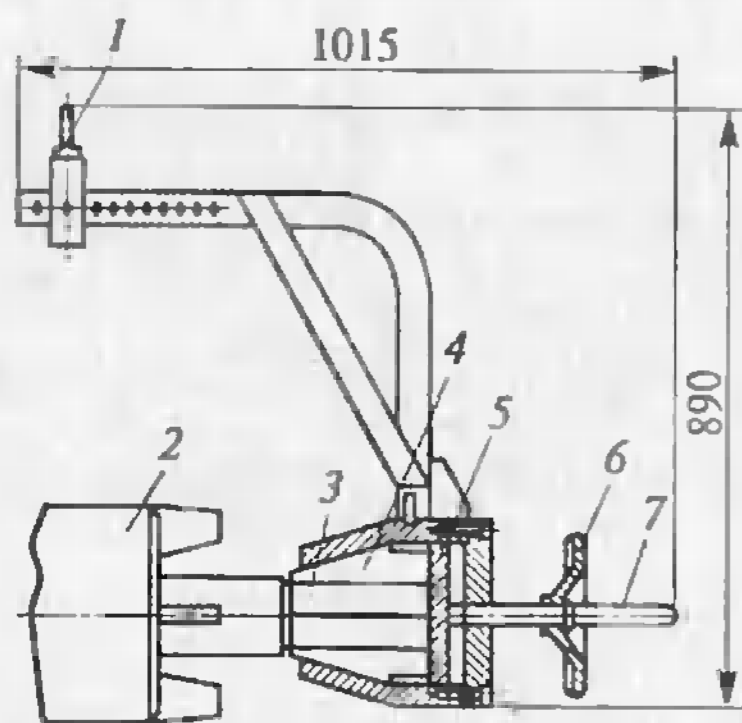


Рис. 15.3. Приспособление для выема и заведения ротора:
1 — серьга; 2 — ротор; 3 — вал; 4 — кулачки; 5 — пластина; 6 — рукоятка; 7 — ось

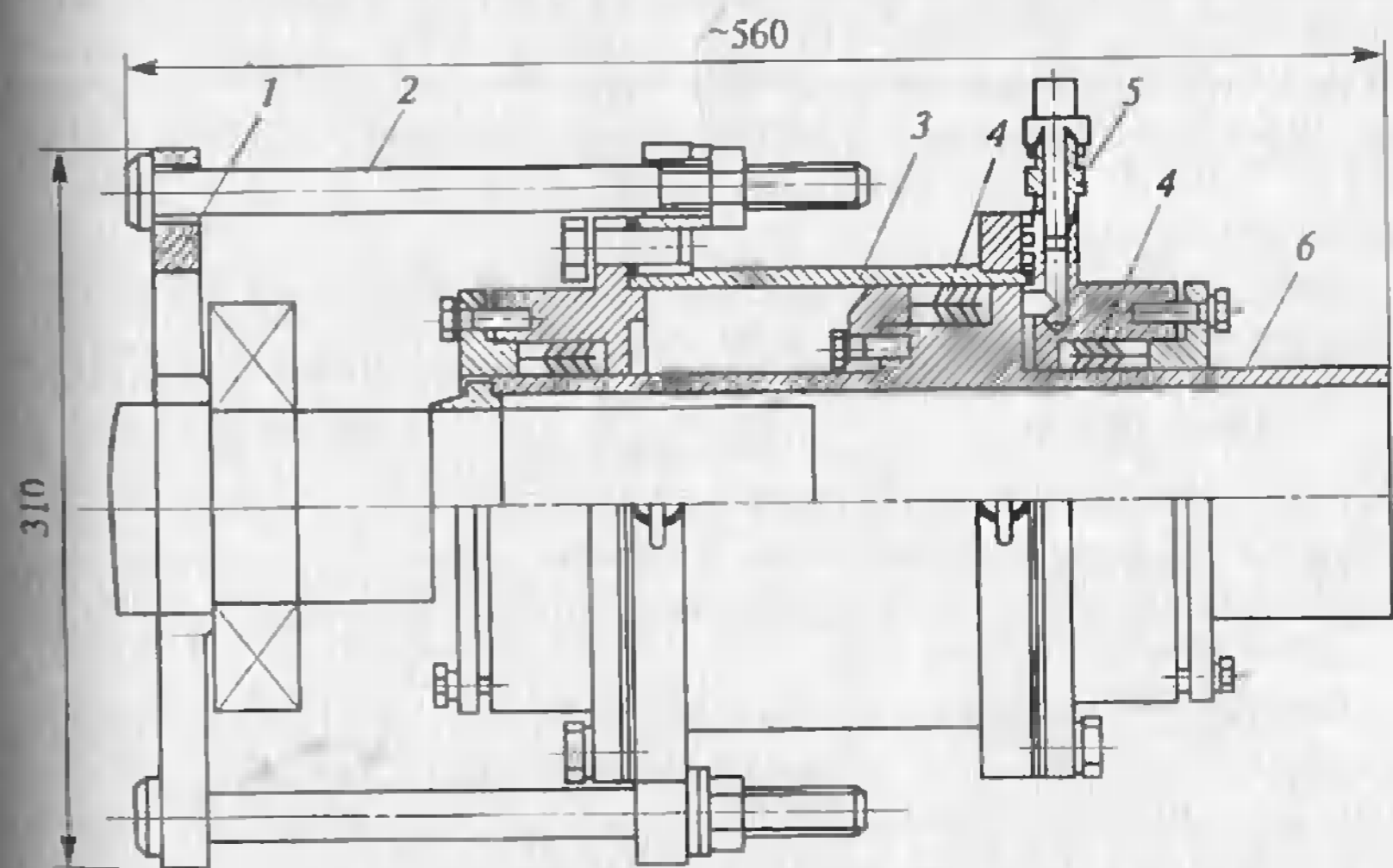


Рис. 15.5. Гидравлический подвесной съемник для снятия подшипников с валов двигателей с высотой оси вращения 180...280 мм (6...9-го габаритов):
1 — скоба; 2 — тяга; 3 — цилиндр; 4 — уплотнения; 5 — штуцер; 6 — поршень

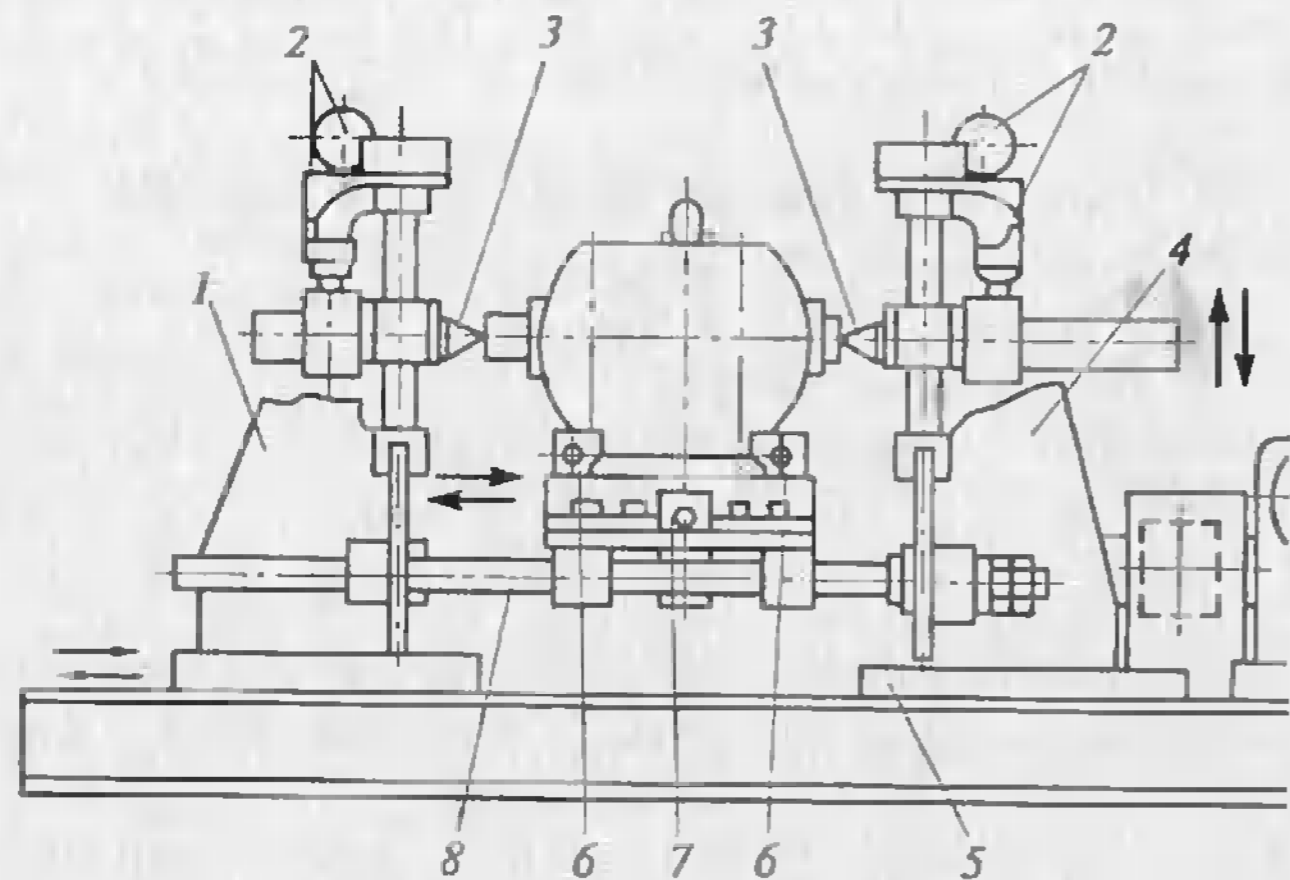


Рис. 15.6. Стенд для разборки электродвигателя:

1 — подвижная стойка; 2 — электропривод; 3 — пиноли; 4 — неподвижная стойка; 5 — поворотный стол; 6 — зажимы; 7 — стол; 8 — направляющие

ного кольца подшипника, а правый — из замка на корпусе. Между правым подшипником и корпусом двигателя устанавливают опорную вилку (не показана) и включают движение стола вправо. При этом левый подшипниковый щит выпрессовывается из замка на корпусе, а правый подшипник — с вала. Устанавливают опорную вилку между левым подшипником и корпусом двигателя и включают движение стола 7 влево, производя выпрессовку левого подшипника с вала. Затем выводят пиноли 3 из центров вала, поворачивают стол 5 с двигателем на угол 60...90° и снимают с вала крышки подшипников, подшипниковые щиты и подшипники.

Одним из указанных выше способов выводят ротор из статора, ослабляют зажимы 6 и снимают корпус (статор) двигателя со стенда.

На все детали и узлы навешивают бирки с одним ремонтным номером двигателя и направляют статор на участок удаления (извлечения) обмотки, а остальные узлы и детали — на мойку. Если ротор имеет фазную (не короткозамкнутую) обмотку, то его направляют вместе со статором на участок удаления обмотки.

Технология разборки любой крупной электрической машины с подшипниками скольжения имеет свои специфические особенности, связанные с ее конструкцией, местом установки, наличием грузоподъемных механизмов и др. Поэтому приведем только общие операции по разборке крупных машин.

При разборке измеряют:

воздушный зазор между ротором и статором в четырех точках (через 90°) с обеих сторон;

радиальные зазоры в подшипниках и натяги крышек подшипников на вкладыши, радиальные зазоры между радиатором и диффузором;

зазоры по уплотнениям вала и по маслоуловителям; совпадение магнитных осей статора и ротора; осевой разбег ротора и уклон вала ротора.

Результаты измерений заносят в формуляр, проводят предремонтные испытания и приступают к разборке машины. Снимают наружные и внутренние щиты и диффузоры, в воздушный зазор под ротор заводят лист электрокартона и после разборки опорных подшипников опускают ротор на статор. После этого снимают полумуфты или шестерни, подогревая их при необходимости, зачищают посадочные поверхности и определяют натяг.

Чтобы не повредить обмотки статора при выводе ротора, их закрывают листами из прессшпана или резины. Ротор извлекают с помощью грузоподъемных механизмов и специальных скоб (для роторов массой до 500 кг), пригодных для роторов машин до 19 габарита включительно. Для выведения ротора на кран подвешивают траверсу 4 (рис. 15.7) с двумя регулировочными болтами 3. На вал надевают удлинитель 2. Вывесив ротор с помощью крана и регулировочных болтов 3, выводят его из статора (вправо) и опускают на предварительно установленную рядом со статором подставку (не показана). Затем снимают удлинитель, переносят левый строп на левый конец вала, вывешивают ротор и перемещают его на место ремонта или для дальнейшего транспортирования. Статор остается на своей фундаментной плите 1.

Если расточка статора расположена ниже поверхности фундаментной плиты (см. рис. 8.2), статор сначала поднимают и подкладывают под его лапы шпалы, чтобы расточка статора была выше верхней отметки плиты. Затем выводят ротор из статора. В настоящее время разработаны специальные приспособления для выведения ротора из статора без применения грузоподъемных механизмов, принцип действия которых был рассмотрен в подразд. 9.4.

После разборки детали и узлы крупных электрических машин несколько раз протирают салфетками, смоченными в бензине.

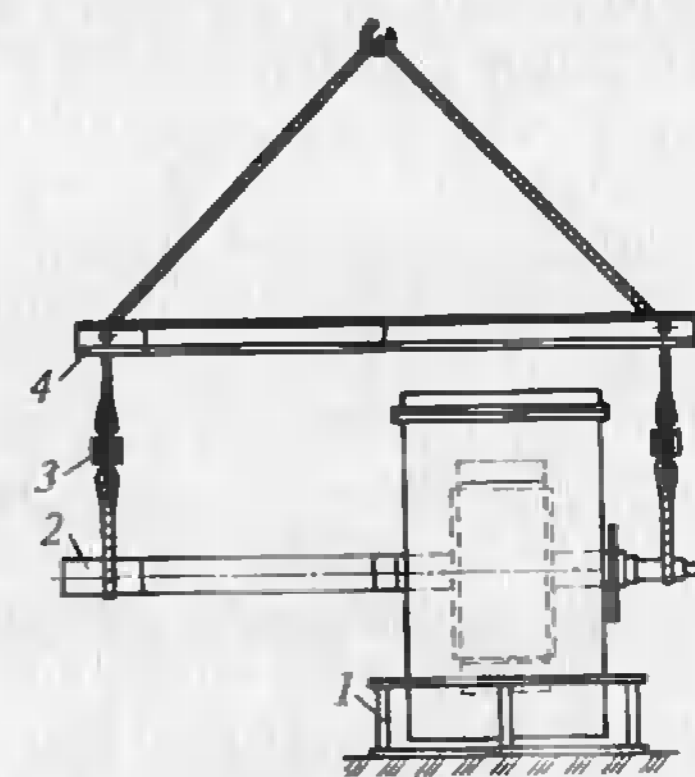


Рис. 15.7. Приспособление для вывода ротора электрических машин 15...19 габаритов:

1 — плита; 2 — удлинитель; 3 — регулировочный болт; 4 — траверса

15.2. Удаление обмотки из круглого провода

Удаление обмотки начинается с обрезки лобовой части. При этом обмотка извлекается из пазов наиболее экономичным способом при сохранении сердечника. Обрезку одной лобовой части производят на токарных станках или на специальных станках: модели СО-3М — для машин с высотой оси вращения 50...100 мм, модели СЦО-2 — для машин с высотой оси вращения 100...280 мм. Применение станков повышает производительность труда по сравнению с ручной обрезкой. Чтобы избежать затяжки провода и образования медной стружки при обрезке, желательно использовать фрезы или ножевые резцы.

Принципиальная схема станка СО-3М приведена на рис. 15.8. Для обрезки лобовой части корпус (статор) машины устанавливается на стол 5, задняя бабка 2 по направляющим 4 подается вперед электроприводом 1, а кулачки патрона 3 входят в расточку статора и разжимаются. Длина кулачков должна перекрывать не менее 75% длины сердечника статора. После этого стол 5 отводится вниз, а передняя бабка 6 с помощью электропривода 7 подводится к лобовой части обмотки статора.

Ось вращения установленного на передней бабке отрезного устройства (рис. 15.9) совпадает с осью установленного на станке статора, а режущий диск 3, вращающийся в подшипниках 2, не касается обрабатываемой поверхности лобовых частей. При вращении шкива 7 с оправкой 1 винт 9 под действием механизма подачи перемещается поступательно в сторону режущего диска 3 и через ролики 10 и гайку-шестерню 8 поворачивает суппорт 6. Поворачиваясь вокруг своей оси, суппорт 6 перемещает державку 5, а

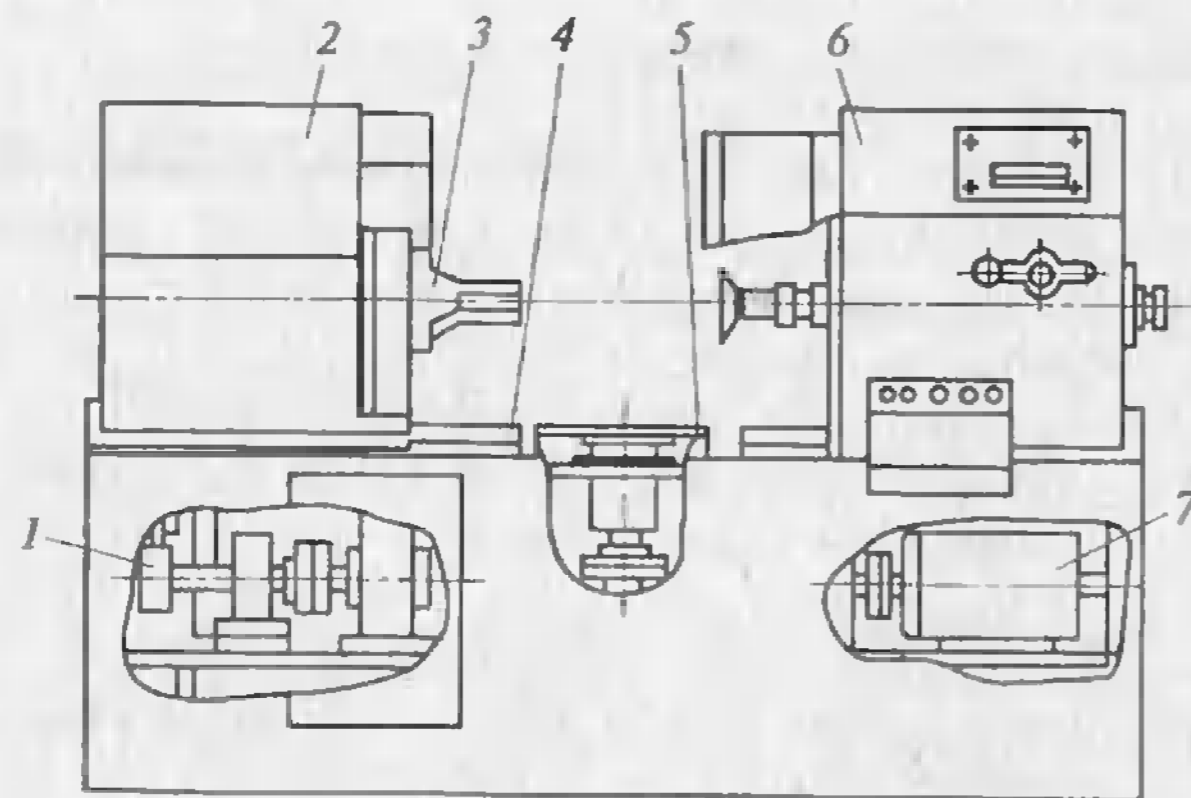


Рис. 15.8. Принципиальная схема станка СО-3М:

1 — электропривод; 2 — задняя бабка; 3 — патрон; 4 — направляющие; 5 — стол; 6 — передняя бабка; 7 — электропривод

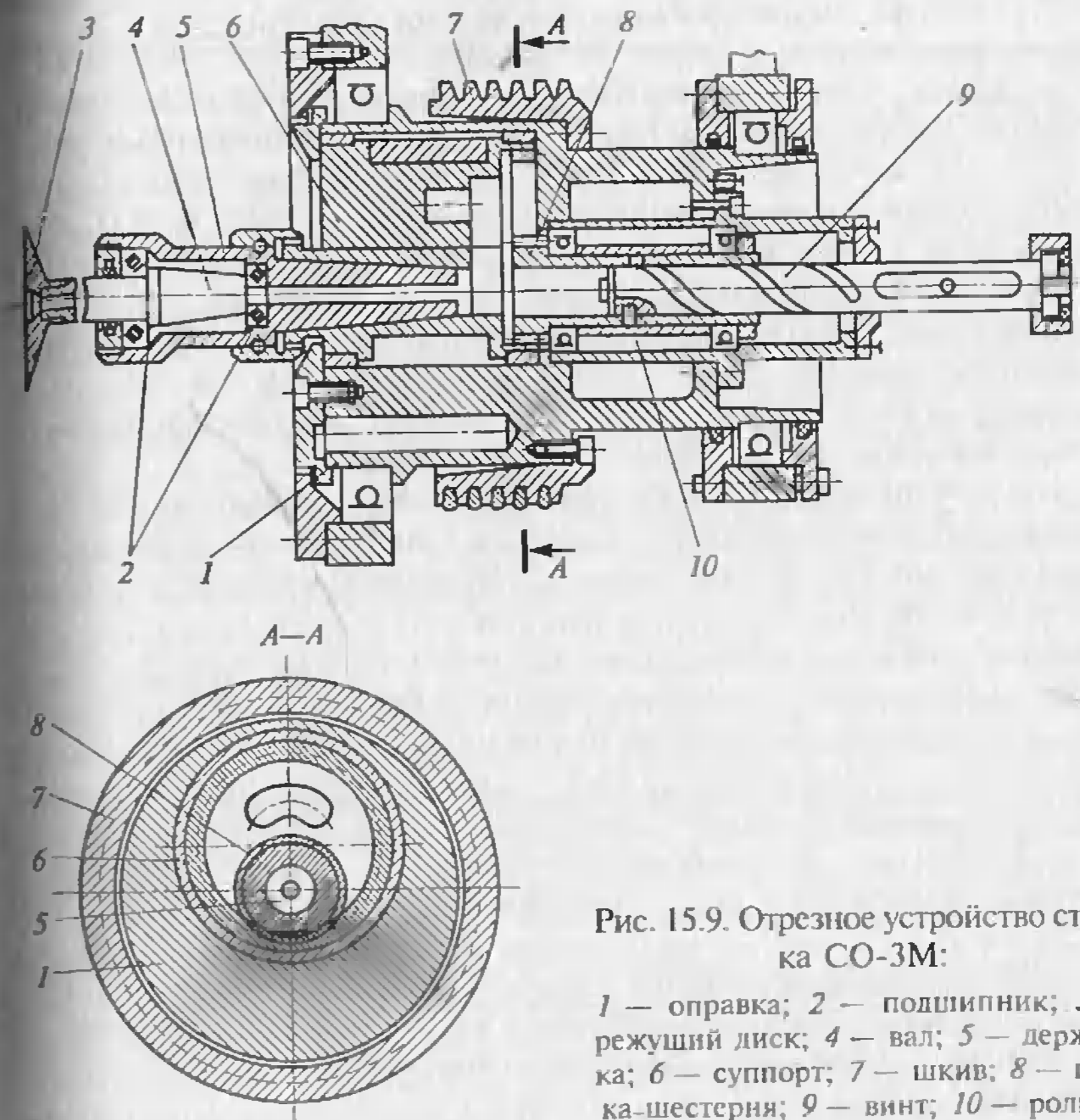


Рис. 15.9. Отрезное устройство станка СО-3М:

1 — оправка; 2 — подшипник; 3 — режущий диск; 4 — вал; 5 — державка; 6 — суппорт; 7 — шкив; 8 — гайка-шестерня; 9 — винт; 10 — ролики

вместе с ней вал 4 и режущий диск 3 к поверхности отрезаемой лобовой части обмотки статора.

При касании поверхности лобовой части режущий диск 3 за счет сил трения начинает вращаться и, обкатываясь по обмотке, отрезает ее. Винт 9 и режущий диск 3 возвращаются в исходное положение. Применение способа резания обкаткой позволяет избежать образования стружки и в несколько раз повышает стойкость режущего инструмента. Стол станка возвращается в исходное положение, сжимаются и возвращаются в исходное положение кулачки, а статор перемещается на следующую операцию.

Чтобы извлечь обмотку из пазов, не повредив сердечника, необходимо ослабить сцепление обмотки с последним путем ослабления пазовой изоляции. Это можно осуществить выжигом изоляции или ее размягчением.

Метод *выжига изоляции* весьма распространен и используется для машин с чугунными или стальными корпусами (для машин с алюминиевыми корпусами этот метод не применяют, так как при

этом у них изменяются размеры корпуса и ослабевает посадка сердечника). Корпус машины устанавливают в печи горизонтально, поскольку при вертикальной установке может произойти смещение сердечника относительно корпуса из-за ослабления прессовки. При выжиге изоляции обмоток роторов, имеющих контактные кольца, последние предварительно демонтируются. Пазовая изоляция при выжиге обугливается и теряет свою механическую прочность. Выжиг производится в печи при температуре 350 °С в течение 4...6 ч. Повышать температуру выжигания сверх указанной не следует, так как это может привести к нарушению межлистовой изоляции сердечников и ухудшению их магнитных свойств.

Печи оборудуются вытяжной вентиляцией для удаления образующихся при выжиге изоляции вредных газов, которые затем дожигаются или нейтрализуются. Выжиг изоляции сопровождается значительными выбросами вредных токсичных веществ в атмосферу. Так, по данным Всесоюзного электротехнического института (ВЭИ) при ежегодном ремонте 5000 электрических машин переменного тока мощностью до 100 кВт на электроремонтном предприятии ежегодно сжигается почти 6 т электроизоляционных материалов. В среднем на одну капитально отремонтированную машину сжигается 1,2 кг лаков и других изоляционных материалов. При этом предельно допустимые концентрации по 12 составляющим выбросов превышаются в 2...5 раз.

После извлечения из печи статор охлаждают до температуры 50...60 °С и передают на станок для извлечения обмотки.

Более экологичным является метод *размягчения пазовой изоляции*. Размягчение можно осуществить либо путем нагрева сердечника либо химическим путем. При использовании метода высокочастотного нагрева тепло, выделяющееся в сердечнике, передается пазовой изоляции через разделяющую их лаковую пленку и далее через пропиточный лак к проводникам обмотки. При интенсивном нагреве температура лака между пазовой изоляцией и сердечником оказывается выше, чем между пазовой изоляцией и проводниками. Поэтому при последующем извлечении обмотки в горячем состоянии она выходит из пазов вместе с пазовой изоляцией (коробочкой), оставляя пазы чистыми, не требующими дополнительной очистки.

На рис. 15.10 показана высокочастотная установка типа ВЧИ-63/0,44, работающая в диапазоне частот 429...451 кГц. Электрическая мощность установки равна 63 кВт, средняя производительность — 160 статоров в смену. Установка может работать в ручном и в автоматическом режиме. Перед началом работы установку настраивают на партию однотипных статоров с равными или близкими внутренними диаметрами и длинами сердечников, в соответствии с размерами которых подбирают индукторы. Воздушный зазор между индуктором и сердечником должен быть минимальным.

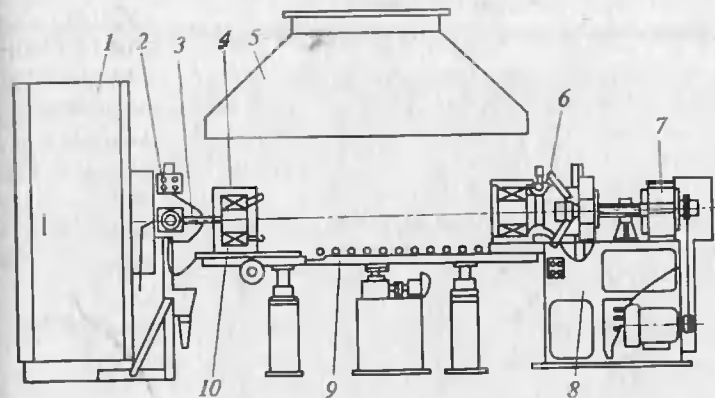


Рис. 15.10. Высокочастотная установка для разогрева и извлечения обмотки статора:

1 — генератор; 2 — пульт управления; 3 — зажим; 4 — статор; 5 — вытяжной зонт; 6 — крючки; 7 — пневмоцилиндр; 8 — механизм выдергивания; 9 — рольганг; 10 — индуктор

Последовательность высокочастотного нагрева следующая. Выбранный индуктор 10 устанавливают в зажим 3 и подключают к нему контур водяного охлаждения (температура воды равна 5...30 °С, избыточное давление — 0,2...0,05 МПа, жесткость — не более 8,5 мг·экв/л, удельное электрическое сопротивление — не менее $4 \cdot 10^5$ Ом/м). Если имеющаяся вода не удовлетворяет этим требованиям, необходимо создать замкнутую систему охлаждения дистиллированной водой. После настройки подают охлаждающую воду и убеждаются в правильной работе системы охлаждения (циркуляция воды). Включают напряжение и прогревают установку в течение 30 мин.

На стол устанавливают статор 4 и вводят в него индуктор 10, так чтобы он не касался сердечника. На пульте управления 2 включают кнопку «Нагрев». Нагрев сердечника до требуемой температуры происходит за несколько секунд. Нагретый статор перемещается по рольгангу 9 к механизму 8, где извлекается обмотка. Удаление обмотки производится с помощью крючков 6, приводимых в движение пневмоцилиндром 7. Питание установки осуществляется от высокочастотного генератора 1, а для удаления пыли и газов установка снабжена вытяжной вентиляцией с зонтом 5.

Для *химического размягчения* пазовой изоляции сердечник с обмоткой помещают на 6...8 ч в ванну с 10 % раствором едкого натрия (каустическая сода), подогретого до температуры 80...90 °С. После извлечения из ванны сцепление обмотки с сердечником резко уменьшается, что позволяет удалить ее без больших механических усилий. После этого сердечник промывают в проточной воде и сушат. Данный метод трудоемок и требует большого расхо-

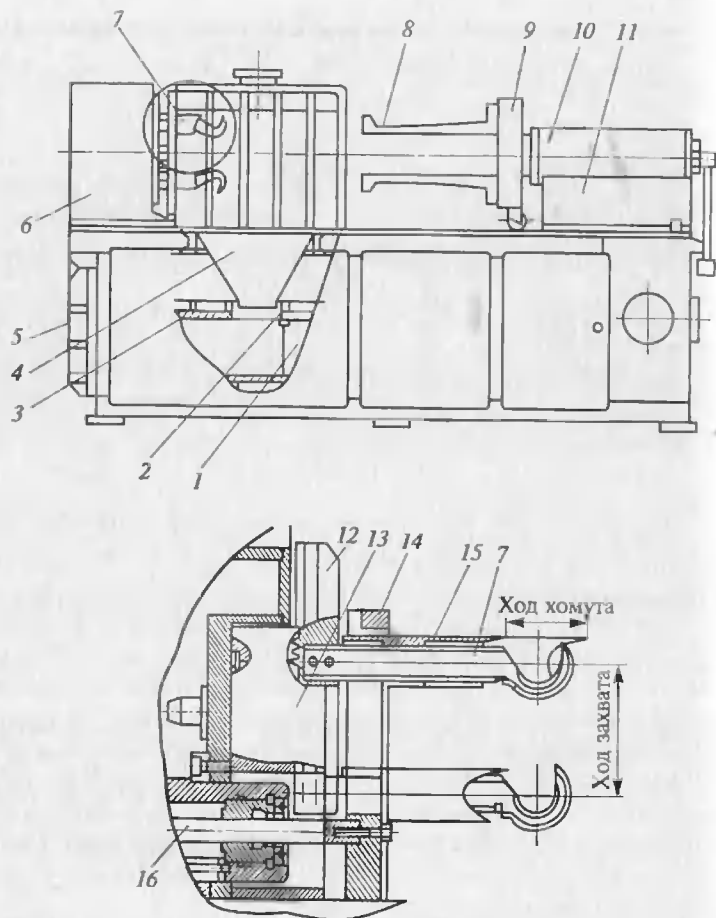


Рис. 15.11. Станок УПО-1 для удаления обмотки из статоров:

1 — ползун; 2 — нож; 3 — пакетировочный пресс; 4 — бункер; 5 — шибер; 6 и 11 — передняя и задняя бабки; 7 — захват; 8 и 12 — кулачки; 9 — патрон; 10 — цилиндр; 13 — самоцентрирующийся патрон; 14 — диск с пазами; 15 — хомуты; 16 — гидроцилиндр

да воды и нейтрализации получившегося при промывке раствора, который нельзя сливать в канализацию.

В последние годы в ВЭИ был разработан *метод гидролитической деструкции связующего* (ГДС) для размягчения изоляции. При использовании этого метода связующее вещество переходит в размягченное состояние и обмотка легко извлекается из пазов статора. Рост количества примесей, растворенных в гидролизующем водном растворе при десятикратном использовании, увеличивается лишь до 0,7% и не содержит токсичных составляющих.

Разложение изоляции при использовании этого метода происходит в насыщенном водном растворе углекислоты, которая подается в автоклав вертикального или горизонтального исполнения, обеспечивающий герметичность при давлении 1,5 МПа и температуре 180 °С. Расход углекислоты составляет 6 г/л. Параметры технического процесса (температура, давление, длительность) зависят от класса нагревостойкости изоляции, типа связующего и формы пазов, в которых уложена обмотка.

Удаление обмотки из пазов сердечника в небольших машинах производят вручную с помощью крючков, которыми захватывают необрезанную лобовую часть обмотки. Из сердечников более крупных машин обмотку извлекают на специальных станках, один из которых показан на рис. 15.11. Производительность станка составляет 180 статоров в смену.

Статор устанавливают на кулачки 8 задней бабки 11 так, чтобы торцевая поверхность сердечника упиралась в буртики верхних кулачков и фиксировалась с помощью механизма зажима и центровки. Патрон 9 задней бабки подводится к захватам 7 (на передней бабке 6), которые проникают в обмотку, прокалывая ее крюками. Механизм внедрения захватов состоит из шестикулачкового самоцентрирующегося патрона 13, на котором установлены кулачки 12 с захватами 7. Механизм зажима обмотки состоит из диска 14 с шестью пазами, связанного с хомутами захвата и гидроцилиндром. Обмотка зажимается в захватах и выдергивается из статора при движении цилиндра 10 вправо.

Извлеченная обмотка сбрасывается с крючков в бункер 4 и затем в пакетировочный пресс 3. После заполнения приемной полости прессы и предварительных подпрессовок удаленных обмоток производится опрессовка ползуном 1, на котором установлен нож 2, отрезающий провода, не попавшие в приемную полость. Спрессованный пакет меди выталкивается из прессы ползуном 1 при одновременном открытии шибера 5. Наибольшее усилие выдергивания обмотки составляет 38 кН, наибольшее усилие прессования — 300 кН. После извлечения обмотки очищают пазы от остатков изоляции, используя напильники. Очищенные сердечники направляют на мойку. Если при ремонте отсутствуют обмоточные данные (диаметр провода, число элементарных проводников в одном эффективном, число полюсов, длина лобовой части, шаг обмотки, число пазов на полюс и фазу и др.), то после извлечения обмотки несколько катушек прикрепляют к статору и по ним уточняют недостающие данные.

15.3. Разборка обмоток из прямоугольного провода

К обмоткам из прямоугольного провода относятся обмотки фазных роторов асинхронных двигателей, статорные обмотки круп-

ных асинхронных машин, якорные обмотки и обмотки возбуждения синхронных машин и машин постоянного тока.

Извлечение стержневой обмотки фазных роторов асинхронных машин. При удалении стержней у роторов, на которые отсутствует техническая документация (обмоточные данные, геометрические размеры), производят их осмотр, необходимые замеры, составляют дефектную ведомость и определяют обмоточные данные, параметры бандажей, расположение начал и концов фаз, данные по изоляции и др. В процессе разборки на роторе маркируют пазы (номера), в которых расположены начала и концы фаз.

Разборку начинают со срезания бандажей из стеклотенты или распайки бандажей из стальной проволоки. Распайку производят электродуговым паяльником, а освобожденную бандажную проволоку наматывают на барабан. Затем распаивают хомутики, соединяющие концы стержней в лобовых частях, снимают и зачищают их от припоя. Одновременно зачищают от припоя и концы стержней. Затем с помощью специальных ключей разгибают стержень в двух местах, иначе его невозможно будет вынуть из паза. Одним ключом удерживают стержень, а другим производят разгиб.

Извлечение стержней из пазов требует значительных усилий, поэтому для этого используют специальное приспособление, показанное на рис. 15.12. Его закрепляют на валу 6 хомутом 5, затем закрепляют в зажиме 2 конец стержня 1. Вращая винт 4, вытягивают верхний стержень из паза, предохраняя приспособление от смещения распоркой 3. После удаления всех верхних стержней удаляют нижние стержни.

Пазы сердечника, нажимные шайбы и обмоткодержатели очищают от старой изоляции. Проверяют качество пазов, для чего в пазы устанавливают один слой электрокартона толщиной 0,1 мм и прогоняют через паз клин, изготовленный по форме и размеру паза с учетом толщины электрокартона. После прогонки клина извлекают гильзу и по величине и количеству вмятин на ней судят о неисправности пазов, которую исправляют дорновкой. Извлеченные стержни отправляют в обмоточное отделение для восстановления изоляции.

Извлечение якорной обмотки машин постоянного тока. Перед разборкой, как и в предыдущем случае, производят запись необхо-

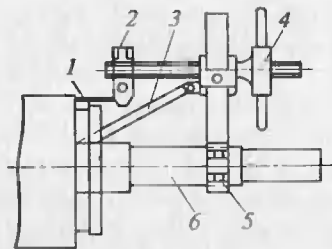


Рис. 15.12. Приспособление для извлечения стержней из пазов ротора:

1 — стержень; 2 — зажим; 3 — распорка; 4 — винт; 5 — хомут; 6 — вал

димых для последующего ремонта обмоточных данных. Разборку начинают с распайки (удаления) бандажей и отпайки концов обмотки от коллектора. Если обмотка соединена с коллектором сваркой, то сварку удаляют на токарном станке (сварка производится, как правило, с торца петушков на глубину 2...4 мм).

Если обмотка крепилась в пазах клиньями, их предварительно выбивают. Сначала извлекают из пазов верхние стороны катушек, затем удаляют межслойную изоляцию и вынимают нижние стороны катушек. При извлечении под катушки подводят киперную или лавсановую ленту, с помощью которой вытаскивают катушку из паза, не деформируя ее. По мере разборки записывают данные уравнильных соединений и их схему. Пазы якоря зачищают от остатков изоляции, проверяют их исправность и отправляют необмотанный якорь на мойку.

В тех случаях, когда состояние изоляции удовлетворительное, а дефект имеется лишь в верхней стороне одной или нескольких катушек обмотки, его устраняют без полной разборки обмотки. Для этого снимают бандаж, распаивают или вырубят острым зубилом место соединения катушки с коллектором и достают (вынимают) поврежденную верхнюю сторону катушки. После замены поврежденной изоляции отремонтированную сторону катушки укладывают обратно в паз, соединяют ее с коллектором и восстанавливают снятые бандаж.

Поврежденный медный провод наваривают медно-фосфорным припоем, зачищают и изолируют. При наличии повреждения провода следует внимательно осмотреть паз, в котором он находился, для определения причины повреждения и выхода машины из строя.

Извлечение высоковольтной катушечной обмотки. Такая обмотка располагается в открытых пазах, а катушки имеют термопластичную или терморезистивную изоляцию. У обмоток с термопластичной изоляцией рассоединяют катушечные группы и перед выемкой нагревают. Для нагрева используют сварочные генераторы постоянного тока, позволяющие обеспечить необходимый ток, равный 0,4...0,6 от номинального. Форсировать нагрев катушек нельзя, так как это может привести к вспучиванию изоляции (см. подразд. 9.3). При нагреве термопластичная изоляция размягчается и становится эластичной.

Из пазов выбивают клинья, обрезают крепления обмотки к бандажным кольцам и между собой, сохраняя при этом межкатушечные прокладки в лобовых частях. Катушки извлекают из пазов с помощью лент (рис. 15.13), а для облегчения выемки между верхней и нижней катушками забивают деревянные или пластмассовые клинья. Верхние стороны первых катушек, число которых равно шагу обмотки по пазам, оставляют в расточке статора, так как их нижние стороны еще нельзя извлечь. Затем извлекают катушки целиком (и нижние и верхние стороны),

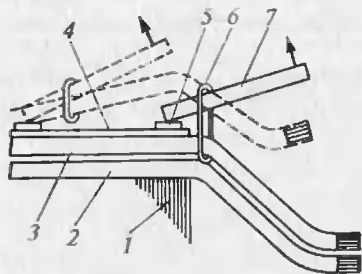


Рис. 15.13. Извлечение катушек из пазов статора:

1 — сердечник статора; 2 и 3 — нижняя и верхняя стороны катушек; 4 — расточка статора; 5 — изоляционная прокладка; 6 — петля; 7 — рычаг

последними извлекают нижние стороны первых катушек. Извлеченные катушки отправляют на переизолировку и проводят дефектацию сердечника.

Для обмоток с терморезистивной изоляцией извлечение катушек возможно лишь при использовании рассмотренного выше метода ГДС, опыт применения которого накоплен на ряде предприятий корпорации Росэнерго. Деполимеризация проводится в перегретых водных растворах в автоклаве при температурах 120... 200 °С и давлении 0,4... 2,0 МПа. Альтернативой этому методу является лишь выжиг в термических печах или токами высокой частоты, рассмотренный ранее.

15.4. Мойка деталей и узлов

Перед дефектацией все детали и узлы необходимо очистить от грязи и масел в моющих растворах, промыть в воде и просушить. При мойке весьма эффективны моющие синтетические препараты МЛ-51, МЛ-52, которые хорошо растворяются в воде (в том числе в жесткой), нетоксичны, негорючи, взрывобезопасны и не вызывают ожогов кожи. Эти растворы пригодны для чистки деталей из черных (не вызывают коррозии) и цветных металлов, включая алюминий и его сплавы. В баке моющей машины раствор образует с загрязнениями распадающуюся эмульсию, причем масляные загрязнения всплывают на поверхность раствора, а твердые частицы плотностью более 1 г/см³ оседают в нижней части бака. Быстрота и полнота расслоения эмульсии гарантируют многократное использование одной порции моющего раствора по замкнутому циклу. Поэтому баки для раствора, горячей воды и отстойников оборудуют устройствами для сбора масла с поверхности. Указанные препараты предназначены для струйной очистки деталей, но могут использоваться и для очистки деталей в ваннах.

Струйную очистку наиболее эффективно проводить в моечных машинах, для чего в настоящее время разработано и внедрено несколько их конструкций. Так ЦКТБ электроремонта разработало машину для мойки узлов и деталей электрических машин с высотой оси вращения до 280 мм. Машина состоит из моечной

камеры, двух гидравлических баков с системами подогрева и фильтрации жидкости и насосной станции. В состав камеры входят две полукмеры с приводом, подвеска с приводом ее вращения и ловителем, два контура с системой форсунок и емкость для слива рабочей жидкости в процессе мойки. Гидравлические баки состоят из двух одинаковых емкостей для горячего моющего раствора и горячей воды, трубопровода и арматуры.

Мойку проводят следующим образом. Большие детали подвешивают на подвеске, а малые укладывают в контейнер, также закрепленный на подвеске. Детали поступают в моечную машину, раствор, нагретый до 70... 80 °С, омывает их через качающиеся сопла. Подвеска при этом медленно поворачивается. Время мойки определяется габаритами и степенью загрязнения деталей и занимает, как правило, 15... 20 мин. После обработки раствором детали моют горячей водой (70... 80 °С), а затем сушат горячим воздухом.

Моющий раствор готовится непосредственно в моющей камере (на один литр воды 10... 25 г моющего раствора). Замену моющего раствора производят примерно через 10 сут. Препараты МЛ-51 и МЛ-52 при засыпке могут образовать «пылевое облако». При размешивании раствор может попасть в глаза. В этом случае следует промыть глаза чистой водой. При разведении порошка необходимо работать в защитных очках, респираторе и резиновых перчатках. Руки до локтей следует смазать защитными кремами (применяют силиконовый крем, а также пасты марок ХИОТ-6 и АБ-1).

15.5. Дефектация деталей и узлов электрических машин

Дефектация необмотанного статора. При дефектации визуально проверяют наличие трещин, сколов и деформаций корпуса, состояние резьбовых отверстий, крепление сердечника в корпусе, наличие распушения крайних листов и выгорания отдельных листов сердечника, наличие коррозии. Плотность сборки сердечника проверяют щупом толщиной 0,2 мм, который под давлением руки должен входить между листами сердечника не более чем на 2... 3 мм. Распушение листов проверяют путем измерения штангенциркулем длины сердечника по дну пазов и по верхней части зубцов. В сердечниках длиной до 100 мм допускается распушение до 2 мм, а при длине 101... 150 мм — до 3 мм. В двух взаимно перпендикулярных плоскостях производят измерение диаметров внутренней поверхности сердечника и замков корпуса, служащих для посадки подшипниковых шитов. В машинах общепромышленного исполнения точность обработки замков должна находиться в пределах 7... 9 квалитетов.

Необмотанный статор бракуется и не подлежит ремонту при наличии откола более двух лап, сквозных трещин в корпусе, вы-

горании одного или нескольких зубцов на длину более 50 мм или 1/3 длины сердечника, увеличении воздушного зазора более чем на 15% (25% — для двухполюсных машин) и при значительном повреждении сердечника.

Дефектация необмотанного якоря (ротора). Перед дефектацией должны быть отремонтированы центральные отверстия вала. Якорь (ротор) устанавливают шейками вала на призмы и производят его внешний осмотр, а также измеряют диаметр сердечника для дальнейшего расчета воздушного зазора, измеряют посадочные места шеек вала под подшипники и вентилятор, измеряют биение шеек вала и сердечника, проверяют состояние шпоночных пазов и выходного конца вала. После этого осматривают коллектор и контактные кольца для выявления подгаров, поджогов, оплавлений и неравномерной выработки, измеряют их биение относительно шеек вала, а также сопротивление изоляции коллектора и контактных колец.

Поверхности под посадку подшипников должны иметь допуск $k4...k6$, под посадку вентилятора — $h6...h10$, под посадку коллектора — $k6...k8$. Дефектация сердечника ротора проводится также, как сердечника статора.

Якорь бракуется и не подлежит ремонту, если имеется излом вала в любом сечении или значительный износ сердечника (в результате коррозии, абразивного износа и пр.). Для короткозамкнутых роторов асинхронных машин признаком брака является также обрыв литого стержня обмотки.

Дефектация подшипниковых щитов. В этом случае визуально проверяют наличие трещин и изломов, состояние резьбовых отверстий и приливов, измеряют посадочные места под подшипник и замка для посадки в корпус. Поверхности под посадку подшипников должны иметь допуск $H6...H7$, под посадку щита на корпус — $h6...h9$. Признаками брака являются трещины и отколы в шите и на посадочных поверхностях, а также откол крепежных приливов.

Дефектация щеточного узла. В ходе дефектации визуально проверяют состояние щеткодержателей, пружин, выводных проводов (кабелей) и канатиков щеток.

Зазор между щеткой и щеткодержателем не должен превышать $0,3...0,5$ мм. Проверяется давление пружин на щетки, которое должно быть одинаковым у всех щеток и соответствовать заданному. Кроме того, измеряют сопротивление изоляции между щеткодержателем и корпусом.

Дефектация вентилятора и его кожуха. В этом случае визуально проверяют целостность поверхностей, отсутствие изломов, вмятин и других механических повреждений. У вентиляторов проверяют размер посадочной поверхности под вал, который должен иметь допуск по $H6...H9$.

Дефектация крепежных деталей. Путем осмотра крепежных деталей (болты, шпильки, гайки) проверяют наличие трещин, надрывов возле головок болтов, деформации шпилек, состояние резьбы и наличие защитных покрытий. Качество резьбы проверяют резьбовыми кольцами. Признаками брака являются повреждение более 20% ниток резьбы, трещины и надрывы у головок болтов, уменьшение диаметра шпилек и болтов из-за коррозии более чем на 10%.

Контрольные вопросы

1. Как снимают детали, установленные по посадке с натягом?
2. Как снимают подшипники?
3. В какой последовательности извлекают обмотки из круглого провода?
4. Как извлекают из пазов высоковольтные обмотки?
5. В чем преимущества метода гидролитической деструкции изоляции?
6. Какие растворы и оборудование применяют для мойки деталей?

РЕМОНТ МАГНИТОПРОВОДОВ И МЕХАНИЧЕСКИХ
ДЕТАЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

В процессе работы электрической машины происходит износ, вызывающий ослабление крепления и изменение формы ее отдельных деталей. Некоторые детали теряют свою работоспособность в результате потери упругости. Все это требует ремонта или замены этих деталей.

16.1. Ремонт сердечников (магнитопроводов)

Характерными повреждениями сердечников статоров (роторов) являются ослабление посадки сердечника в корпусе (на валу), их сдвиг в осевом направлении, распушение крайних листов, ослабление прессовки, нарушение изоляции между листами, выгорание или оплавление отдельных участков и износ внутренней (наружной) поверхности.

Ремонт при ослаблении посадки сердечника. Сначала осматривают сердечник статора и проверяют состояние стопоров и кольцевых шпоночных канавок, в которых они установлены. Затем устанавливают сердечник на место по заводскому исполнению и закрепляют его новыми стопорами или кольцевыми шпонками, причем отверстия для стопоров сверлят в новом месте. При ослаблении посадки сердечника ротора его выпрессовывают с вала, вал ремонтируют или заменяют на новый и вновь устанавливают сердечник ротора.

Ремонт при распушении крайних листов сердечника. Для устранения этого дефекта в машинах малой мощности пропиливают ножовочным полотном наклонные пазы в зубцах (их размеры показаны на рис. 16.1, а) и проваривают эти пазы электродуговой сваркой (электрод ОММ5 диаметром 2 мм). При сварке распущенные зубцы 4 сжимают сегментом или кольцом 3 с помощью шпилек 2, пропущенных через пазы. Сварные швы 1 опиливают совместно с сердечником до требуемого размера. Распушенные зубцы можно также склеить, промазав лаком и стянув кольцом и шпильками до полного высыхания лака.

Для машин большей мощности, имеющих относительно высокие зубцы, указанные способы ремонта не применяют, поскольку они не обеспечивают прочное и надежное скрепление зубцов и создают замкнутые контуры для протекания вихревых токов. В этом случае рекомендуется установить дополнительную шайбу 6 с пальцами (зубцами) 5, как показано на рис. 16.1, б, или установить

отдельные нажимные пальцы 5 между сердечником и нажимной шайбой 9, как показано на рис. 16.1, в. Фиксация дополнительных элементов может производиться с помощью штифтов 10. Такой ремонт возможен при распрессовке сердечника и его частичной или полной перешихтовке.

Ремонт при ослаблении прессовки сердечника. При общем ослаблении прессовки сердечников небольшого диаметра между нажимной шайбой 9 и крайними листами 7 сердечника через каждые 2...4 зубца забивают текстолитовые клинья 8 (рис. 16.1, з), обеспечивающие нормальную прессовку сердечника. Чтобы определить необходимую толщину клина, можно предварительно опрессовать сердечник при давлении 1 МПа. Ширина клина не должна превышать ширины зубца. Для предохранения клина от выпадения его перед установкой промазывают клеящим лаком и загибают крайний лист 7 сердечника. При местном ослаблении прессовки сердечника статора (дефект или выпадение вентиляционной распорки) поврежденную распорку выправляют, а вместо выпавшей забивают текстолитовый клин, загибая на него с двух сторон крайние листы сердечника.

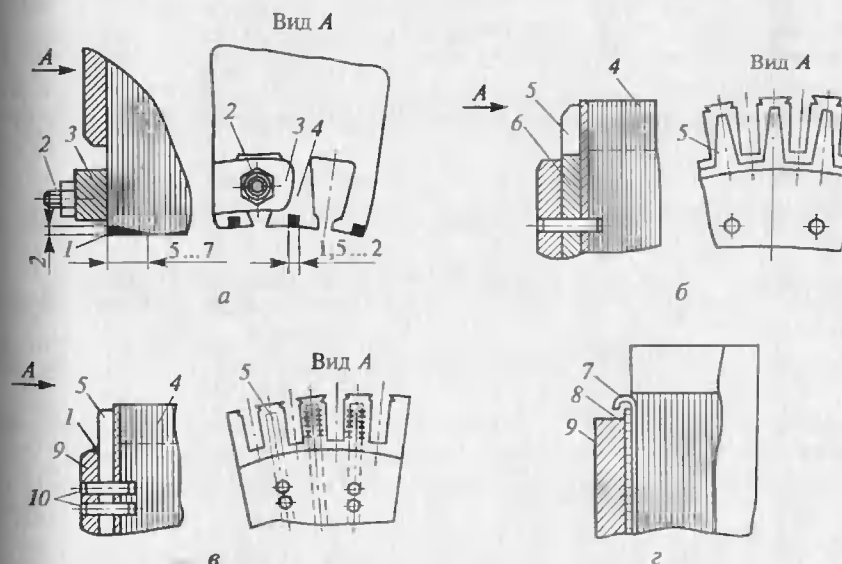


Рис. 16.1. Ремонт сердечников:

а — с использованием сварки; б — с использованием дополнительных нажимных шайб с зубцами; в — с использованием отдельных нажимных пальцев; з — с использованием клиньев; 1 — сварной шов; 2 — шпилька; 3 — кольцо (сегмент); 4 — зубцы сердечника; 5 — нажимные пальцы; 6 — дополнительная шайба; 7 — крайний лист сердечника; 8 — текстолитовый клин; 9 — нажимная шайба; 10 — штифты

При ослаблении прессовки сердечников крупных электрических машин, у которых прессовка осуществляется стяжными шпильками, производят подтяжку шпилек. Для этого удаляют сварные швы, стопорящие гайки стяжных шпилек от самоотвинчивания, подтягивают четыре гайки, расположенные в диаметрально противоположных точках, и производят обтяжку нажимного фланца, завертывая остальные гайки в несколько обходов. По окончании подтяжки восстанавливают сварные швы.

Если гайки не удастся подтянуть или подтяжкой не удастся восстановить прессовку сердечника, прессовку восстанавливают забивкой в зубцовую зону клиньев из стеклотекстолита марки СТЭФ-1. Поверхности для забивки клиньев обезжиривают бензином Б-70 и подсушивают, контактные поверхности сегментов и клиньев промазывают лаком БТ-99 или эпоксидным клеящим лаком ЭЛ-4. После установки клиньев для полной полимеризации проводят сушку при температуре 20...25 °С в течение 10...12 ч.

Ремонт при нарушении межлистовой изоляции. Если имеется нарушение на небольшую глубину лакового покрытия отдельных сегментов, прилегающих к месту установки клиньев, то перед забивкой клина между сегментами вставляют прокладки из слюды на лаке БТ-99 на глубину 20...35 мм. Местные нарушения межлистовой изоляции на поверхности статора устраняют путем установки лепестков слюды между сегментами или изолировкой сегментов жидким лаком БТ-99. Для этого сегменты разводят специально заточенными узкими и тонкими стальными полосами необходимой длины.

Большие площади повреждений устраняют травлением в концентрированной азотной кислоте. На статор наматывают намагничивающую и контрольную обмотки и, пропуская по намагничивающей обмотке ток, определяют место повышенного нагрева,

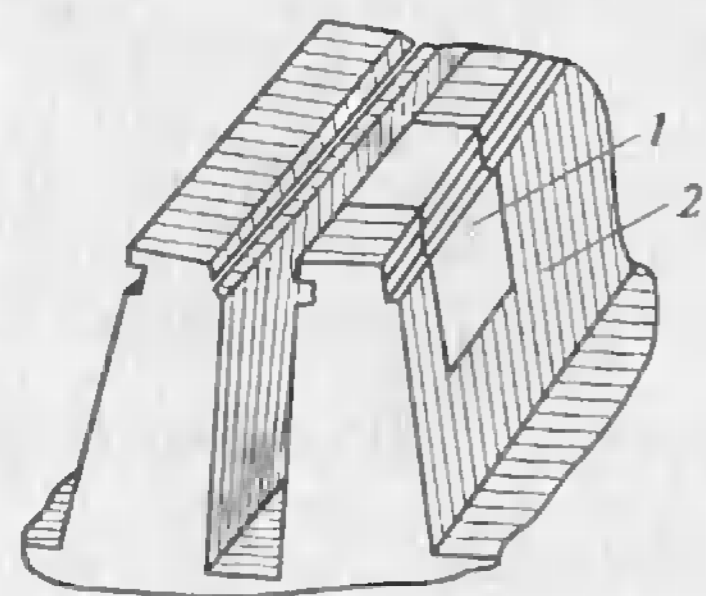


Рис. 16.2. Зубец сердечника со вставкой:

1 — «протез» из стеклотекстолита; 2 — зубец

что свидетельствует о повреждении изоляции. Поверхность, окружающую место повреждения, зачищают шпаклевкой и химически стойкой эмалью, нагревают поврежденную зону до 75...105 °С с помощью намагничивающей обмотки и, отключив ток, протравливают поврежденное место концентрированной азотной кислотой. После окончания травления остатки кислоты нейтрализуют 4...5-кратной обработкой салфетками, смоченными 10% раствором кальцинированной соды, и промыва-

вают ремонтируемое место горячей дистиллированной водой температурой 40...60 °С. Затем протирают его салфетками и промывают спиртом.

Ремонт при выгорании участка зубца сердечника. При выгорании или оплавлении участка зубца 2 сердечника удаляют дефектную часть и устанавливают на ее место «протез» 1 из стеклотекстолита для предотвращения выпучивания обмотки (рис. 16.2). Удаление поврежденной области производят с помощью острого зубила с его возможным предварительным высверливанием, после чего устраняют замыкания листов. «Протез» изготавливается по месту и устанавливается на клею ЭЛ-4.

16.2. Ремонт корпусов и подшипниковых щитов

Наиболее часто корпуса электрических машин имеют следующие повреждения: отлом лапы у чугуновой станины, износ или срыв резьбовых отверстий, износ посадочных мест под щиты, появление трещин. Для подшипниковых щитов характерен износ посадочных поверхностей и трещины.

Ремонт посадочных поверхностей в чугунных корпусах и подшипниковых щитах. Задиры и вмятины исправляют шлифовкой, если общая площадь повреждений не превышает 4% от посадочной поверхности под подшипник и 15% от посадочной поверхности замков. Шлифовку производят бархатным напильником или шлифовальной шкуркой, слегка смоченной в машинном масле. При больших повреждениях ремонт производят наплавкой металла, запрессовкой втулки, нанесением герметика и другими методами.

Перед наплавкой детали нагревают в печи до 300...400 °С. Наплавку производят чугуновым электродом марки Б газовой горелкой, используя в качестве флюса буру или одну из трех смесей, приведенных в табл. 16.1. После наплавки детали подвергают отжигу в печи при температуре 300...400 °С в течение 4...6 ч и медленном охлаждении в выключенной печи в течение 12...16 ч.

При механической обработке наплавленных мест большое значение имеют правильная установка и крепление деталей на станке. Для обработки замков корпуса его устанавливают на внутреннюю поверхность или на один из замков, который не подвергался наплавке, а для обработки щитов — либо на одну посадочную поверхность, не имеющую наплавки, либо на технологические приливы (при обработке двух наплавленных поверхностей).

Посадочную поверхность под подшипник восстанавливают запрессовыванием в подшипниковый щит втулки. Для этого сначала в щите протачивают гнездо под подшипник, чтобы можно было использовать втулку толщиной 6...10 мм, а толщина стенки на щите оставалась не менее 10 мм. Проточку щита и изготовление втулки производят по размерам и допускам, обеспечивающим

При ослаблении прессовки сердечников крупных электрических машин, у которых прессовка осуществляется стяжными шпильками, производят подтяжку шпилек. Для этого удаляют сварные швы, стопорящие гайки стяжных шпилек от самоотвинчивания, подтягивают четыре гайки, расположенные в диаметрально противоположных точках, и производят обтяжку нажимного фланца, завертывая остальные гайки в несколько обходов. По окончании подтяжки восстанавливают сварные швы.

Если гайки не удастся подтянуть или подтяжкой не удастся восстановить прессовку сердечника, прессовку восстанавливают забивкой в зубцовую зону клиньев из стеклотекстолита марки СТЭФ-1. Поверхности для забивки клиньев обезжиривают бензином Б-70 и подсушивают, контактные поверхности сегментов и клиньев промазывают лаком БТ-99 или эпоксидным клеящим лаком ЭЛ-4. После установки клиньев для полной полимеризации проводят сушку при температуре 20...25 °С в течение 10...12 ч.

Ремонт при нарушении межлистовой изоляции. Если имеется нарушение на небольшую глубину лакового покрытия отдельных сегментов, прилегающих к месту установки клиньев, то перед забивкой клина между сегментами вставляют прокладки из слюды на лаке БТ-99 на глубину 20...35 мм. Местные нарушения межлистовой изоляции на поверхности статора устраняют путем установки лепестков слюды между сегментами или изолировкой сегментов жидким лаком БТ-99. Для этого сегменты разводят специально заточенными узкими и тонкими стальными полосами необходимой длины.

Большие площади повреждений устраняют травлением в концентрированной азотной кислоте. На статор наматывают намагничивающую и контрольную обмотки и, пропуская по намагничивающей обмотке ток, определяют место повышенного нагрева,

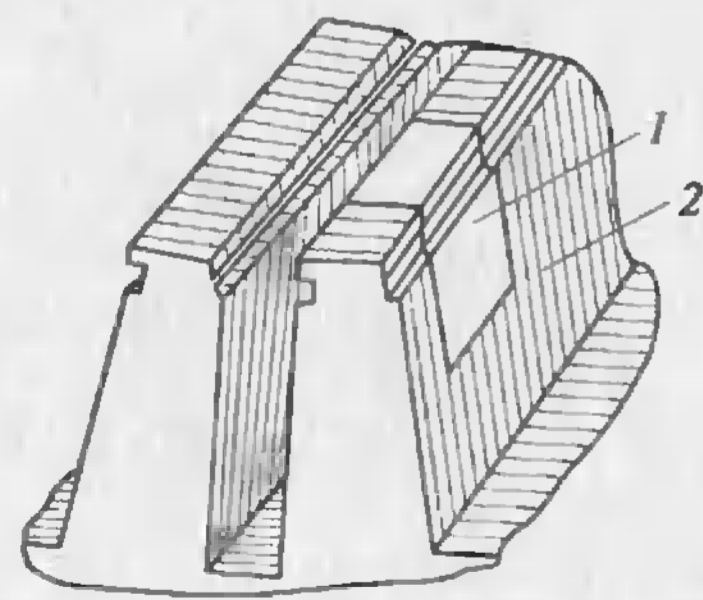


Рис. 16.2. Зубец сердечника со вставкой:

1 — «протез» из стеклотекстолита; 2 — зубец

что свидетельствует о повреждении изоляции. Поверхность, окружающую место повреждения, зачищают шпаклевкой и химически стойкой эмалью, нагревают поврежденную зону до 75...105 °С с помощью намагничивающей обмотки и, отключив ток, протравливают поврежденное место концентрированной азотной кислотой. После окончания травления остатки кислоты нейтрализуют 4...5-кратной обработкой салфетками, смоченными 10% раствором кальцинированной соды, и промыва-

ют ремонтируемое место горячей дистиллированной водой температурой 40...60 °С. Затем протирают его салфетками и промывают спиртом.

Ремонт при выгорании участка зубца сердечника. При выгорании или оплавлении участка зубца 2 сердечника удаляют дефектную часть и устанавливают на ее место «протез» 1 из стеклотекстолита для предотвращения выпучивания обмотки (рис. 16.2). Удаление поврежденной области производят с помощью острого зубила с его возможным предварительным высверливанием, после чего устраняют замыкания листов. «Протез» изготавливается по месту и устанавливается на клею ЭЛ-4.

16.2. Ремонт корпусов и подшипниковых щитов

Наиболее часто корпуса электрических машин имеют следующие повреждения: отлом лапы у чугуновой станины, износ или срыв резьбовых отверстий, износ посадочных мест под щиты, появление трещин. Для подшипниковых щитов характерен износ посадочных поверхностей и трещины.

Ремонт посадочных поверхностей в чугунных корпусах и подшипниковых щитах. Задирки и вмятины исправляют шлифовкой, если общая площадь повреждений не превышает 4% от посадочной поверхности под подшипник и 15% от посадочной поверхности замков. Шлифовку производят бархатным напильником или шлифовальной шкуркой, слегка смоченной в машинном масле. При больших повреждениях ремонт производят наплавкой металла, запрессовкой втулки, нанесением герметика и другими методами.

Перед наплавкой детали нагревают в печи до 300...400 °С. Наплавку производят чугуновым электродом марки Б газовой горелкой, используя в качестве флюса буру или одну из трех смесей, приведенных в табл. 16.1. После наплавки детали подвергают отжигу в печи при температуре 300...400 °С в течение 4...6 ч и медленном охлаждении в выключенной печи в течение 12...16 ч.

При механической обработке наплавленных мест большое значение имеют правильная установка и крепление деталей на станке. Для обработки замков корпуса его устанавливают на внутреннюю поверхность или на один из замков, который не подвергался наплавке, а для обработки щитов — либо на одну посадочную поверхность, не имеющую наплавки, либо на технологические приливы (при обработке двух наплавленных поверхностей).

Посадочную поверхность под подшипник восстанавливают запрессовыванием в подшипниковый щит втулки. Для этого сначала в щите протачивают гнездо под подшипник, чтобы можно было использовать втулку толщиной 6...10 мм, а толщина стенки на щите оставалась не менее 10 мм. Проточку щита и изготовление втулки производят по размерам и допускам, обеспечивающим

Состав смесей, применяемых при наплавке металлов, %

Компоненты	Процентное содержание		
Бура	56	23	—
Углекислый натрий	22	27	50
Углекислый калий	22	—	—
Азотнокислый натрий	—	50	—
Двууглекислый натрий	—	—	50

посадку с натягом. Затем производят прессование с подогревом и закрепляют втулку 1 (рис. 16.3) в щите двумя диаметрально расположенными стопорами 2. Глубина сверления под стопор должна быть не менее двух диаметров стопора.

Износ посадочных поверхностей не более 0,2 мм в щитах и на валах устраняют нанесением герметика 6Ф, который выпускается в виде листов желтого цвета толщиной до 5 мм. Этот материал стоек к воздействию воды, щелочей и масел, но растворяется в ацетоне, толуоле, бензоле и этилбутилацетате. Он обладает хорошей адгезией к стали, чугуну, алюминиевым и медным сплавам. Для приготовления раствора герметик нарезают мелкими кусочками и помещают в сосуд с растворителем на 24 ч. Сосуд плотно закрывают и периодически взбалтывают. Вязкость приготовленного раствора должна быть в пределах 33...34 с по вискозиметру ВЗ-4. Срок хранения раствора в плотно закрытом сосуде и в затененном месте составляет 2...3 года.

Для нанесения герметика необходимо зачистить поверхность и обезжирить ее ацетоном. Герметик наносят кисточкой и сушат на воздухе не менее 20 мин. При необходимости увеличить слой герметика его наносят несколько раз после высыхания каждого предыдущего слоя. Окончательную сушку производят при температуре 140 °С в течение 2 ч. Герметик обладает хорошими виброгасящими свойствами. Он не токсичен, но при сушке возможно выделение в небольших количествах фенола и аммиака, поэтому при работе необходимо пользоваться резиновыми перчатками и спецодеждой. Раствор герметика относится к легко воспламеняющимся жидкостям.

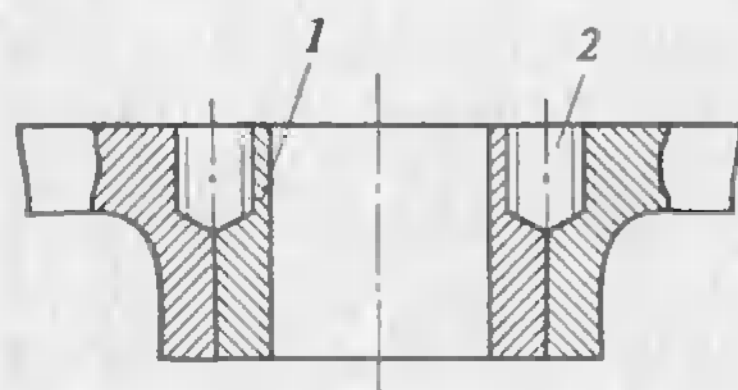


Рис. 16.3. Ремонт посадочной поверхности подшипникового щита:
1 — втулка; 2 — стопор

Заварку трещин применяют только тогда, когда она не вызывает изменений формы посадочных поверхностей. Предварительно сверлом диаметром 6...8 мм засверливают отверстия на расстоянии 8...10 мм от концов трещины на всю ее глубину. Затем трещину разделяют под заварку с углом не менее 70° и притупляют кромки. Поверхности, прилегающие к месту заварки, зачищают до металлического блеска абразивным кругом или металлической щеткой. Заварку производят электросваркой постоянным током обратной полярности (сила тока устанавливается из расчета 45...60 А на 1 мм диаметра электрода в зависимости от его типа).

В качестве присадочного материала используют медные стержни диаметром 3...6 мм с оболочкой из листовой жести толщиной 0,3 мм с тонкой меловой обмазкой, а при сварке — флюс (бура — 50%, железные опилки — 25%, железная окалина — 25%). Сварку ведут короткими участками не более 40 мм, не допуская перегрева основного материала. Для отвода тепла применяют медные прокладки. Каждый участок сразу после сварки простукивают молотком массой 500 г. Швы зачищают от шлака металлической щеткой.

Восстановление отломанных лап корпуса. Кромки сопрягаемых деталей разделяют под углом 30° с обеих сторон на глубину не менее 1/4 толщины. Изготавливают 2...3 свертыша 2 (рис. 16.4) из стального прутка диаметром не менее половины толщины детали. Размечают и засверливают отломанную часть 1 и основную деталь 3 и в последней нарезают резьбу. Завертывают свертыши 2 в основную деталь 3 и надевают на них отломанную часть 1. Проваривают газовой сваркой отломанную часть 1 по разделке, придерживаясь технологии, рассмотренной в начале этого подраздела. Швы зачищают стальной щеткой.

Восстановление резьбовых отверстий. Износ и срыв резьбы в крепежных отверстиях происходит при многократных сборках и разборках резьбовых соединений или чрезмерно больших моментах затяжки. В стальных корпусах гнезда с изношенной резьбой заваривают электродуговой сваркой, просверливают отверстия и нарезают резьбу того же диаметра. В чугунных и алюминиевых корпусах неисправное резьбовое отверстие рассверливают под пробку и нарезают резьбу большего диаметра. После этого заготавливают футорку, завертывают ее в отверстие и проваривают соедине-

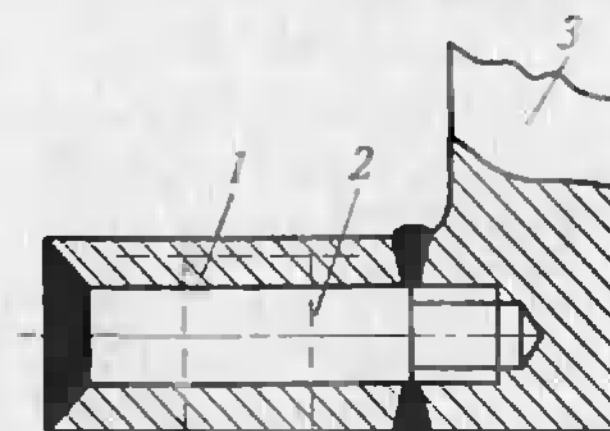


Рис. 16.4. Восстановление лапы корпуса:
1 — отломанная часть; 2 — свертыш;
3 — основная деталь

ние электросваркой. Сварной шов зачищают, в фutorке просверливают отверстие и нарезают резьбу старого диаметра.

В алюминиевых деталях целесообразно заменять болты на шпильку и гайку. Сначала в корпусе устанавливают на клей шпильку, на которую будет надеваться деталь и крепиться гайкой. В этом случае износ соединения при сборке и разборке значительно уменьшается. Если позволяет конструкция, допускается восстанавливать резьбовое отверстие рассверливанием до ближайшего большего диаметра размерного ряда резьбы.

16.3. Ремонт валов

К основным повреждениям вала относятся риски и задиры на посадочных поверхностях, задиры в шпоночных пазах, изменение формы и размеров, уменьшение диаметров посадочных поверхностей под подшипник и сердечник, овальность и конусность посадочных поверхностей, поломка, забитые центральные отверстия.

Риски и задиры устраняют шлифовкой, если их общая площадь не превышает 4% от общей посадочной поверхности под подшипник и 10% — под муфту, шкив, шестерню или шпонку. Шлифовка производится бархатным напильником или шлифовальной наждачной бумагой, слегка смоченной маслом. Если размеры посадочных поверхностей выходят за размеры допусков, указанных на чертежах, или зона дефектов превышает установленные допуски, то дефекты устраняют одним из следующих методов: электродуговая наплавка, вибродуговая наплавка, газоплазменное напыление, электромеханический метод.

Ремонт с использованием электродуговой наплавки. Перед наплавкой уступы высотой 4 мм и более протачивают на конус под углом $15...20^\circ$. Вал или ротор устанавливают сердечником на вращающиеся ролики и производят наплавку, накладывая швы в очередности, обозначенной цифрами на торце вала (рис. 16.5, а), которая обеспечивает минимальные деформации. При этом шов предыдущего слоя обстукивают молотком и зачищают проволочной щеткой. Полосы наплавленного металла должны выходить за пределы восстанавливаемой поверхности на $0,5...0,7$ и $1,0...1,5$ диаметра вала d , чередуясь через один. При наличии шпоночного паза на восстанавливаемой поверхности наплавку следует начинать с него. После наплавки проводят механическую обработку поверхности. Наплавку обычно производят электродами Э42 или ОММ-5.

Центральные отверстия на торце вала восстанавливают следующим образом. Наплавку торца вала ведут от центра к периферии по спирали (рис. 16.5, б). Затем на токарном станке обрабатывают торец, выдерживая общую длину вала, и засверливают центральные отверстия. При восстановлении центральных отверстий базой служит наружная поверхность сердечника ротора.

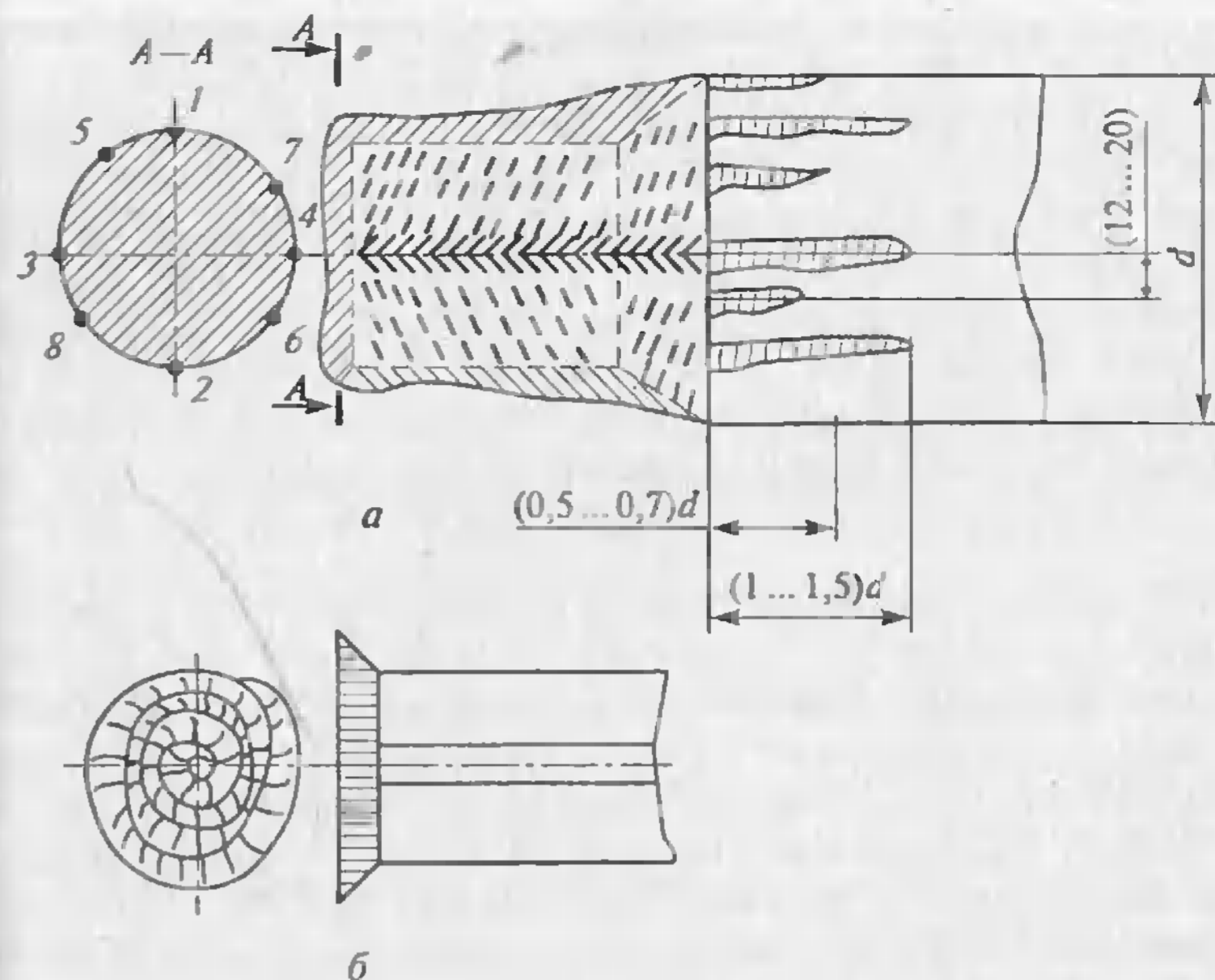


Рис. 16.5. Восстановление валов электродуговой наплавкой:

а — посадочная поверхность; б — торец

Разработанный шпоночный паз восстанавливают электродуговой наплавкой с последующей механической обработкой. Если шпоночные пазы повреждены в валу и сердечнике, то следует сделать шпоночные пазы большего размера и поставить новую шпонку. Если поврежден один шпоночный паз, то его фрезеруют на больший размер и устанавливают ступенчатую шпонку или фрезеруют новый шпоночный паз со смещением его относительно старого на четверть окружности. Выбор способа ремонта зависит от возможностей ремонтного цеха.

Ремонт с использованием вибродуговой наплавки. Автоматическую и полуавтоматическую вибродуговую наплавку открытой дугой в среде защитного газа применяют для восстановления цилиндрических деталей диаметром $8...200$ мм. Эта наплавка не требует сложного оборудования, обеспечивает высокую производительность и получение твердой поверхности без ее термообработки. Вибродуговая наплавка является разновидностью электродуговой сварки и осуществляется электродом, вибрирующим с частотой $20...100$ Гц. Толщина наплавленного слоя составляет $3...5$ мм.

Перед наплавкой поверхность вала должна быть очищена от загрязнений и масла, а шпоночные пазы — заделаны медными или графитовыми вставками, чтобы последние выступали над чистой высотой наплавленного металла на 1 мм.

Деталь зажимается в патроне или центрах станка и вращается со скоростью $0,7 \dots 4,0$ об/мин, а сварочная (вибродуговая) головка перемещается вдоль этой детали со скоростью $v_{пр}$. Перенос металла происходит небольшими каплями, что обеспечивает формирование плотных слоев наплавленного металла. Напряжение источника тока равно $14 \dots 24$ В, диаметр электродной проволоки $d_3 = 1,6 \dots 2,5$ мм, сварочный ток — $100 \dots 250$ А. К месту наплавки подают охлаждающую жидкость, через которую в дугу вводят ионизирующие соли, поддерживающие стабильность ее горения.

Выбор режима наплавки зависит от типа применяемой головки и должен удовлетворять следующим соотношениям:

$$v_{пр}/v_{п} = 1,0 \dots 1,2; \quad B = (1,2 \dots 1,7)d_3,$$

где $v_{п}$ — скорость наплавки (до $1,5$ м/мин); B — шаг наплавки.

Ремонт с использованием газоплазменного напыления используется при восстановлении цилиндрических поверхностей, имеющих сплошную выработку на глубину до 3 мм. При восстановлении валов поверхность предварительно подвергают механической обработке, обезжиривают, напыляют подслоя (обеспечивает прочную связь основного металла с рабочим слоем покрытия и защиту основного металла от окисления), напыляют рабочий слой и подвергают его механической обработке.

В ЦКБ Союзэнергоремонт была разработана установка для нанесения покрытий на валы диаметром до 250 мм. Ремонтимый ротор 7 (рис. 16.6) одним концом вала зажимается в патрон 2, а другим опирается на регулирующую роликовую опору 8. Распылительная головка 3 газового металлизатора МГИ-4П располагается на суппорте станка. Проволока подается с катушки 4, а питание

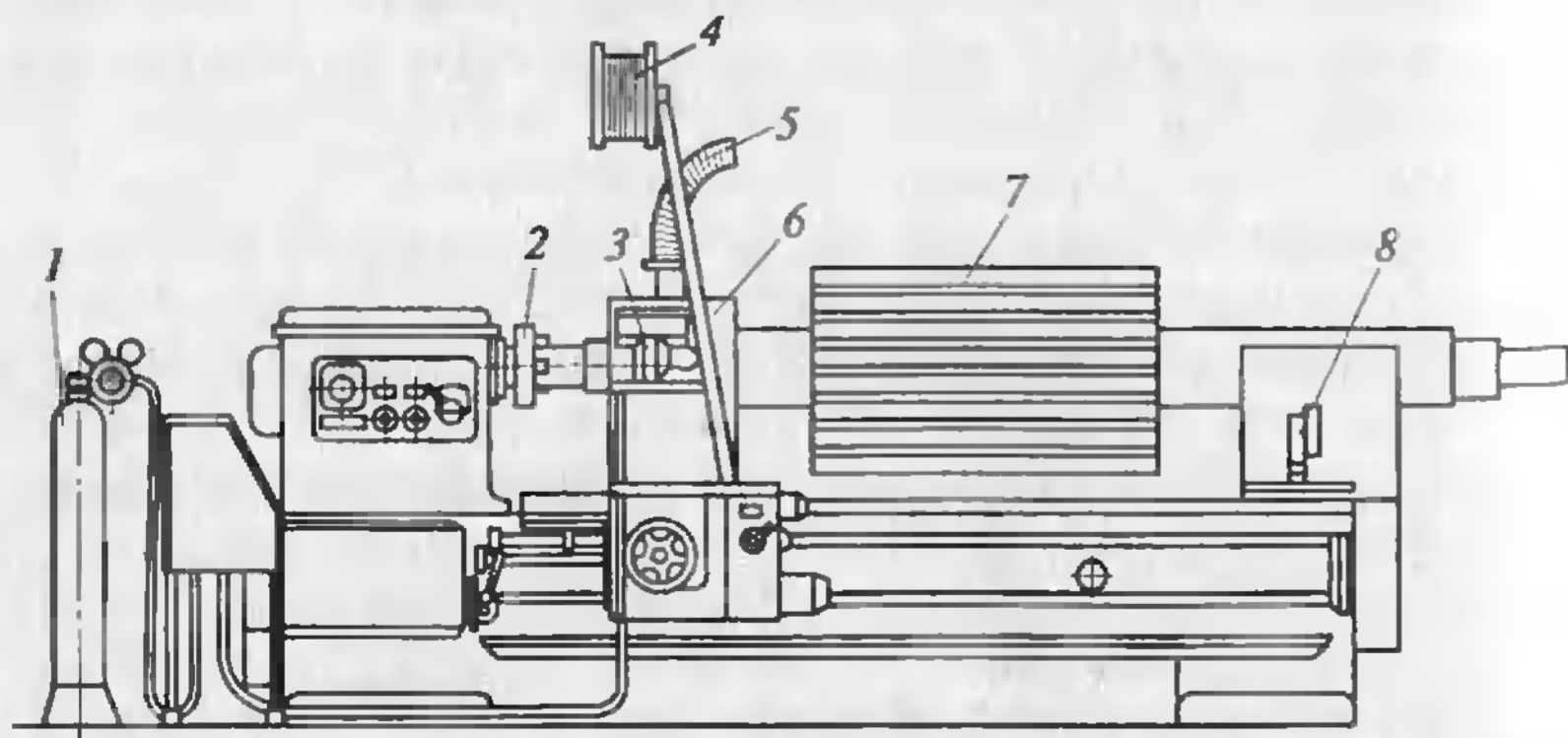


Рис. 16.6. Установка газоплазменного напыления:

1 — баллон; 2 — патрон; 3 — распылительная головка; 4 — катушка; 5 — воздуховод; 6 — зонтик; 7 — ротор; 8 — роликовая опора

рис. 16.7. Профиль поверхности вала, подготовленной к напылению:
 h — глубина, равная $0,7 \dots 0,8$ мм; t — шаг, равный $1,6 \dots 2,0$ мм



осуществляется от баллонов 1 с пропан-бутаном и кислородом. Для отсоса аэрозолей металла и токсичных продуктов сгорания газов предусмотрена вытяжная вентиляция (зонтик 6, установленный в зоне горелки, и воздуховод 5). Частота вращения вала при напылении составляет $0,1 \dots 0,6$ об/мин.

Предварительной механической обработкой удаляют слой металла, пораженный коррозией, и добиваются устранения эксцентриситета вала, конусности и овальности в местах напыления. Для улучшения сцепления между напыляемым подслоем и поверхностью вала ее затем обрабатывают резцом с углом при вершине $55 \dots 60^\circ$ и передним углом, равным нулю. Резец устанавливается ниже оси детали с вылетом $100 \dots 150$ мм, благодаря чему в процессе работы он вибрирует, образуя рваную поверхность вала (рис. 16.7). Подготовку поверхности к напылению можно проводить и накаткой сетчатыми роликами. На концах шеек вала протачивают кольцевые канавки для выхода резца.

После этой подготовки напыляют подслоя до перекрытия вершин обрабатываемой поверхности на $0,15 \dots 0,25$ мм, а по окончании напыления накрывают напыленную поверхность и прилегающие к ней поверхности ротора асбестом и выдерживают до полного охлаждения. Перерывы между технологическими операциями процесса напыления должны быть минимальными.

Электромеханический способ ремонта. Обрабатываемую деталь устанавливают на токарный станок, в зону контакта детали и инструмента подают переменный ток $350 \dots 1500$ А при напряжении $2 \dots 6$ В. Один провод подводится к электроконтактному приспособлению, проводящему ток к вращающейся детали, другой — к изолированному от корпуса станка инструменту.

Электрическое сопротивление контакта «деталь — инструмент» велико из-за малой его площади, поэтому в месте контакта выделяется значительная энергия, которая практически мгновенно нагревает зону контакта до высокой температуры. Поверхность детали под действием температуры и радиального усилия инструмента сглаживается или высаживается (в зависимости от профиля инструмента). Объем нагреваемой детали мал по сравнению с массой детали, поэтому охлаждение поверхностного слоя происходит быстро за счет отвода тепла внутрь детали. При этом происходит закалка поверхностного слоя.

Этот метод применяют для чистовой обработки поверхностей вместо шлифовки (чистота $R_a = 0,63 \dots 0,32$ мкм), для упрочнения

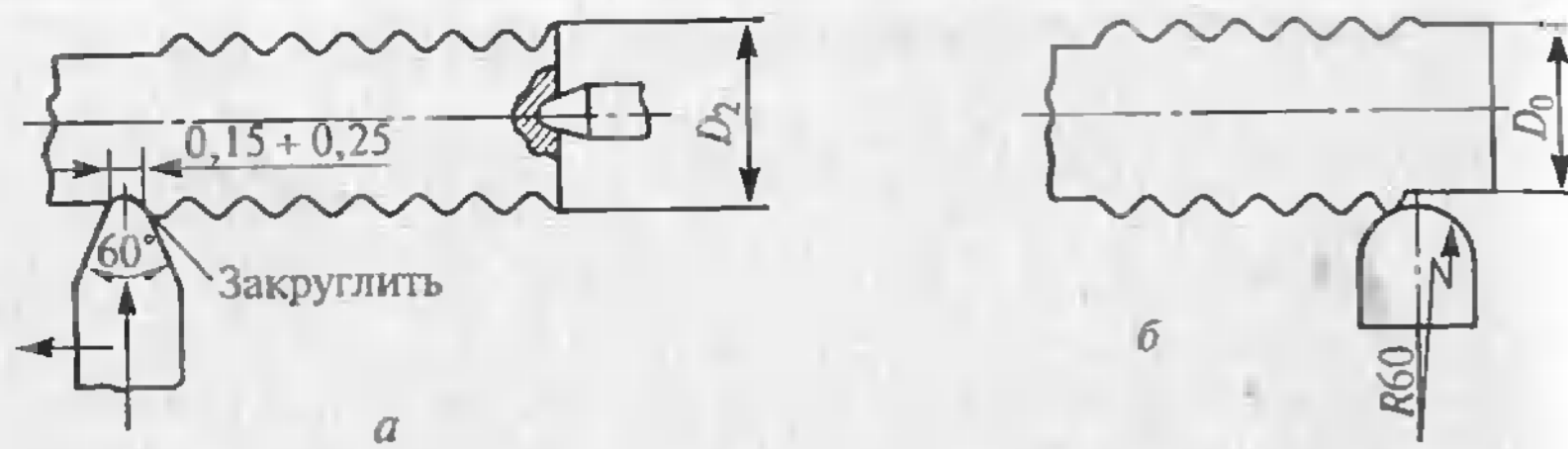


Рис. 16.8. Поверхность вала:

a — после высадки; *b* — после сглаживания

поверхностного слоя на глубину 0,2...0,3 мм и для восстановления изношенной поверхности до 0,4 мм без добавления металла и свыше 0,4 мм с добавлением металла.

Ремонт состоит из двух операций: высадка поверхностного слоя изношенной детали (рис. 16.8, *a*) и сглаживание (рис. 16.8, *b*). Высадкой получают винтовой выступ на поверхности детали диаметром D_2 , при этом вместо срезания стружки происходит пластическая деформация поверхностного слоя. Сглаживание производят радиусной пластиной до размера D_0 , при этом повышается твердость поверхности на глубину 0,15 мм.

При износе свыше 0,4 мм после высадки приваривают металл в винтовую канавку роликовым инструментом и подвергают восстановленную поверхность механической обработке.

Восстановление посадочной поверхности вала под сердечник ротора производят после снятия сердечника и определения необходимого диаметра вала после ремонта. При величине зазора между сердечником и валом до 0,12 мм производят продольную накатку посадочной поверхности, при большем зазоре — добавляют металл одним из рассмотренных способов.

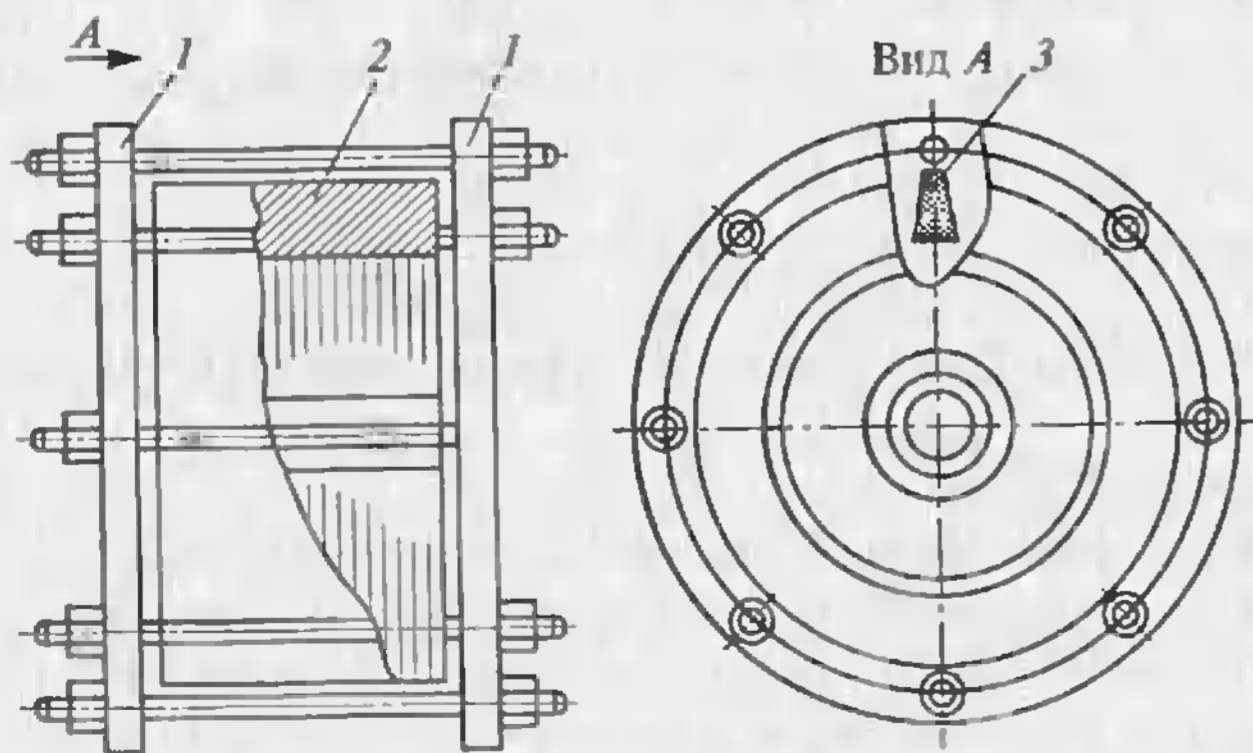


Рис. 16.9. Приспособление для снятия сердечника с вала:

1 — массивные шайбы; *2* — сердечник; *3* — стальной калибр

Съем сердечника с короткозамкнутой обмоткой на роторе трудностей не представляет. Например, для снятия сердечников фазных роторов сначала удаляют из них обмотки, затем для предотвращения смещения листов сердечника *2* (рис. 16.9) в два диаметрально расположенных паза устанавливают стальные калибры *3*, имеющие форму пазов, (см. рис. 16.9). После этого сердечник зажимают между массивными шайбами *1* и выпрессовывают вал.

Исправление кривизны вала осуществляют следующим образом (рис. 16.10). Медленно поворачивая ротор *3* в центрах или призмах, по стрелочному индикатору *2* определяют кривизну вала. Правку производят при кривизне более 0,02 его длины без демонтажа сердечника и контактных колец.

Для этого ротор *3* устанавливают на призматические опоры *1* и в месте максимального выгиба воздействуют прессом *4*. Если это место находится вне сердечника, то опору с противоположной стороны располагают максимально близко к сердечнику, а со стороны изогнутой части — максимально близко к торцу вала. При этом определить усилие нажатия пресса бывает трудно, поэтому правку проводят в несколько приемов, измеряя каждый раз величину прогиба индикатором *2* и подбирая усилие для следующего приема. Правку прекращают при значениях выгиба менее 0,04...0,05 мм.

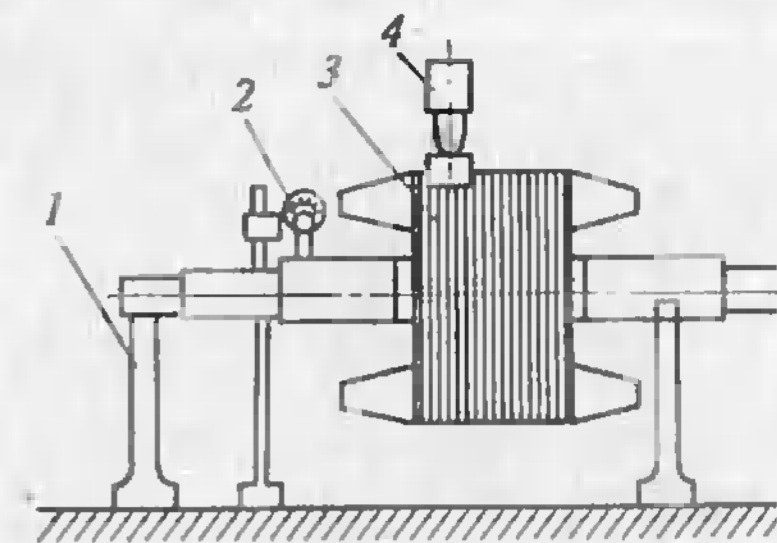


Рис. 16.10. Исправление кривизны вала:

1 — призматические опоры; *2* — индикатор; *3* — ротор; *4* — пресс

16.4. Ремонт короткозамкнутых обмоток ротора

Короткозамкнутые обмотки роторов выполняются литыми или сварными. Типичные повреждения литой обмотки — разрыв короткозамыкающего кольца и обрыв стержня в пазу. Для сварной обмотки характерно ослабление или нарушение контакта между стержнями и короткозамыкающим кольцом, а также обрыв или подгар стержней.

При осмотре сварной обмотки необходимо обращать внимание на факторы, которые могут привести к обрыву стержня или его распайке с кольцом. К таким факторам относятся: наличие цветов побежалости на кольцах в местах паянных соединений со стержнями; подгар болтов, соединяющих сегменты короткозамыкающей обмотки явнополюсных синхронных машин; волнообразный изгиб короткозамыкающих колец или стержней; прогиб выступа-

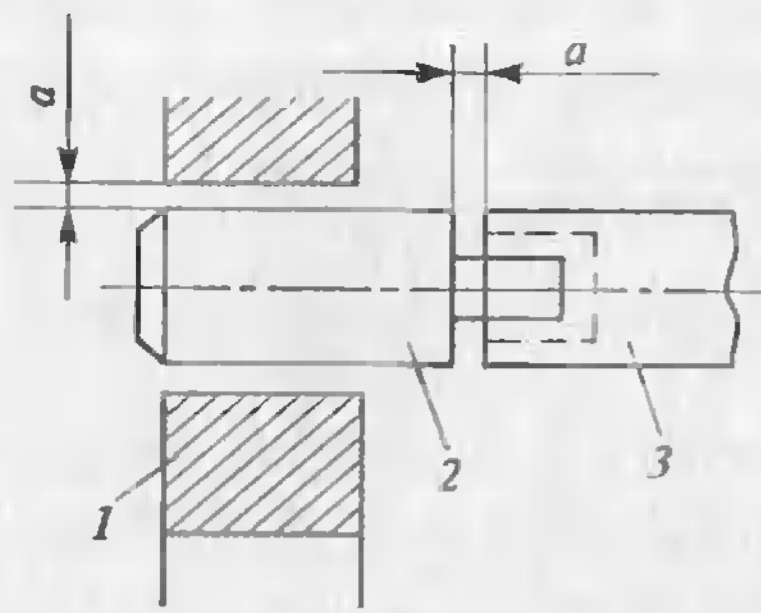


Рис. 16.11. Установка вставки стержня сварной короткозамкнутой обмотки:

1 — короткозамкнутое кольцо; 2 — вставка; 3 — стержень

ющих из сердечника концов стержней; смещение обмотки (беличьей клетки) вдоль ротора.

Ремонт литой обмотки. Трещины короткозамыкающего кольца устраняют пайкой (если число трещин более двух на кольцо, обмотку не восстанавливают). Поврежденные места очищают и промывают бензином. Места трещин расширяют и разделяют по форме ласточкиного хвоста, но не более чем на $2/3$ толщины кольца. Ротор устанавливают так, чтобы поврежденное место располагалось горизонтально, нагревают его газовой горелкой до $350...400^\circ\text{C}$ и залуживают припоем (15% олова, 20% кадмия и 65% цинка, либо 63% олова, 33% цинка и 4% алюминия). В процессе лужения протирают поверхность щеткой из кардоленты. Облуженную трещину после этого заполняют одним из указанных припоев, подавая его с прутка. Излишки припоя снимают стальной горячей гладилкой. Трещины могут устраняться также аргонно-дуговой сваркой. Литые обмотки, имеющие разрывы стержней не восстанавливаются.

Ремонт сварной обмотки. При ослаблении или нарушении контакта стержня с кольцом необходимо зачистить и пропаять его медно-фосфорным припоем. При пайке нельзя допускать перегрев меди. При ослаблении стержня в пазу выполняют расчеканку ударами чекана по прямоугольной части стержня на всей длине сердечника.

Если трещины неглубокие (не более $0,25$ толщины стержня) и расположены на выступающей из сердечника части стержней, их устраняют сваркой. Если трещина более глубокая, то стержень в этом месте разрезают и удаляют, высверливая участок, примыкающий к короткозамкнутому кольцу 1 (рис. 16.11). Через отверстие в кольце в стержне 3 высверливают отверстие глубиной $6...7$ мм и на место удаленной части стержня устанавливают вставку 2. При пайке медно-фосфорным припоем зазор a должен быть равен $0,2$ мм, а при пайке серебрясодержащим припоем (применяется при линейных скоростях ротора от 50 м/с и выше) — $0,1...0,15$ мм.

При необходимости удалить стержень целиком его высверливают сверлами с удлиненными хвостовиками. Кроме того, можно

прорезать стержень через шлиц в пазу, ослабив его посадку, после чего выбить из паза на $50...80$ мм и извлечь, используя механизм с захватом. После ремонта необходимо провести динамическую балансировку ротора.

16.5. Ремонт коллекторов и контактных колец

У коллекторов на пластмассе наиболее часто встречаются следующие дефекты: царапины, выбоины и подгар коллекторных пластин, трещины в пластмассе, местное выгорание пластмассы, электрический пробой изоляции, замыкание пластин на корпус и между собой, распайка контактов между пластинами и обмоткой. Указанные дефекты (кроме последнего), как правило, происходят на стороне коллектора, свободной от обмотки, поскольку она больше загрязнена маслом и пылью. При ремонте коллектор можно не снимать с вала.

При наличии небольших перекрытий на поверхности пластмассы их зачищают стеклянной наждачной бумагой, обезжиривают, протирают салфетками и не менее двух раз покрывают эмалью воздушной сушки. Прожоги на значительной площади удаляют проточкой на токарном станке на глубину $2...3$ мм, после чего обработанную поверхность шлифуют стеклянной наждачной бумагой, обезжиривают и покрывают эмалью. Трещины глубиной до 3 мм и прогары удаляют сверлением, обработанные места очищают и обезжиривают, после чего заполняют эпоксидным компаундом холодного отвердевания. После застывания компаунда его покрывают эмалью. Замыкание пластин между собой устраняют расчисткой дорожек между пластинами и обработкой оплавленных или обгоревших пластин шабером.

Для устранения сильных подгаров, выработок, неровностей и биения коллектор протачивают по наружной поверхности, не снимая с вала. Для этого ротор устанавливают в центры или на люнеты токарного станка. После проточки продораживают коллектор и снимают фаску.

Коллекторы на стальной втулке в отличие от коллекторов на пластмассе в ряде случаев разбирают и заменяют отдельные коллекторные и изоляционные пластины. Замена пластин может производиться как со снятием, так и без снятия коллектора с вала.

В обоих случаях разборка производится следующим образом. Обвязывают коллекторные пластины стальной отоженной проволокой 7 (рис. 16.12), отвертывают стопоры 2, гайку 1 и снимают нажимной конус 3 вместе с биндажом 4 и манжетой 6. После этого осматривают манжету и пластины с торца. Если повреждения манжеты незначительны, то очищают поврежденное место и устанавливают на клею миканитовые прокладки. При подгаре пластин с торца зачищают поврежденные места.

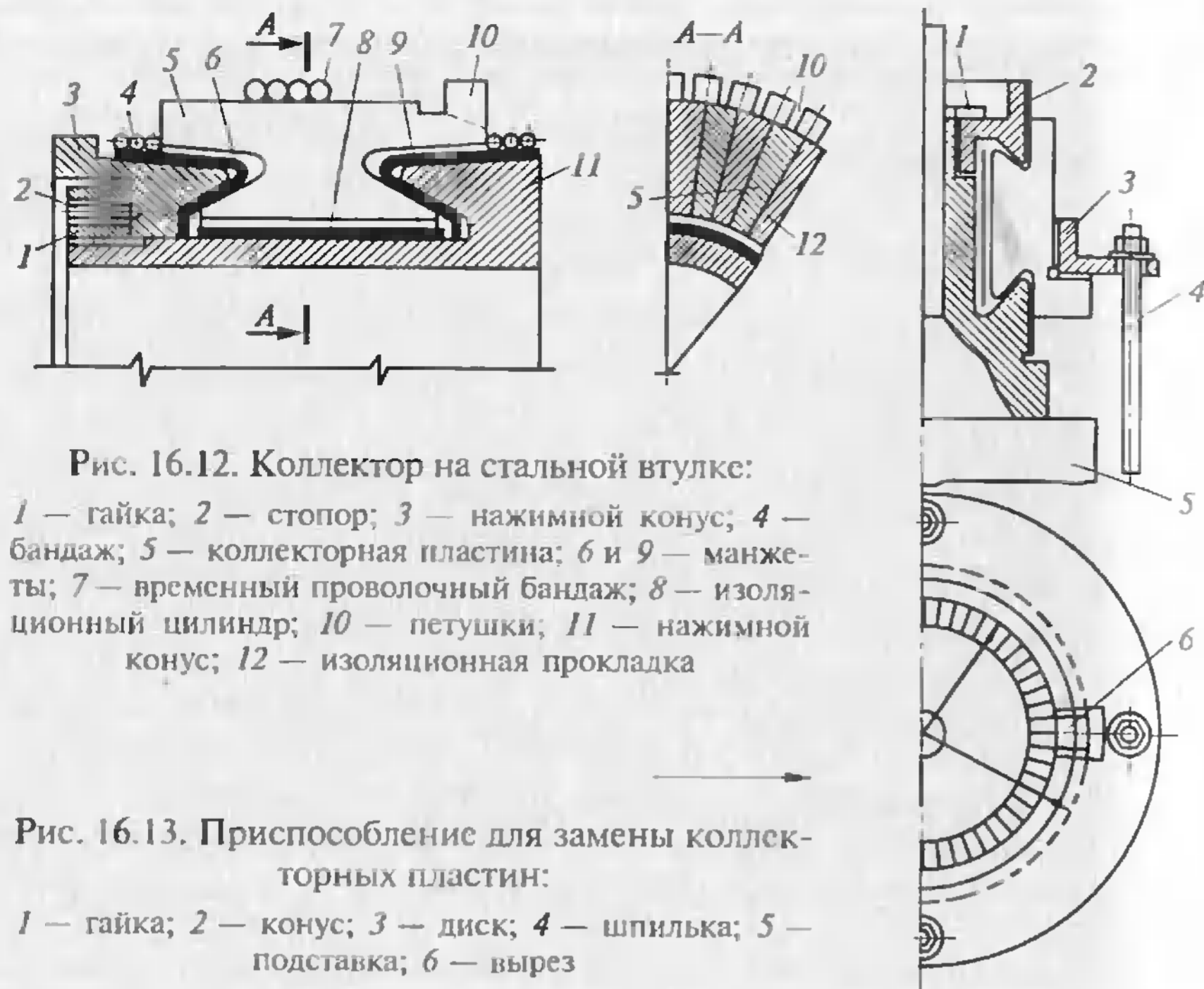


Рис. 16.12. Коллектор на стальной втулке:

1 — гайка; 2 — стопор; 3 — нажимной конус; 4 — бандаж; 5 — коллекторная пластина; 6 и 9 — манжеты; 7 — временный проволочный бандаж; 8 — изоляционный цилиндр; 10 — петушки; 11 — нажимной конус; 12 — изоляционная прокладка

Рис. 16.13. Приспособление для замены коллекторных пластин:

1 — гайка; 2 — конус; 3 — диск; 4 — шпилька; 5 — подставка; 6 — вырез

Для снятия кольца коллекторных пластин 5 необходимо сначала отсоединить обмотку от петушков 10. Если обмотка припаяна, производят распайку паяльником, если приварена — протачивают торцы петушков на глубину проварки (как правило, она составляет не более 2... 3 мм). В конструкции коллектора с привариваемой обмоткой предусмотрена одно- или двукратная проточка места сварки. После отсоединения обмотки снимают кольцо коллекторных пластин 5 с нажимного конуса 11 и осматривают изоляционный цилиндр 8 и вторую манжету 9, у которых при необходимости устраняют повреждения. При пробое изоляционной прокладки 12 между коллекторными пластинами 5 или при сильном выгорании коллекторных пластин (4... 5 шт.) их заменяют.

Для этого применяют приспособление, показанное на рис. 16.13. Коллектор устанавливают на подставку 5, на пластины надевают диск 3 и фиксируют коллектор шпильками 4. Отвертывают стопоры, гайку 1, снимают конус 2 и манжету. Диск 3 имеет вырезы 6 напротив коллекторных пластин, подлежащих замене. Через вырезы выбивают поврежденные пластины. Взамен удаленных устанавливают новые пластины из меди той же марки. Новые пластины предварительно спрессовывают вместе с новыми изоляционными прокладками.

После сборки коллектор необходимо проточить и произвести его формовку. Формовка производится при скорости на 20 % выше номинальной и при высокой температуре. Формовку, прессовку и подтяжку нажимных конусов прекращают при биении менее 0,03 мм.

Ремонт контактных колец. При выработке контактных колец их протачивают. При пробое изоляции колец на втулку или между собой, а также при выгорании контактной шпильки или большом износе колец, для ремонта их сначала спрессовывают с втулки. Затем с втулки срезают изоляцию и тщательно очищают ее наружную поверхность. На очищенную поверхность наносят новую изоляцию, опрессовывают втулку и запекают изоляцию в пресс-форме. После этого протачивают втулку до нужных размеров и насаживают на нее с натягом новые или отремонтированные контактные кольца. Посадка колец проводится в горячем состоянии при температуре колец 300... 400 °С. Завершают ремонт отделкой узла контактных колец.

Контрольные вопросы

1. Какими способами можно устранить ослабление прессовки сердечников?
2. Как исправить повреждения резьбовых отверстий в корпусах?
3. Как устранить ослабление посадки подшипников в шитах и на валах?
4. Как восстановить посадочные поверхности на валах?
5. Какие дефекты могут быть устранены у литой (сварной) короткозамкнутой обмотки роторов?
6. Какие дефекты могут быть исправлены у пластмассовых коллекторов (у коллекторов на стальной втулке)?

РЕМОНТ ОБМОТОК И СБОРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН ПОСЛЕ РЕМОНТА

При капитальном ремонте, как правило, производится полная замена обмоток и изоляции машины. Обмотки, изготовленные из круглого провода, и многovitковые обмотки, изготовленные из прямоугольного провода небольшого сечения, как правило, не восстанавливают. Обмотки, изготовленные из прямоугольного провода большого сечения, стараются использовать повторно, заменяя витковую и корпусную изоляцию. Во всех случаях ремонта обмоток подлежит замене вся изоляция. Обмотку из круглого провода укладывают вручную, так как механизация процесса ограничивается низким качеством сердечников после извлечения обмоток, большой номенклатурой и малыми количествами однотипных машин.

17.1. Изготовление и укладка обмоток из круглых проводов

При ремонте изготовление и укладка обмоток осуществляется следующим образом: нарезается и заготавливается изоляция, наматываются катушечные группы (или фазы), изолируются пазы и в них укладываются проводники, распаиваются схемы и выводные концы и формируются лобовые части обмотки.

Листовой материал нарезают ручными (гильотинными) или механизированными (вибро-) ножницами, а рулонный — дисковыми. Катушечные группы наматывают на автоматизированных станках, предварительно устанавливая программу намотки и размер шаблона. После окончания намотки для облегчения съема катушек станок останавливают, щеки шаблона сближают, ослабляя намотку. При работе на неавтоматизированных станках используют не унифицированные шаблоны, рассчитанные для намотки катушек определенных размеров (рис. 17.1). Шаблоны позволяют наматывать равнокатушечную и концентрическую обмотки и имеют приспособление, позволяющее движением рукоятки ослабить намотку обмотки и свободно снять ее с шаблона.

При ремонте обмотки стараются сохранить все ее параметры — шаг, количество витков в пазу, диаметр провода по меди и геометрическую форму. Для однослойных обмоток это не представляет трудностей. Равнокатушечная и концентрическая обмотки имеют практически одинаковую трудоемкость и одинаково удоб-

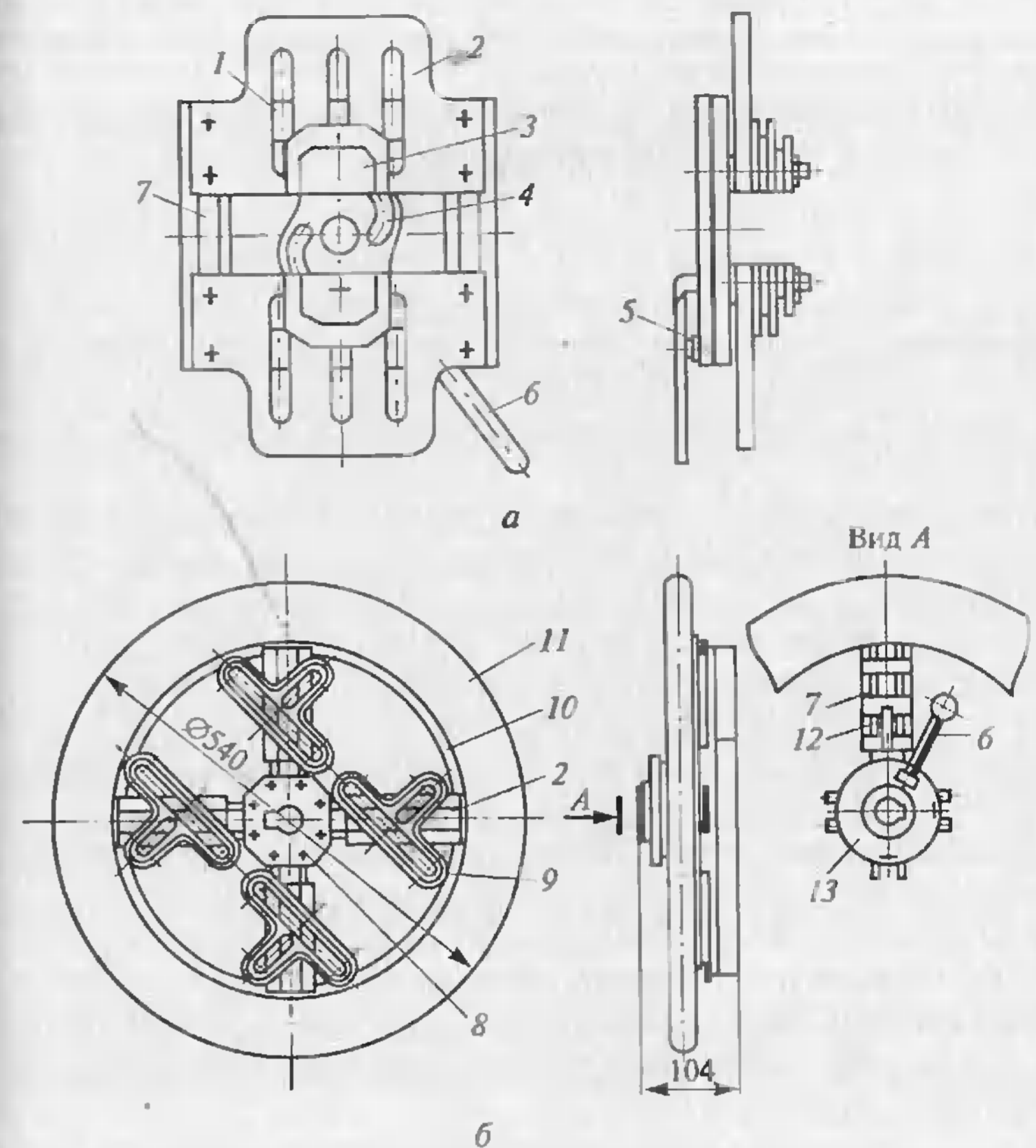


Рис. 17.1. Шаблоны для намотки катушек к электродвигателям с высотой оси вращения 56...132 мм (а) и 160...355 мм (б):

1 — рама; 2 — каретка; 3 — сменные головки; 4 — кулачки; 5 — фиксатор; 6 — ручка; 7 — направляющая; 8 — ступица; 9 — коромысло; 10 — алюминиевое кольцо; 11 — текстолитовое кольцо; 12 — рычаг; 13 — диск

ны при укладке. В двухслойных обмотках изготовление и укладка равнокатушечной обмотки достаточно просты. Обмотки машинной намотки более сложны и трудоемки при ручном изготовлении. Поэтому при ремонте возможно одно-двухслойные концентрические и двухслойные концентрические обмотки заменять на двухслойные равнокатушечные с сохранением диаметра провода и количества проводников в пазу. При этом производят расчет шага равнокатушечной обмотки и изменяют форму катушек.

Шаг равнокатушечной обмотки при пересчете двухслойной концентрической обмотки определяют по формуле

$$y = (y_{нб} + y_{им})/2, \quad (17.1)$$

где $y_{нб}$ и $y_{нм}$ — шаг наибольшей и наименьшей катушек двухслойной концентрической обмотки.

Шаг равнокатушечной обмотки при пересчете одно-двухслойной концентрической обмотки определяют по формуле

$$y = 2(q + 1), \quad (17.2)$$

где q — число пазов на полюс и фазу.

Конструкция одно-двухслойных концентрических обмоток такова, что укорочение шага в них зависит только от числа пазов q на полюс и фазу. Намотанные катушечные группы обмотки передают на рабочее место укладки.

Укладку начинают с осмотра сердечника, в пазах которого не должно быть пыли и грязи, а отдельные листы сердечника не должны выступать в паз или распушаться, образуя ровные стенки пазов. В пазы устанавливают пазовую изоляцию, которую подгибают на краях и формируют манжеты, препятствующие сдвигу изоляции при последующих операциях.

При укладке однослойных обмоток в пазы закладывают витки обеих сторон катушек. При укладке двухслойных обмоток в пазы закладывают стороны катушек, которые располагаются внизу пазы, а стороны, которые должны располагаться сверху пазы, остаются неуложенными, так как в тех пазах, где они должны располагаться, нет еще нижних катушек. Число таких катушек будет равно шагу обмотки. Следующие катушки укладываются одной стороной вверх пазов, а другой вниз. Последними устанавливают верхние стороны первых катушек.

Порядок «всыпания» обмотки в пазы показан на рис. 17.2. В изолированный паз устанавливают технологические прокладки 1 и через них заводят проводники. После насыпания определенного количества витков их уплотняют подбойкой 2. При укладке двухслойных обмоток после заведения нижней катушки устанавливают изоля-

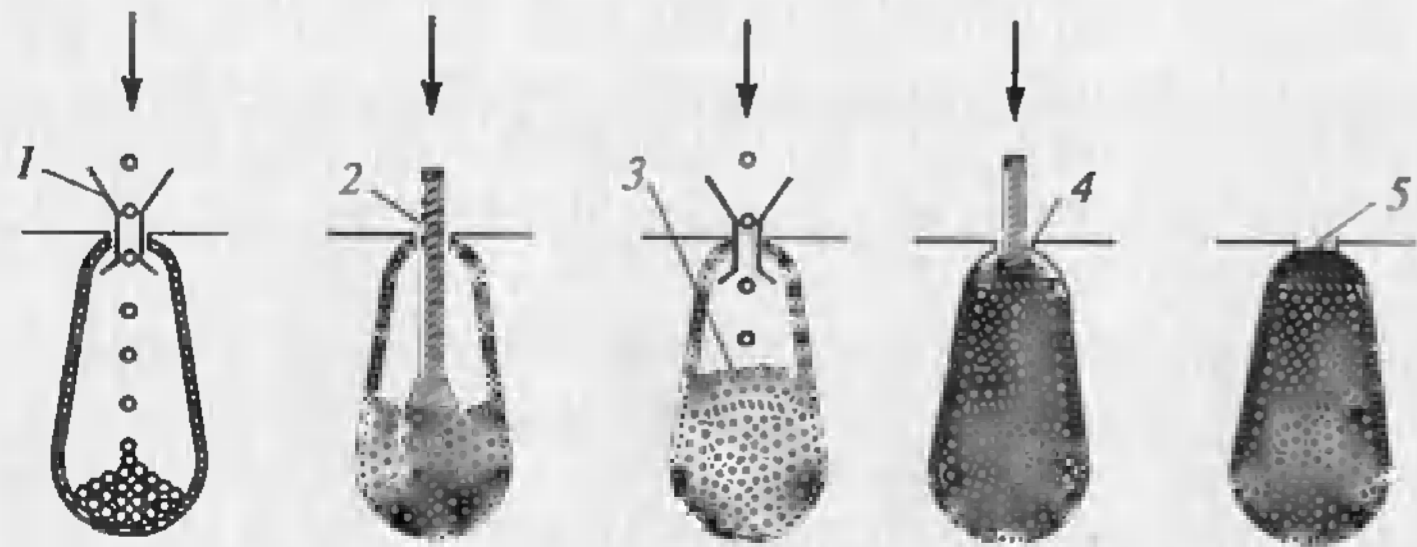


Рис. 17.2. «Всыпание» обмотки в пазы:

1 — технологическая прокладка; 2 — подбойка; 3 — изоляционная прокладка; 4 — изоляция; 5 — клин

ционную прокладку 3. После укладки всех проводников их уплотняют, подгибают края изоляции 4, устанавливают прокладку под клин и с торца забивают клин 5. Проводники в пазу всегда должны располагаться плотно. Если они размещены свободно (катушки легко сдвинуть рукой), под клин устанавливают дополнительные прокладки. После укладки катушек производят сборку, пайку, изолирование и увязку схемы и лобовых частей. Перед отправкой на испытания и пропитку лобовым частям обмотки придают окончательную форму, для чего их обстукивают молотком через текстолитовую прокладку. Форму и размеры лобовых частей проверяют шаблоном. При всех дальнейших операциях запрещается что-либо делать с обмоткой.

Выбирая провод и изоляцию, следует помнить, что с повышением коэффициента заполнения пазы (рекомендуется не более 0,72...0,74) увеличивается трудоемкость укладки и снижается надежность машины. В ходе ремонта асинхронных электродвигателей первой и второй серии (А и А2) и использования современных проводов с более тонкой изоляцией и пазовой изоляции с меньшей толщиной (как правило, более высокого качества) при укладке получают очень низкий коэффициент заполнения пазы. В этом случае необходимо устанавливать дополнительные прокладки или использовать провода большего диаметра. При ремонте четвертой серии асинхронных электродвигателей (4А) или серии АИ (АИР) часто используют более толстую изоляцию, чем установлена в машинах. Поэтому трудоемкость ремонта машин этих серий больше и требует более высокой квалификации рабочих.

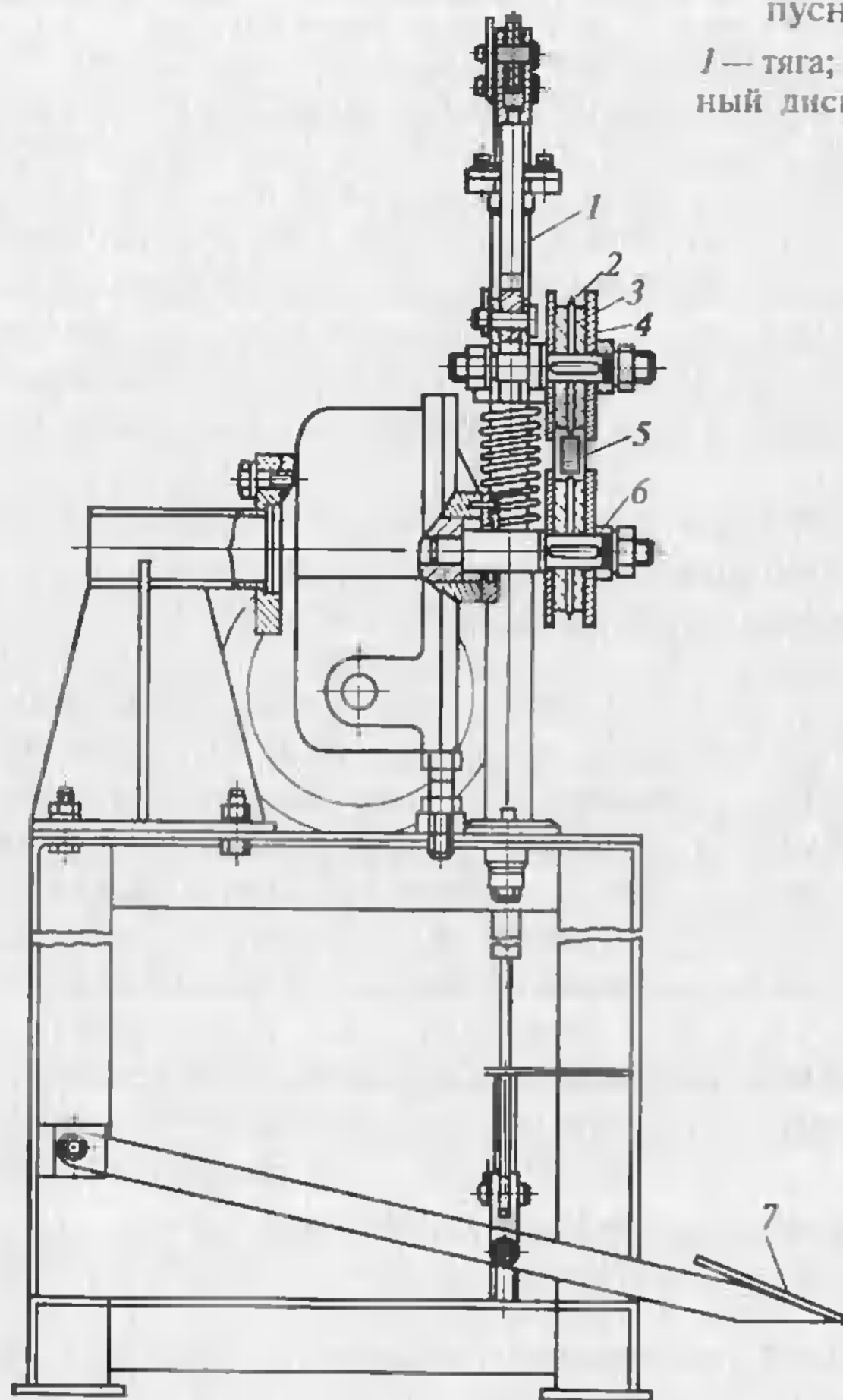
17.2. Изготовление и укладка обмоток из прямоугольного провода

Низковольтные катушечные обмотки статоров из прямоугольного провода повторному использованию не подлежат, так как восстановить межвитковую изоляцию эмалевого провода не представляется возможным. Катушки для укладки в машину получают с заводов-изготовителей как запасные части или изготавливают на ремонтном предприятии по технологии предприятий-изготовителей, включающей: намотку лодочки, скрепление витков лентами и лаками, опрессовку пазовой части, растяжку лодочки в катушку, формование лобовых частей, изолирование выводных концов и лобовых частей.

Обмотки якорей из прямоугольного провода с эмалевой изоляцией также не могут быть использованы повторно. Если обмотка якоря имеет витковую изоляцию в виде пленок толщиной 0,02...0,04 мм, то при ремонте ее можно восстановить. Для этого катушки извлекают из пазов, стараясь сохранить их форму, и снимают ножом (срезают) корпусную и витковую изоляцию. Затем

Рис. 17.3. Станок для удаления корпусной изоляции катушек:

1 — тяга; 2 — дисковый нож; 3 — сменный диск; 4 — щека; 5 — катушка; 6 — вал; 7 — педаль



катушки рихтуют, придавая им первоначальную форму, и накладывают витковую изоляцию, обматывая пленками в полнахлеста каждый проводник. Проводники собирают в катушку и наматывают корпусную изоляцию. Дальнейшее изготовление катушки зависит от типа изоляции и соответствует технологии изготовления катушек на производстве.

Высоковольтные катушки используют повторно. Для этого снимают старую корпусную и витковую изоляцию, наносят изоляцию вновь и укладывают катушки в статор. Удаление корпусной изоляции производят на станках (рис. 17.3). Катушку 5 устанавливают в рабочую зону дискового ножа 2. Сменные диски 3 позволяют установить щеки 4 на расстоянии, необходимом для удержания катушки в зоне резания. Педалью 7 и тягой 1 создают необ-

ходимое давление при резании. Ведущий нижний вал 6 обеспечивает перемещение катушки.

После разрезания корпусной изоляции ее снимают, витки катушки раздвигают гармошкой и ножом снимают витковую изоляцию. При этом не допускают изменения формы витка. Затем на провод наматывают в полнахлеста витковую изоляцию из пленки толщиной 0,02...0,04 мм. Витки катушки сдвигают вместе и наматывают корпусную изоляцию. Тип изоляции (термопластичная или терморезистивная) и количество витков определяются конструктором. Дальнейшее восстановление обмотки осуществляется так же, как при ее изготовлении и укладке на заводах — изготовителях машин.

17.3. Ремонт стержневых обмоток роторов и обмоток полюсов

Извлеченные из пазов стержни поступают на восстановление изоляции. Старую изоляцию снимают ножом в холодном или нагретом состоянии и для снятия наклепа отжигают места, где стержень изгибался при выемке. Отжиг производят в печи или газовой горелкой, нагревая стержень до 400 °С и охлаждая его в воде. Затем стержни выправляют и рихтуют, выгоревшие места напаивают твердым припоем и зачищают под размер стержня, удаляют заусенцы, зачищают концы металлической щеткой и облуживают. После такой обработки стержни передают на изолировку и опрессовку.

Пазовые части изолируют простынками, покрытыми клеем, обкатывают на обкаточных механизмах и опрессовывают на прессах. Лобовые части изолируют лентами и передают на укладку. Технология укладки стержней при ремонте не отличается от технологии укладки при изготовлении машины.

Обмотки полюсов выполняют из круглого или прямоугольного провода или сборными. Обмотки из прямоугольного провода могут быть намотаны плашмя или на ребро. Катушки из круглого провода не ремонтируют, а изготавливают по технологии, принятой на электромашиностроительных заводах.

Катушки, намотанные плашмя, разматывают, очищают от старой изоляции, отжигают, травят и промывают в горячей воде. Намотку производят на шаблон. Витковую изоляцию из электрокартона, асбестовой ленты или миканита устанавливают в процессе намотки.

Катушки из шинной меди, намотанные на ребро, при ремонте растягивают гармошкой, очищают от старой изоляции, покрывают лаком и просушивают их в растянутом состоянии, проложив между витками асбестовую бумагу. Затем катушку сжимают, обрезают изоляцию по размеру внутреннего и наружного контура катушки, заводят внутрь оправку и опрессовывают на прессе или стяжными

шпильками под давлением 3...4 МПа. Не снижая давления, катушку нагревают до 180 °С и выдерживают в течение 1...2 ч. Опрессованную катушку сушат, пропитывают в лаке или компаундной массе и накладывают на нее внешнюю изоляцию.

17.4. Пропитка обмоток статоров и роторов

Обмотки статоров, роторов и катушки электрических аппаратов подвергают пропитке, которая уменьшает площадь их соприкосновения с окружающей средой и тем самым цементирует витки обмоток, снижает механический износ изоляции, замедляет процессы теплового старения и увлажнения электроизоляционных материалов. При пропитке повышается электрическая прочность изоляции вследствие заполнения пор и капилляров обмотки лаками, имеющими более высокую электрическую прочность, чем воздух. Кроме того, пропитка снижает температуру обмоток, так как теплопроводность лаков намного выше теплопроводности воздуха.

При ремонте возможности выбора изоляции и лака ограничены и наиболее часто для пропитки обмоток из эмалированных проводов используют лаки марок МЛ-92, МГМ-8, КО-916к, КО-964Н, компаунды КП-34, КП-103 (составы без растворителей). Провода с волокнистой изоляцией допускают более широкий выбор пропиточного состава. Для них не представляет опасность высокая цементирующая способность пропиточного лака. Обмотки вращающихся частей при использовании проводов с волокнистой изоляцией пропитывают в компаундах (типов КП и Б-ИД-9127), которые обеспечивают высокую цементацию.

Растворители лаков (ксилол, толуол) при сушке должны испариться и выделиться из обмоток в виде летучих веществ, которые необходимо нейтрализовать и рассеять в атмосфере. Поэтому оборудование для пропитки должно быть установлено в отдельном помещении. Составы без растворителей при отверждении не выделяют вредных летучих веществ, поэтому оборудование для пропитки и сушки можно располагать в общем помещении.

В промышленности используют несколько способов пропитки и сушки. При ремонте на небольших участках используют способ погружения изделия в лак. Этот способ позволяет на одном и том же оборудовании пропитывать изделия различных размеров и конструкций, однако его применение сопряжено с большой долей ручного труда. Обычно при пропитке используют маловязкие лаки с вязкостью 40...45 с (по вискозиметру ВЗ-4 при температуре лака 20 °С) и содержанием пленкообразующих веществ 51...58 %. Чтобы внести в обмотку необходимое количество лака, выполняют несколько пропиток, после каждой из которых обмотки сушат в течение 8...17 ч.

Время нахождения изделия в лаке при первой пропитке составляет от 20 мин до 1 ч, а при следующих — от 10 до 20 мин. Заполнение пор и пустот в изоляции обмоток происходит в основном при первой пропитке, а последующие пропитки фактически являются покровными.

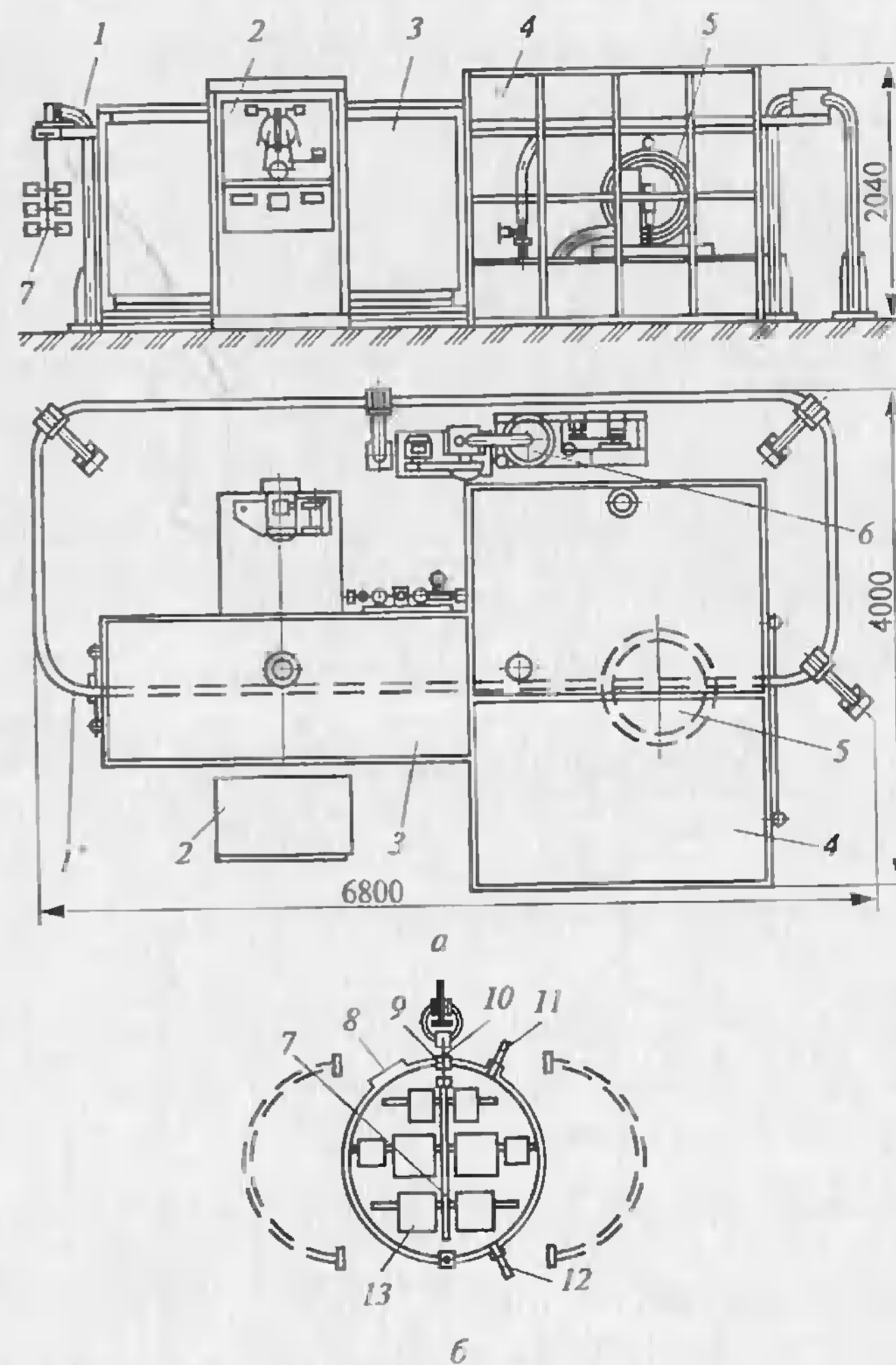


Рис. 17.4. Полуавтоматическая установка АВБ-4 для пропитки под вакуумом и давлением:

а — общий вид; *б* — автоклав и подвеска; 1 — конвейер; 2 — электрошкаф; 3 — печь; 4 — выгородка для автоклава; 5 — автоклав; 6 — вакуумный насос; 7 — подвеска; 8 — смотровое окно; 9 — уплотнения; 10 — металлическая пластина; 11 — штуцер для создания вакуума и давления; 12 — штуцер для подачи лака; 13 — предназначенный для пропитки статор (ротор)

Способ пропитки изделия лаком в вакууме с переходом к повышенному давлению является менее гибким, чем способ погружения, но позволяет получить более высокое качество пропитки с меньшей трудоемкостью и используется на специализированных предприятиях. Рассмотрим этот способ пропитки на примере венгерской установки типа АВБ-4 (рис. 17.4, а). Пропитываемые изделия на подвеске 7 по конвейеру 1 подают в печь 3 для сушки. После сушки изделия поступают в автоклав 5, в котором пропитываются лаком в автоматическом цикле, после чего возвращаются в печь 3 для сушки и запечки лака. Зона автоклава 5 защищена выгородкой 4. В состав установки входят вакуумные насосы 6 для создания вакуума и давления и электрошкаф 2.

Автоклав представляет собой шаровой сосуд, состоящий из двух частей (рис. 17.4, б). Половины автоклава разводятся и подвеску 7 с навешенными на нее изделиями 13 вводят в зону автоклава. После закрытия автоклава резиновые уплотнения 9 обеспечивают его герметичность. Подвеска висит на металлической пластине 10, имеющей ширину 30...40 мм и толщину 0,5...0,3 мм. Вакуум и давление создаются через штуцер 11, а лак подают через штуцер 12. Смотровое окно 8 позволяет контролировать наличие лака.

Основные операции по пропитке изделия лаком и их продолжительность приведены в табл. 17.1.

Таблица 17.1

Циклограмма пропитки изделия лаком

Операция	Время, мин							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Закрытие автоклава	X	—	—	—	—	—	—	—
Вакуумирование (давление до $2,7 \cdot 10^3$ Па)	X	X	X	—	—	—	—	—
Снижение вакуума, создание давления ($13 \dots 40$) $\cdot 10^3$ Па	—	—	X	—	—	—	—	—
Заполнение автоклава лаком	—	—	X	—	—	—	—	—
Повышение давления до $(200 \dots 300) \cdot 10^3$ Па	—	—	—	X	X	—	—	—
Снижение давления до атмосферного и слив лака	—	—	—	—	X	X	—	—
Вакуумирование до ($5 \dots 13$) $\cdot 10^3$ Па	—	—	—	—	—	X	X	—
Увеличение давления до атмосферного	—	—	—	—	—	—	—	X
Раскрытие автоклава	—	—	—	—	—	—	—	X

Цикл пропитки в зависимости от типа изделий можно изменять в пределах 6...16 мин. Отсутствие воздуха в изделии способствует глубокому проникновению лака в обмотку. Этот процесс усиливается при создании повышенного давления после заполнения автоклава лаком. При таком способе пропитки можно использовать лаки с вязкостью 55...100 с. Создание вакуума после пропитки приводит к испарению более половины летучих веществ и повышению вязкости лака. При этом лак становится настолько вязким, что практически не вытекает из обмотки после пропитки и во время сушки.

Использование более вязкого лака, чем при пропитке погружением, и повышение его вязкости сразу после пропитки позволяют за одну пропитку ввести в обмотку примерно столько же лака, сколько вносится при двукратной пропитке погружением. Использование более вязкого лака требует меньше времени для сушки. Время пропитки и сушки сокращается в 4...6 раз по сравнению со способом погружения. Особенно эффективен рассматриваемый способ для многовитковых катушек из тонкого провода (обмотки электрических машин небольшой мощности, катушки аппаратов, реле и т. п.).

17.5. Сборка электрических машин после ремонта

Балансировка роторов. Перед сборкой производят балансировку роторов (якорей) и других вращающихся деталей, если они ремонтировались или при предремонтных испытаниях была обнаружена повышенная вибрация. Согласно ГОСТ 12327—71 при отношении осевого размера детали L к ее диаметру D больше 0,2 компенсация неуравновешенности должна производиться в двух плоскостях исправления, при $L/D < 0,2$ — в одной плоскости. Детали, устанавливаемые на отбалансированный ротор, балансируются отдельно. Если деталь устанавливают на ротор (якорь) с помощью шпонки, то она балансируется со шпонкой, а ротор — без шпонки.

При одной плоскости исправления* ротор (якорь) можно балансировать как статическим, так и динамическим способами, а при двух плоскостях — только динамическим.

Статическая балансировка. Ротор балансируют на призмах (рис. 17.5). Отклонение плоскости призм от горизонтальной плоскости не должно превышать 0,1 мм на 1 м длины призмы. Шерохова-

* Плоскостью исправления называют плоскость, перпендикулярную оси вращения, в которой путем добавления или удаления массы осуществляется компенсация неуравновешенности. При этом в качестве плоскостей исправления могут быть использованы плоскости деталей, имеющих другие функции (нажимные шайбы, вентиляторы, коллекторы). Плоскости исправления могут создаваться также специальными балансировочными кольцами.

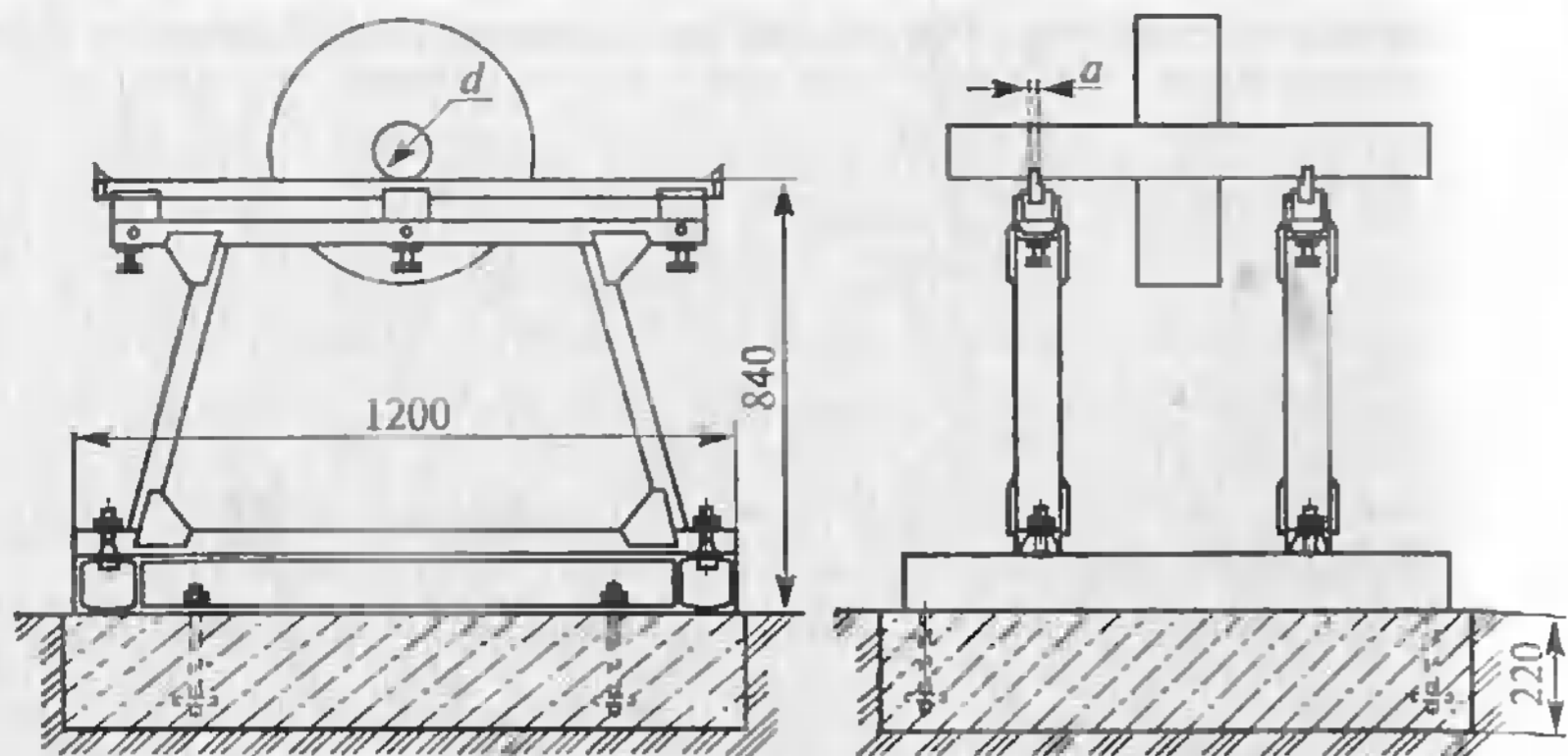


Рис. 17.5. Параллельные призмы для статической балансировки роторов

тость поверхности призм R_a должна быть не ниже 0,5, а ширина a (мм) — не более $M/2d$, где M — масса ротора (якоря), кг; d — диаметр шейки вала, расположенной на призме, мм.

Ротор (якорь) устанавливают на призму или на ролики и легким толчком выводят из равновесия, предоставляя ему возможность катиться по призмам или роликам. После нескольких качаний несбалансированный ротор (якорь) остановится тяжелой стороной вниз. В верхней точке ротора устанавливают пробный груз и повторяют опыт. Так поступают несколько раз и подбирают массу груза. Ротор считается отбалансированным, если он останавливается без качаний в состоянии безразличного равновесия. Пробный груз взвешивают и на его место устанавливают штатный груз, равный по массе пробному.

Если балансируемые детали не имеют вала, то изготавливают временный технологический вал, с помощью которого производят балансировку.

Динамическая балансировка. Ротор балансируют на специальном станке при его вращении. Современные балансировочные станки, оборудованные электронными устройствами и визуальными индикаторами дисбаланса, позволяют сразу определить место установки и массу груза или место удаления излишков массы. Использование таких станков при ремонте целесообразно, однако при большой номенклатуре ремонтируемых машин частая переналадка снижает эффективность станков и их применение не всегда является экономически обоснованным. Использование более простого универсального балансировочного станка (рис. 17.6) при ремонте позволяет решить эту задачу.

Балансируемый ротор 4 устанавливают на четыре круглые опоры 2 и 6. Опоры расположены на раме 7, состоящей из двух круглых балок. Двигателем 5 через ремень 3 ротор приводится во вращение. Левая сторона рамы крепится к основанию плоской пружины

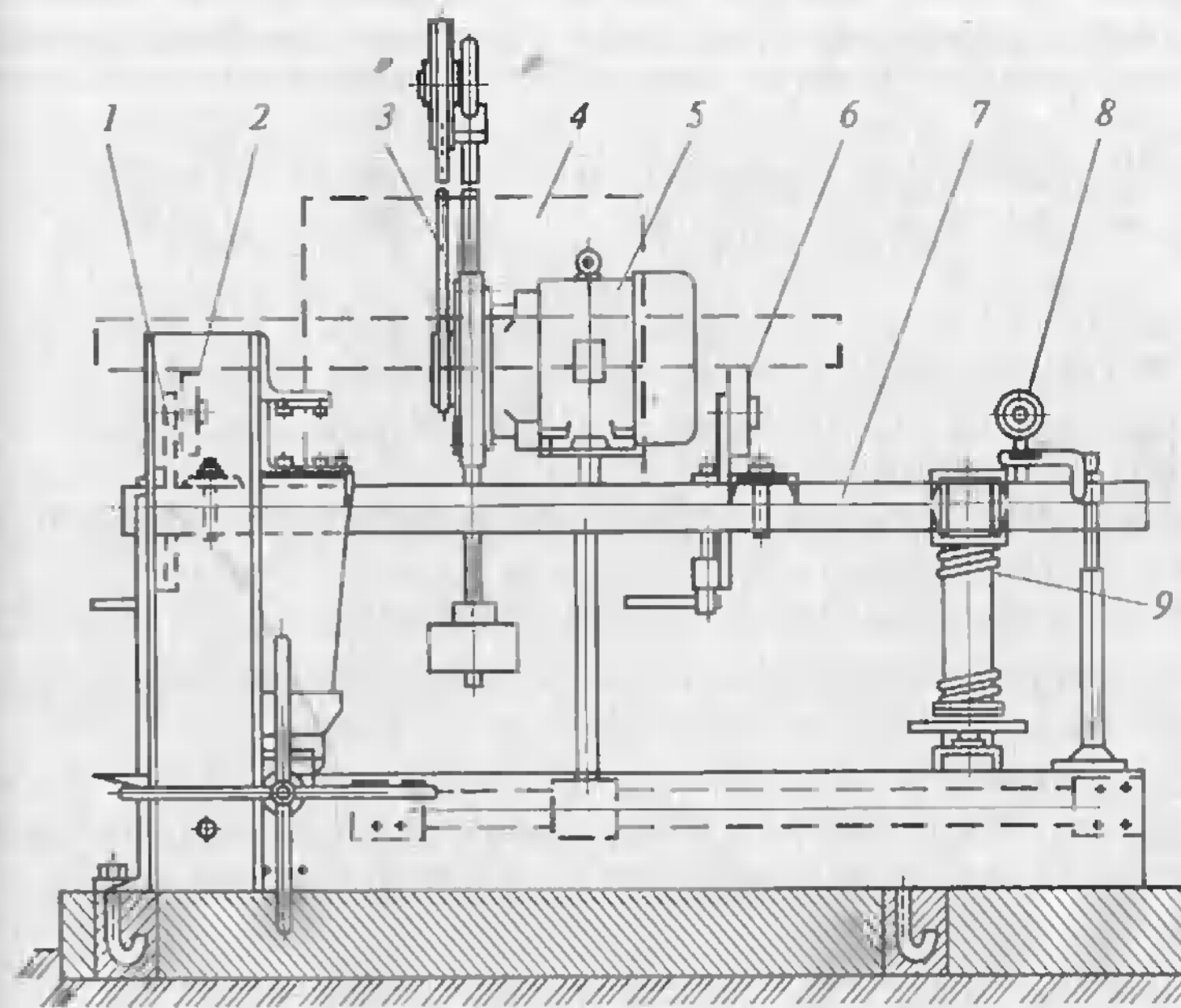


Рис. 17.6. Универсальный балансировочный станок:

1 — плоская пружина; 2 и 6 — круглые опоры; 3 — ремень; 4 — ротор; 5 — двигатель; 7 — рама; 8 — стрелочный индикатор; 9 — пружина

жиной 1 и при вращении ротора остается неподвижной, а правая сторона опирается на пружины 9 и при вращении ротора начинает колебаться под действием неуравновешенных масс правой стороны ротора.

Величину колебаний показывает стрелочный индикатор 8. После определения величины колебаний ротор останавливают и навешивают пробный груз (пластилин) на правую сторону ротора. Если при очередном вращении величина колебаний увеличивается, это означает, что пробный груз установлен неверно. Передвигая груз по окружности, находят место, где его расположение вызывает наименьшие колебания. Затем начинают изменять массу пробного груза, добиваясь минимума колебаний. Отбалансировав правую часть, снимают пробный и устанавливают постоянный груз. Затем ротор поворачивают и балансируют вторую сторону.

Сборка электрических машин. Сборка является заключительным технологическим процессом, при котором узлы и отдельные детали соединяются в готовое изделие, отвечающее требованиям чертежей и технических условий. От качества сборки в значительной мере зависят энергетические и эксплуатационные показатели машин — КПД, уровень вибрации и шума, надежность и долговечность. Сборка электрических машин после ремонта обычна

проводится стационарным концентрированным способом с индивидуальной подгонкой деталей по месту или с применением компенсаторов. При сборке необходимо использовать детали и сборочные единицы, принадлежавшие данной машине, так как обезличенная сборка, во-первых, более сложна в организационном отношении и, во-вторых, может привести к несоответствию характеристики машины требованиям стандартов. На качество сборки влияют правильная организация рабочего места и использование исправного инструмента. Собранный аппарат подвергается обкатке и испытаниям.

Перед началом сборки со склада доставляют исправные детали и узлы, а из механического и изоляционно-обмоточного участков — отремонтированные. По навешенным биркам определяют принадлежность каждой детали и узла и комплектуют их. Возможен обезличенный ремонт, когда взаимозаменяемые детали и узлы однотипных двигателей применяют произвольно. К ним относятся подшипниковые щиты, роторы, статоры и т. д. При этом возможно, что собранный аппарат будет иметь характеристики, не соответствующие стандартам. Поэтому, по возможности, этого следует избегать.

Сборка аппаратов производится в порядке, обратном разборке. Используется практически тот же инструмент. Особое внимание следует обращать на правильность выполнения работ по сборке подшипников, вентиляторов и различных втулок. Подшипники устанавливают в нагретом состоянии, механически воздействуя на внутреннюю обойму (при установке на вал по посадке с натягом) инструментом, имеющим вставки из мягкого материала. При установке вентиляторов усилия прилагают к стальным втулкам, а не к алюминиевым частям. При установке ротора (якоря) в статор (индуктор) следует быть внимательным и не допускать касания или задевания ротора об обмотку или сердечник. Подшипниковые щиты следует устанавливать без перекосов, завертывание болтов осуществлять поочередно, делая первоначально по 2...3 оборота, а далее — по доле оборота. Для сборки внутренней подшипниковой крышки до установки щита в нее вворачивают длинную технологическую шпильку, которую пропускают в одно из отверстий в щите, и после его установки за нее подтягивают крышку к щиту и устанавливают 1...2 болта. После этого шпильку можно вывернуть и завернуть болт. Во внутренних болтовых соединениях не следует использовать пружинные шайбы. Фиксацию болтов и гаек следует производить более надежными способами.

При сборке аппаратов постоянного тока полюсы располагают в том же порядке, что и до ремонта (установка производится по меткам). Щетки не должны свисать с коллектора или плотно прилегать к петушкам.

После окончания сборки проверяют легкость вращения вала машины рукой или при помощи рычага и отправляют ее на испытания.

17.6. Испытания электрических машин после ремонта

После ремонта производится обкатка машин и приемосдаточные испытания по нормам, приведенным в ПЭЭП. Методики проведения соответствующих испытаний изложены в первом разделе учебника. Заключение о пригодности к эксплуатации дается не только на основании сравнения результатов испытания с нормами, но и по совокупности результатов всех проведенных испытаний и осмотров. Значения полученных при испытаниях параметров должны быть сопоставлены с исходными данными, а также с результатами предыдущих испытаний электрической машины.

Под исходными данными понимаются значения, указанные в паспорте машины, в протоколах испытаний завода-изготовителя, в стандартах и технических условиях. При отсутствии исходных данных в качестве таковых могут быть приняты значения параметров, полученные при приемосдаточных испытаниях или испытаниях по окончании восстановительного ремонта электрической машины.

После истечения гарантийного срока эксплуатации по специальной программе испытывают также электрические машины иностранных фирм.

Программой испытаний двигателей переменного тока после капитального ремонта предусмотрены следующие операции:

испытание стали статора двигателей с обмотками из прямоугольного провода (удельные потери — не более 5 Вт/кг, наибольший перегрев зубцов при $B_z = 1$ Тл не должен превышать 45°C , наибольшая разность перегрева различных зубцов при той же индукции — не более 30°C);

измерение сопротивления изоляции обмоток статора, ротора, термоиндикаторов с соединенными проводами (если они имеются в данной машине) и подшипников;

испытание обмоток статора и ротора при собранном двигателе повышенным напряжением промышленной частоты в течение 1 мин. Значения испытательных напряжений обмоток в процессе их изготовления и после сборки машины приведены в приложении 9 (табл. 1...3). Результаты испытаний считаются положительными, если не наблюдалось скользящих разрядов, толчков тока утечки или нарастания его установившегося значения, пробоев или перекрытий и если сопротивление изоляции, измеренное мегомметром после испытаний, осталось прежним;

измерение сопротивлений обмоток статора и ротора постоянному току (проводится для двигателей мощностью 300 кВт и более или для двигателей с $U_n > 3$ кВ), а также реостатов и пускорегу-

лирующих резисторов. Отклонения сопротивления обмоток от паспортных данных и по фазам должно быть не более $\pm 2\%$, для реостатов — не более $\pm 10\%$;

испытание витковой изоляции обмоток из прямоугольного провода импульсным напряжением высокой частоты в течение 5... 10 с. Значения испытательных напряжений приведены в табл. 4 приложения 9;

измерение воздушного зазора (если позволяет конструкция) в четырех сдвинутых на 90° точках (измеренные зазоры не должны отклоняться от среднего более чем на 10%) и зазоров в подшипниках скольжения (допустимые значения зазоров приведены в табл. 5 приложения 9). Если зазор больше допустимого, необходимо перезалить вкладыш подшипника;

проверка работы двигателя на холостом ходу (для двигателей мощностью 100 кВт и более и напряжением 3 кВ и выше). Ток холостого хода не должен отличаться более чем на 10% от указанного в каталоге при продолжительности испытания 1 ч;

измерение вибрации подшипников для двигателей напряжением 3 кВ и выше и двигателей ответственных механизмов. Максимально допустимая амплитуда вибрации составляет 50, 100, 130 и 160 мкм для двигателей с частотой вращения соответственно 3000, 1500, 1000 и 750 об/мин и менее;

измерение разбега ротора в осевом направлении проводится для двигателей с подшипниками скольжения, двигателей ответственных механизмов и при выемке ротора в ходе ремонта (допустимый разбег — не более 4 мм);

проверка работы двигателя под нагрузкой для двигателей напряжением свыше 1 кВ или мощностью 300 кВт и более (величина нагрузки не менее 50% от номинальной);

гидравлическое испытание воздухоохладителя (проводится в течение 5... 10 мин при избыточном давлении 0,2... 0,25 МПа);

проверка исправности стержней короткозамкнутых обмоток роторов асинхронных электродвигателей мощностью 100 кВт и более (все стержни должны быть целыми);

проверка срабатывания защиты машин напряжением до 1000 В при питании от сети с заземленной нейтралью (проводится у машин с $U_n > 42$ В, работающих в опасных и особо опасных условиях, а также у всех машин с $U_n \geq 380$ В).

Программой испытаний машин постоянного тока после капитального ремонта предусмотрены следующие операции:

измерение сопротивления изоляции обмоток и бандажей;

испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты в течение 1 мин (значения испытательных напряжений приведены в табл. 6 приложения 9). Эти испытания не проводятся для машин мощностью до 200 кВт с напряжением до 440 В;

измерение сопротивления обмоток, реостатов и пускорегулирующих резисторов постоянному току в практически холодном состоянии. Значения сопротивлений обмоток возбуждения не должны отличаться от заводских значений более чем на 2% , обмотки якоря — 10% . В цепях реостатов и пускорегулирующих резисторов не должно быть обрыва цепей;

снятие характеристик холостого хода и испытание витковой изоляции. Характеристика холостого хода снимается у генераторов (максимальное напряжение — $1,3$ номинального; отклонение характеристики от заводской не нормируется). Продолжительность испытания витковой изоляции составляет 5 мин, а среднее напряжение между соседними коллекторными пластинами, если $2p > 4$, не должно превышать 24 В.

Контрольные вопросы

1. Как определить шаг равнокатушечной обмотки, если ей заменяют concentрическую обмотку?
2. Как восстановить изоляцию катушек, используемых повторно?
3. Почему при ремонте электрических машин не используют механизированные способы укладки обмоток из круглого провода?
4. Какие существуют способы пропитки обмоток? Назовите их преимущества и недостатки.
5. В каких случаях необходимо проводить балансировку роторов (якорей)?
6. Какие недостатки имеет обезличенная сборка?
7. Как производят сборку подшипников?
8. В каком объеме и с какой целью проводят послеремонтные испытания?

КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ БЕЗ РАЗБОРКИ АКТИВНОЙ ЧАСТИ

В отличие от электрических машин любой ремонт масляных трансформаторов, связанный с вскрытием бака, является капитальным. К капитальному ремонту относится ревизия (ремонт по типовой номенклатуре). Следует отметить, что трансформаторы большой мощности ремонтируют только по специальной для каждого трансформатора технологии, которая в данном учебнике не рассматривается. Классификация ремонта трансформаторов рассмотрена в подразд. 14.2.

18.1. Подготовка к капитальному ремонту

Перед капитальным ремонтом трансформаторов предварительно проводят ряд *организационно-технических мероприятий*, которые обеспечивают четкое выполнение ремонтных работ в кратчайшие сроки и включают: составление документации; подготовку помещения, грузоподъемных механизмов, оборудования и материалов; проведение необходимых испытаний и т. д. Кроме того, составляют ведомость объема работ, содержащую перечень и объем ремонтных работ и являющуюся исходным документом для определения трудозатрат, срока ремонта, необходимых материалов и т. д.

Помещение, в котором планируется производить ремонт, должно быть защищено от пыли и атмосферных осадков, оборудовано подъемными механизмами, электрощитом с подводкой электроэнергии, вентиляцией, должно отвечать противопожарным и санитарным требованиям. В этом помещении размещают бак трансформатора, его активную часть, стеллажи для демонтированных частей и деталей, слесарный верстак, маслоочистительную аппаратуру, материалы и др.

В ряде случаев приходится выполнять ремонт во временно сооружаемых помещениях, а в исключительных ситуациях — на открытых площадках с применением автокранов, электрических лебедок и других грузоподъемных устройств.

Для обеспечения безопасности работ подъемные механизмы к началу ремонта должны быть смонтированы и проверены. Грузоподъемность подъемных механизмов, стропов, тросов выбирают в соответствии с массой трансформатора, указанной на его щитке и в техническом паспорте.

При выемке из бака 1 (рис. 18.1, а) активной части 2 трансформатора подъемные механизмы подвешивают на такую высоту, при которой расстояние Γ от крюка до основания трансформатора не меньше суммы расстояний A , D , B , B . Размеры A и B определяют по каталогу или чертежу трансформатора, размер D принимают равным 100...150 мм, размер B соответствует выбранной длине стропов 3. Аналогичные мероприятия проводят при поднятии съемной части 4 (рис. 18.1, б).

Значительный объем подготовительных работ занимает подготовка масла. Масло и маслоочистительную аппаратуру доставляют ближе к ремонтной площадке, прокладывают маслопроводы, подготавливают емкости для слива старого масла, устанавливают и подключают маслоочистительную аппаратуру.

Также должны быть проверены и приведены в порядок пути для перекачки трансформатора в помещение, где будет производиться ремонт. После установки трансформатора для ремонта (до вскрытия бака) определяют изоляционные характеристики (для принятия решения о сушке) и испытывают масло из бака на электрическую прочность.

Прием трансформаторов в ремонт. Не все вышедшие из строя трансформаторы подвергаются ремонту. Не ремонтируют трансформаторы с магнитной системой из горячекатаной стали, оклеенной бумагой (из-за повышенных потерь холостого хода), с практически полностью вышедшей из строя магнитной системой (оплавление пластин, «пожар в стали»), а также со значительным повреждением баков, так как для большого по объему ремонта баков необходимо специальное оборудование, которым целесообразно оснащать электроремонтное предприятие.

При сдаче трансформатора в ремонт заказчик составляет наряд-заказ, в котором указывает область применения трансформатора; условия, в которых он эксплуатировался (характер нагрузок, наличие толчков и перегрузок, загрязненность воздуха и т. п.); специальные требования; дефекты и неисправности, имевшие место при эксплуатации (течь масла, повышенная температура

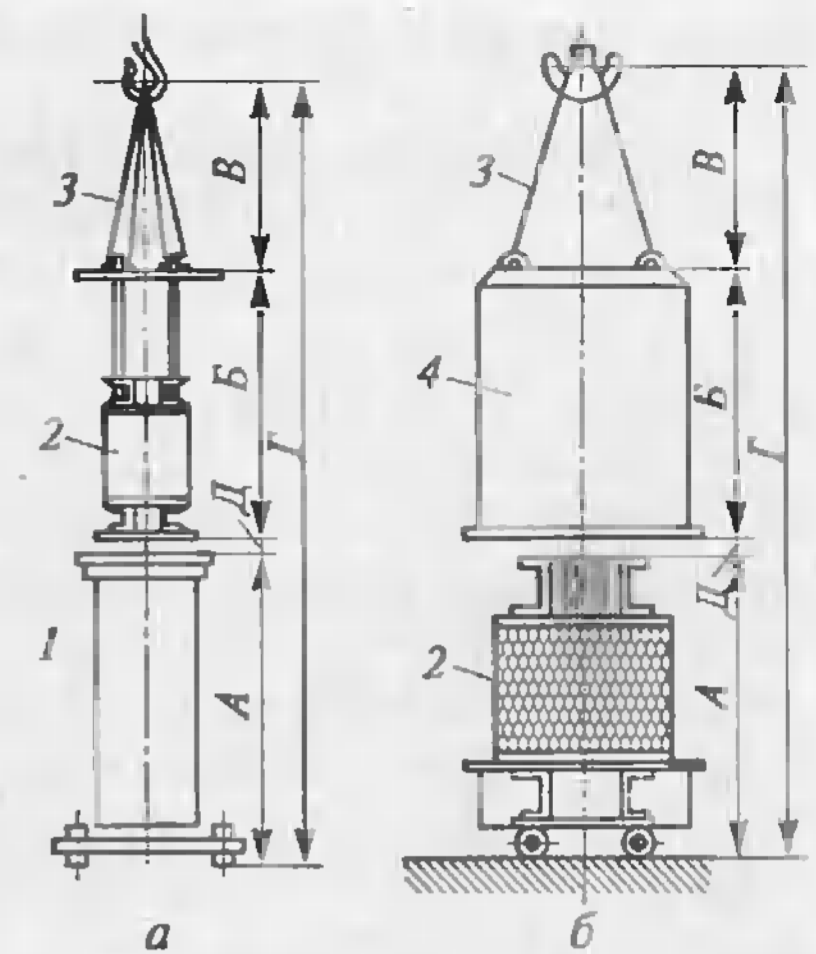


Рис. 18.1. Трансформатор:

а — с поднятой активной частью; б — с поднятой съемной частью бака; 1 — бак; 2 — активная часть трансформатора; 3 — строп; 4 — съемная часть

масла, потери и т. д.); виды и сроки ремонта, которым подвергался трансформатор, с указанием организации, выполнявшей ремонт.

Представители ремонтного предприятия знакомятся с технической и эксплуатационной документацией трансформатора (паспорт, акты об авариях, журналы ремонта, протоколы испытаний и т. п.), осматривают и проводят дефектацию трансформатора. Все сведения они заносят в соответствующие разделы ведомости осмотра и дефектации, после чего окончательно определяют требуемый объем ремонта. При ремонте с заменой обмоток оформляется заказ на поставку новых обмоток с предприятия-изготовителя, если ремонтное предприятие новые обмотки не изготавливает.

После этого проводят тщательный *внешний осмотр*, составляют опись внешних дефектов, подлежащих устранению при ремонте (течи арматуры, неплотности фланцев, течи в сварных швах, нарушение армировки изоляторов, сколы и трещины на фарфоровых вводах и т. д.); проверяют исправность маслоуказателя и термометра, после чего демонтируют термометр, термометрический сигнализатор, пробивной предохранитель, цепи сигнализации и защиты.

До начала разборки очищают наружную поверхность трансформатора, пользуясь при сильном загрязнении металлическими скребками, щетками и салфетками, смоченными в растворителе. Иногда очищают только крышку, а остальную поверхность очищают в ходе ремонта активной части.

При обнаружении утечек масла в сварных швах, фланцах или других соединениях для более точного определения дефекта сначала создают избыточное давление масла, а затем его полностью или частично сливают.

Если в день демонтажа наружных устройств активную часть из бака не вынимают, масло сливают до уровня верхнего ярма, чтобы изоляция и обмотки оставались в масле. Если ремонт намечено закончить за один прием или выявлена необходимость сушки активной части, то масло сливают полностью через нижний край бака с помощью насоса. У трансформаторов I и II габаритов масло сливают самотеком. Если масло можно использовать для дальнейшей эксплуатации, его сливают в чистый бак с герметически закрывающейся крышкой. Бракованное масло сливают в емкость для грязного масла.

При вскрытии трансформатор устанавливают таким образом, чтобы ось крюка подъемного механизма проходила через центр тяжести трансформатора. В этом случае при подъеме и опускании активная часть не задевает за стенки бака.

Разборку трансформаторов, на крышке которых смонтированы расширитель, предохранительная труба и другая арматура, производят в следующем порядке: сначала демонтируют газовое реле, затем предохранительную трубу и расширитель. Отверстия реле

закрывают временными глухими фланцами, закрепляя их освобожденными болтами. Реле укладывают на стеллаж или сразу отправляют в электротехническую лабораторию для проверки и испытаний. При демонтаже расширителя закрывают стекло маслоуказателя временным щитком из фанеры.

Для предотвращения попадания влаги в бак трансформатора и расширитель все отверстия расширителя и крышки бака закрывают глухими фланцами, используя для уплотнения старые резиновые прокладки. Работы по демонтажу крышки производят осторожно, чтобы не повредить фарфоровые вводы, стекла маслоуказателя и газового реле. Затем отвинчивают болты, крепящие крышку. После извлечения болтов из отверстий их укомплектовывают шайбами и гайками, укладывают в ведра или ящики и смачивают керосином.

Дальнейшая последовательность разборки определяется конструктивным исполнением трансформатора. Если активная часть механически связана с крышкой вертикальными шпильками, то отсоединяют разъем крышки от бака и вынимают активную часть из бака вместе с крышкой. Если крышка с активной частью не связана, то демонтируют все элементы, установленные на крышке (съемные вводы и привод переключателя ответвлений). Снятые фарфоровые изоляторы осматривают, обращая особое внимание на места сопряжения глазурированной поверхности с кулачками, прижимающими изолятор к крышке, проверяют наличие трещин или сколов. Все детали вводов и привода переключателя укладывают на предназначенные для них места. Грузоподъемным механизмом или вручную поднимают крышку, чтобы токоведущие шпильки вводов и вал переключателя вышли из отверстий. Затем отводят крышку от бака, чтобы грязь с нее не попала внутрь трансформатора.

Наиболее ответственной операцией является строповка и выемка активной части из бака. Для строповки на активной части имеются подъемные кольца (рымы). У трансформаторов мощностью до 400 кВ·А их два, у трансформаторов большей мощности — четыре. На подъемные кольца и крюк подъемного механизма надевают петли стропов, а в отверстия колец вставляют стальные стержни. При строповке активной части, связанной с крышкой, применяют стропы необходимой длины, чтобы шпильки не сгибались (рис. 18.2).

При каждом использовании подъемного механизма проверяют работу его тормоза и надежность строповки груза. Активную часть приподнимают над опорной поверхностью на 100...200 мм, несколько минут держат на весу, затем опускают на дно бака и уже затем поднимают до уровня, удобного для промывки активной части над баком.

Перед *промывкой* активную часть осматривают, обращая внимание на места отложения шлама и загрязнений в обмотках, в

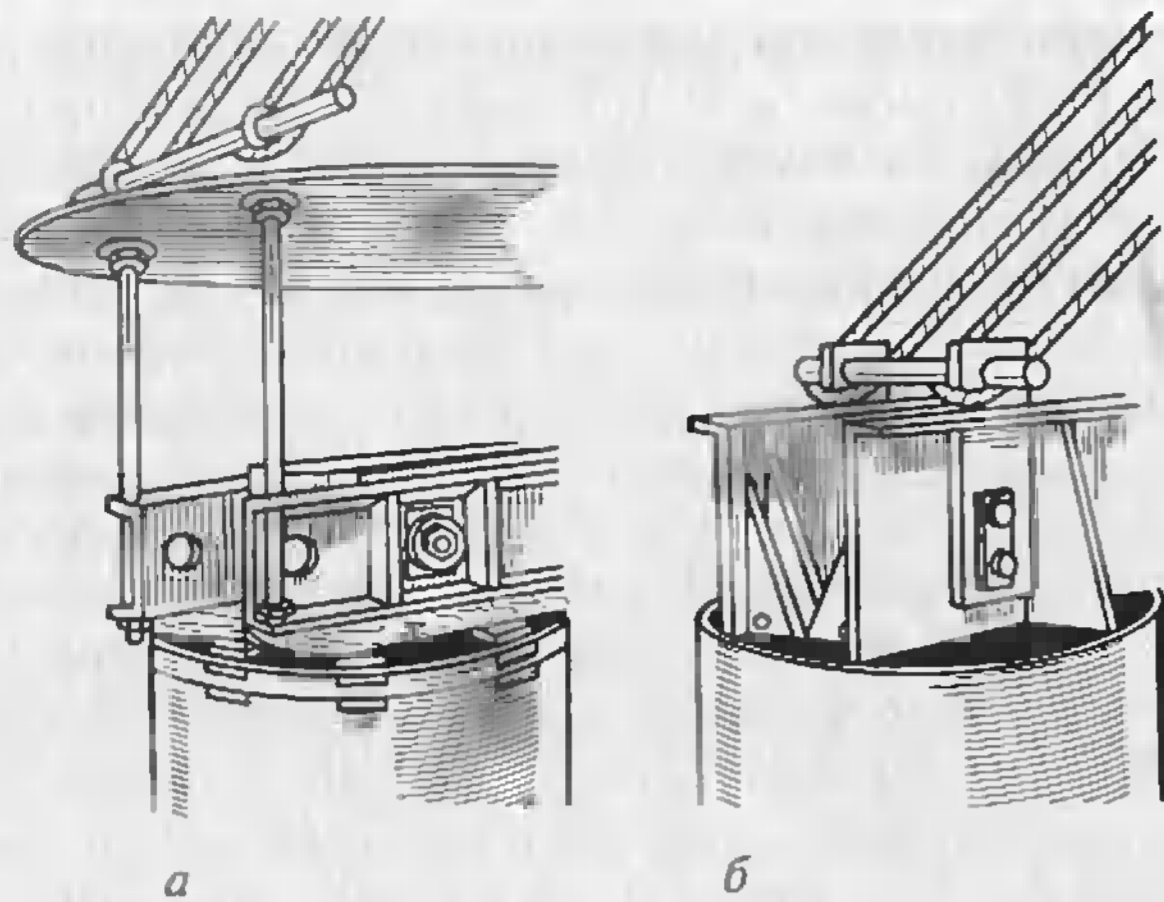


Рис. 18.2. Подъем активной части трансформатора:
а — за кольца; б — за планки

охлаждающих каналах и на активной стали. Большие скопления шлама свидетельствуют о наличии перегревов в этих местах. Результаты осмотра записывают в ведомость дефектов.

Активную часть промывают струей теплого чистого масла из шланга, проведенного от емкости, поднятой на высоту около 3 м над полом. Емкость, рассчитанная на 30...40 л, наполняется теплым маслом непосредственно перед промывкой. При этом стараются тщательно промывать масляные каналы обмоток и магнитной системы, а также другие доступные для промывки части трансформатора. После окончания промывки и стока масла активную часть полностью вынимают. Если подъемное устройство имеет возможность горизонтального перемещения, то активную часть транспортируют на заранее подготовленную площадку и опускают на деревянные бруски, размещенные в поддоне. Если такой возможности нет, то бак отодвигают в сторону и на его место ставят поддон, в который устанавливают активную часть.

18.2. Ремонт активной части трансформатора

Ремонт обмоток. При ремонте проверяют качество прессовки, отсутствие деформации, исправность паек и контактов в местах соединения отводов, а также состояние изоляции обмоток и отводов. Качество изоляции определяется ее физико-химическими свойствами: эластичностью, твердостью, упругостью, цветом. Изоляцию принято считать пригодной к дальнейшей эксплуатации, если она эластична, не ломается, не дает трещин при изгибе под углом 90° и имеет светлый цвет.

В настоящее время для изоляции, не пропитанной лаком, разрабатывается химический метод определения степени ее старения, основанный на изменении структуры целлюлозы под воздействием температуры, вибрации и электромагнитных сил.

В процессе эксплуатации трансформаторов происходит ослабление осевой прессовки обмоток, вызванное в основном усадкой бумажной изоляции из-за усыхания. Происходит также уменьшение осевых размеров обмоток и концевой изоляции от действия ударных сил при коротких замыканиях в процессе эксплуатации, а также вследствие некачественной сборки. Ослабленная прессовка обмоток может привести к их разрушению при коротких замыканиях, вызывающих значительные механические усилия. Ослабление прессовки легко обнаруживается при попытке перемещения рукой изоляционных деталей и прокладок (при слабой прессовке они сдвигаются с места). Для устранения этого дефекта в трансформаторах до III габарита обмотки 4 (рис. 18.3) подпрессовывают ярмовыми балками 2 и 5 путем подтяжки гаек 1 вертикальных шпилек 3.

При значительном ослаблении прессовки иногда ослабляют затяжку балок верхнего ярма и вертикальную стяжку между верх-

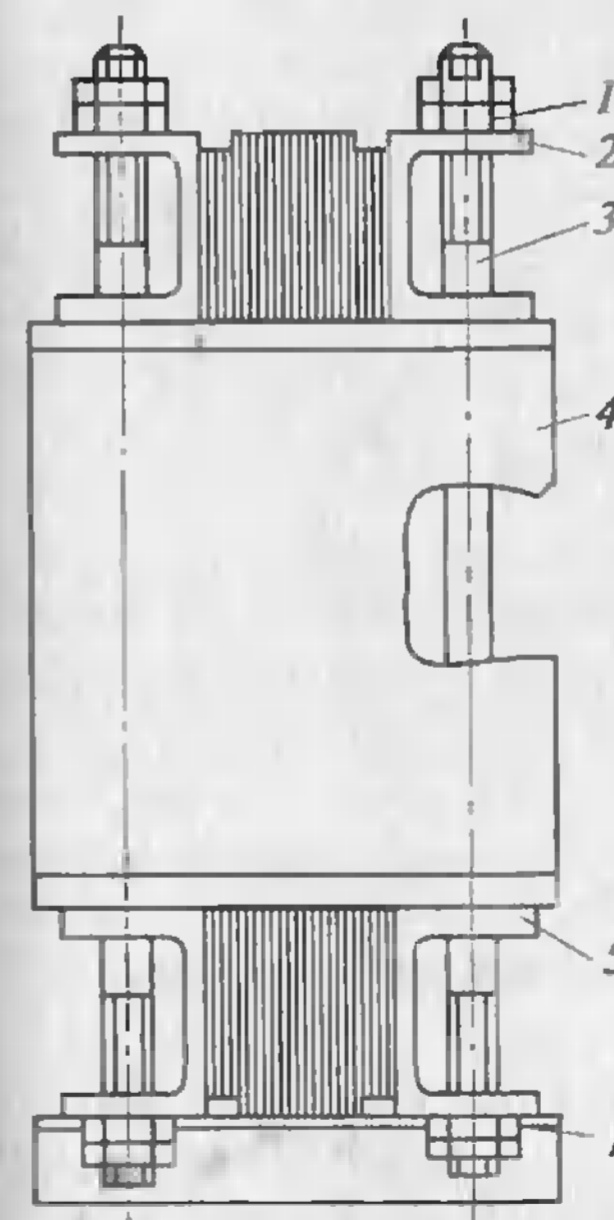


Рис. 18.3. Подпрессовка обмоток трансформатора ярмовыми балками:

1 — гайки; 2 и 5 — ярмовые балки;
3 — шпильки; 4 — обмотка

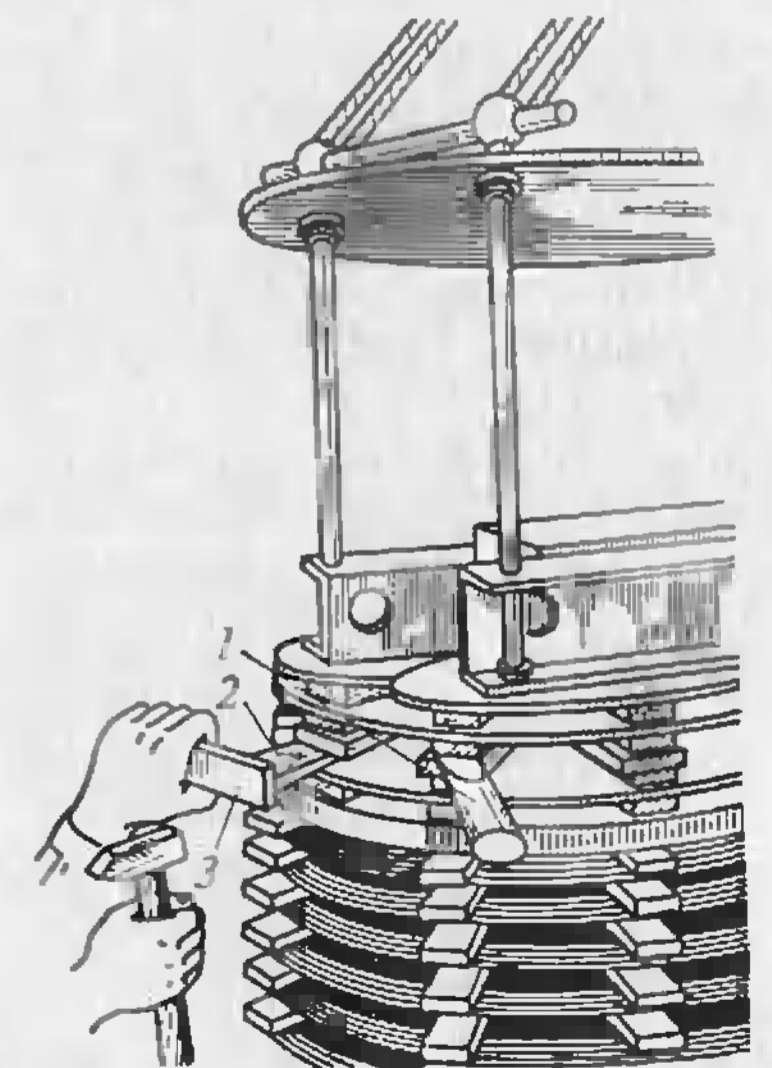


Рис. 18.4. Расклиновка обмотки трансформатора прессующими клиньями:

1 — вспомогательный клин; 2 — дополнительный деревянный клин;
3 — деревянный брусок

ними и нижними ярмовыми балками. При неодинаковых осевых размерах обмоток ВН и НН в обмотки закладывают дополнительную изоляцию в виде разрезных колец и прокладок, выравнивая их осевые размеры. Затем обмотки прессуют вертикальной стяжкой ярмовых балок. После окончательной прессовки обмоток и затяжки ярма мегомметром измеряют сопротивление изоляции стяжных шпилек.

Обмотки трансформаторов, не имеющих специальных прессующих устройств, подпрессовывают расклиновкой. В этом случае в верхней части обмоток между уравнивающей и ярмовой изоляцией забивают дополнительные изоляционные прокладки-клинья, которые изготовляют из предварительно высушенного прессованного электроизоляционного картона. Расклиновку производят равномерно по всей окружности обмотки обходя поочередно один ряд прокладок за другим (рис. 18.4). При значительном ослаблении прессовки расклинивание производят как сверху, так и снизу, причем раньше расклинивают нижнюю часть обмотки. Для расклинивания используют вспомогательный деревянный клин, который забивают между ярмовой и уравнивающей изоляцией. Это дает возможность забить в соседний ряд прокладок нужное число клиньев.

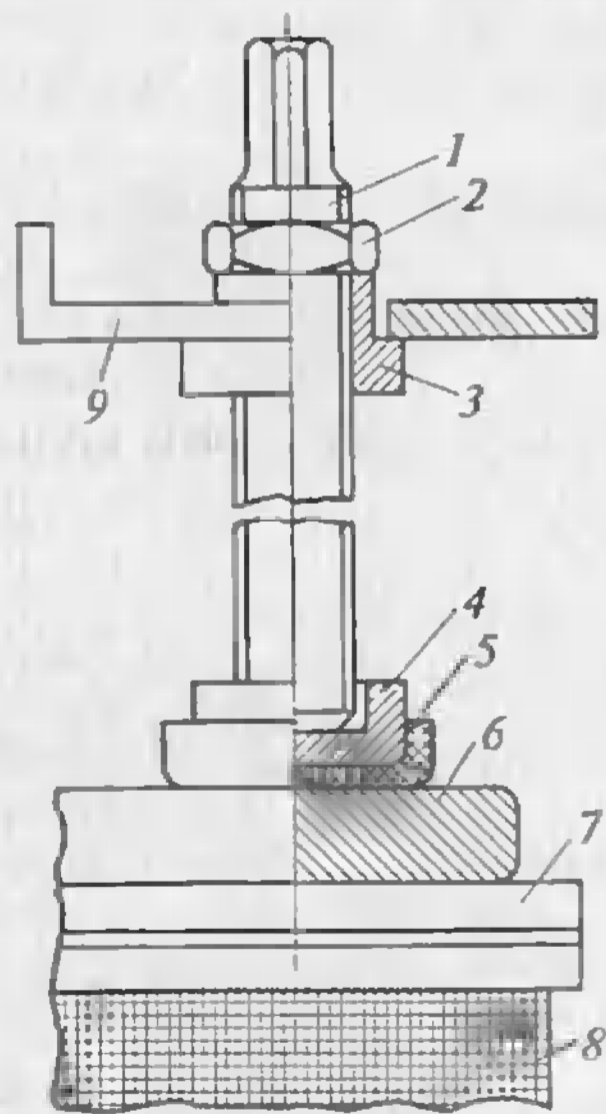


Рис. 18.5. Осевая прессовка обмоток кольцами и нажимными винтами:

1 — винт; 2 — гайка; 3 — стальная втулка; 4 — стальной башмак; 5 — пята; 6 — нажимное кольцо; 7 — изоляция; 8 — обмотка; 9 — полка

Осевую прессовку обмоток сухих трансформаторов мощностью более 160 кВ·А и масляных трансформаторов III габарита и выше выполняют нажимными стальными кольцами 6 (рис. 18.5) и винтами 1, установленными в полках 9 верхних ярмовых балок. На опорной изоляции 7 обмоток 8 установлено массивное стальное прессующее кольцо 6, имеющее разрыв во избежание образования короткозамкнутого витка. В полку верхней ярмовой балки вварены круглые стальные втулки 3, в которые ввинчивают нажимные винты 1. Стальное кольцо 6 изолируют от ярмовых балок пластмассовыми, текстолитовыми или изготовленными из прессованного электрокартона или специального пресс-порошка пятами 5 во избежание образования короткозамкнутого витка (через винты и ярмовую балку). Чтобы при завинчивании винта 1 давление не бы-

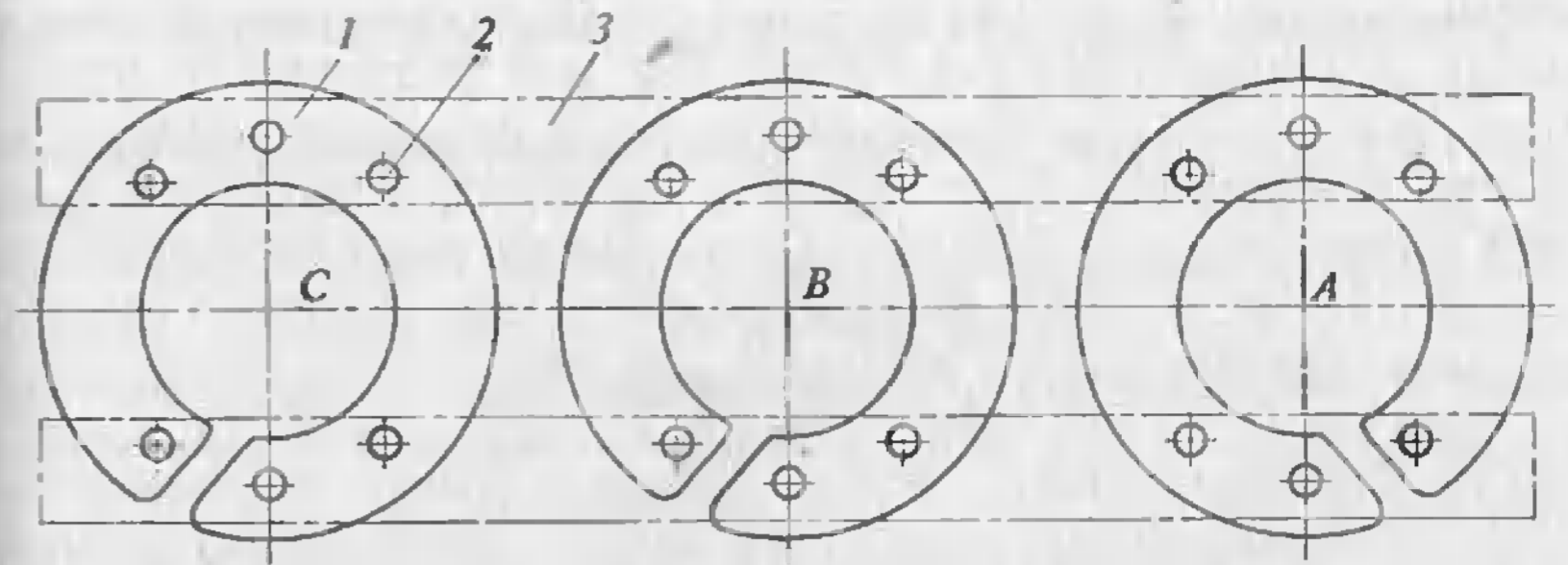


Рис. 18.6. Расположение прессующих колец в трехфазном трансформаторе при общей прессовке:

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

ло сосредоточенным и изоляционная пята 5 не продавилась, в нее вставляют стальной башмак 4. Самоотвинчивание винтов 1 в процессе работы трансформатора или при его транспортировании предотвращают установкой гаек 2, которые затягивают до отказа.

Для равномерной прессовки обмоток на каждое прессующее кольцо устанавливают 4...6 винтов (у более мощных трансформаторов их количество увеличивают). Для обмоток силовых трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно применяют в основном общую кольцевую прессовку, т.е. все обмотки, размещенные на стержне, прессуют одним общим кольцом. Для трансформаторов напряжением 220 кВ и более применяют отдельную прессовку обмоток — каждую обмотку прессуют своим кольцом. Расположение прессующих колец на обмотках трехфазного трансформатора при прессовке обмоток стержня одним кольцом показано на рис. 18.6. Каждое прессующее кольцо заземляют гибкой перемычкой, соединяющей его с ярмовой балкой (рис. 18.7).

В целях экономии металла, совершенствования конструкции и уменьшения добавочных потерь в настоящее время разработаны конструкции прессующих колец из древесно-слоистых пластиков.

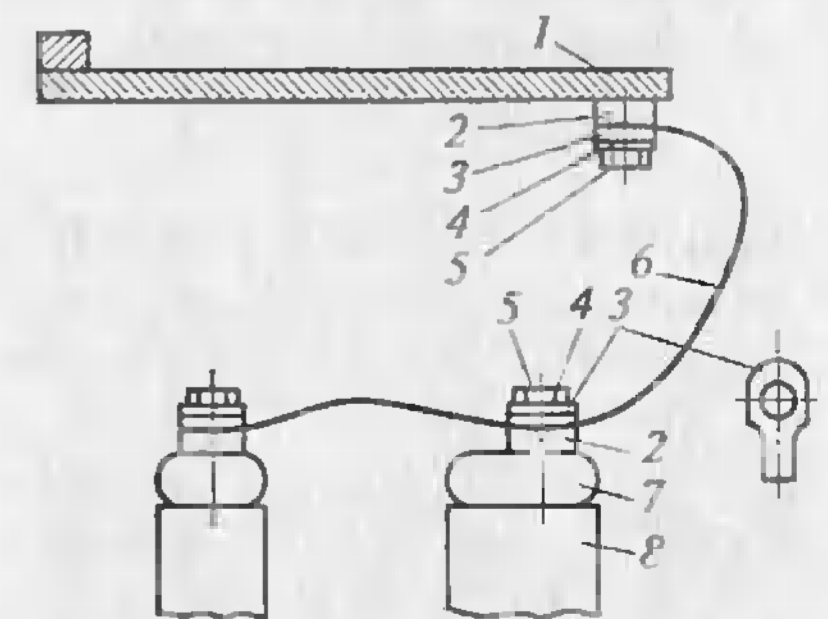


Рис. 18.7. Заземление прессующих колец при отдельной прессовке обмоток:

1 — полка ярмовой балки; 2 — бобышка; 3 и 4 — стопорная и пружинная шайбы; 5 — болт; 6 — заземляющая шинка; 7 — прессующие кольца; 8 — обмотки

Подпрессовку обмоток, имеющих нажимные винты и кольца, выполняют в такой последовательности: равномерно в перекрестном порядке ослабляют гайки, предотвращающие самоотвинчивание нажимных винтов, до отказа завинчивают винты и затягивают гайки; подтягивают крепления заземляющих перемычек, соединяющих прессующие кольца с ярмовыми балками. Заземляющие перемычки предварительно отсоединяют от ярмовых балок и измеряют сопротивление изоляции нажимных колец относительно ярмовых балок и магнитной системы.

В настоящее время разработаны различные конструкции автоматической прессовки, происходящей в процессе работы трансформатора. Наиболее эффективной из них является конструкция с гидropружинным запорным устройством (рис. 18.8). Это дешевое и простое в изготовлении устройство оправдало себя на мощных трансформаторах класса 110...220 кВ. Гидропружинное устройство конструктивно представляет собой два вставленных один в другой стальных взаимно подвижных цилиндра 2 и 3, заполненных трансформаторным маслом, и совмещенных со сжатой винтовой пружиной 4, расположенной снаружи цилиндров. При усадке изоляции обмоток подвижные цилиндры 2 и 3 под воздействием разжимающей пружины 4 раздвигаются и во внутреннюю их полость дополнительно засасывается из бака трансформатора

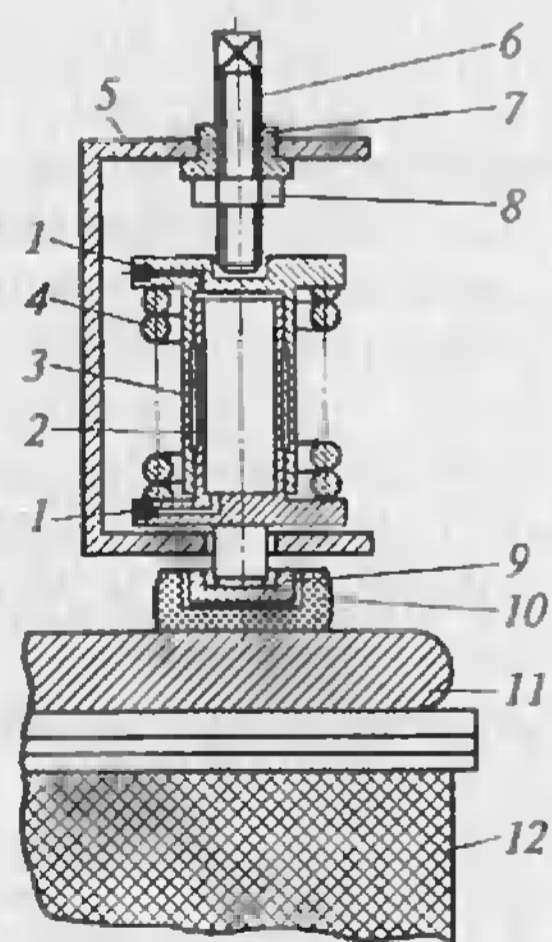


Рис. 18.8. Гидропружинное запорное устройство:

1 — ниппель; 2 и 3 — подвижные цилиндры; 4 — винтовая пружина; 5 — ярмовая балка; 6 — нажимной винт; 7 — гайка; 8 — контргайка; 9 — стальной башмак; 10 — текстолитовый башмак; 11 — кольцо; 12 — обмотка

необходимое количество масла (через отверстия нижнего и верхнего ниппелей). При коротком замыкании электродинамические усилия от обмоток 12 через стальной 9 и текстолитовый 10 башмаки передаются на гидродомкраты, давление масла в полостях цилиндров резко возрастает и масло запирается конусной частью ниппеля 1.

Гидропружинное устройство размещается между прессующим кольцом 11 и нажимными винтами 6. Возможны и другие варианты установки. На рис. 18.8 показана установка гидропружинного устройства в ярмовой балке 5. В процессе сборки в фасонные гайки 7 до упора в цилиндры 2 и 3 завинчивают нажимные винты 6 и навинчивают контргайки 8. Далее в про-

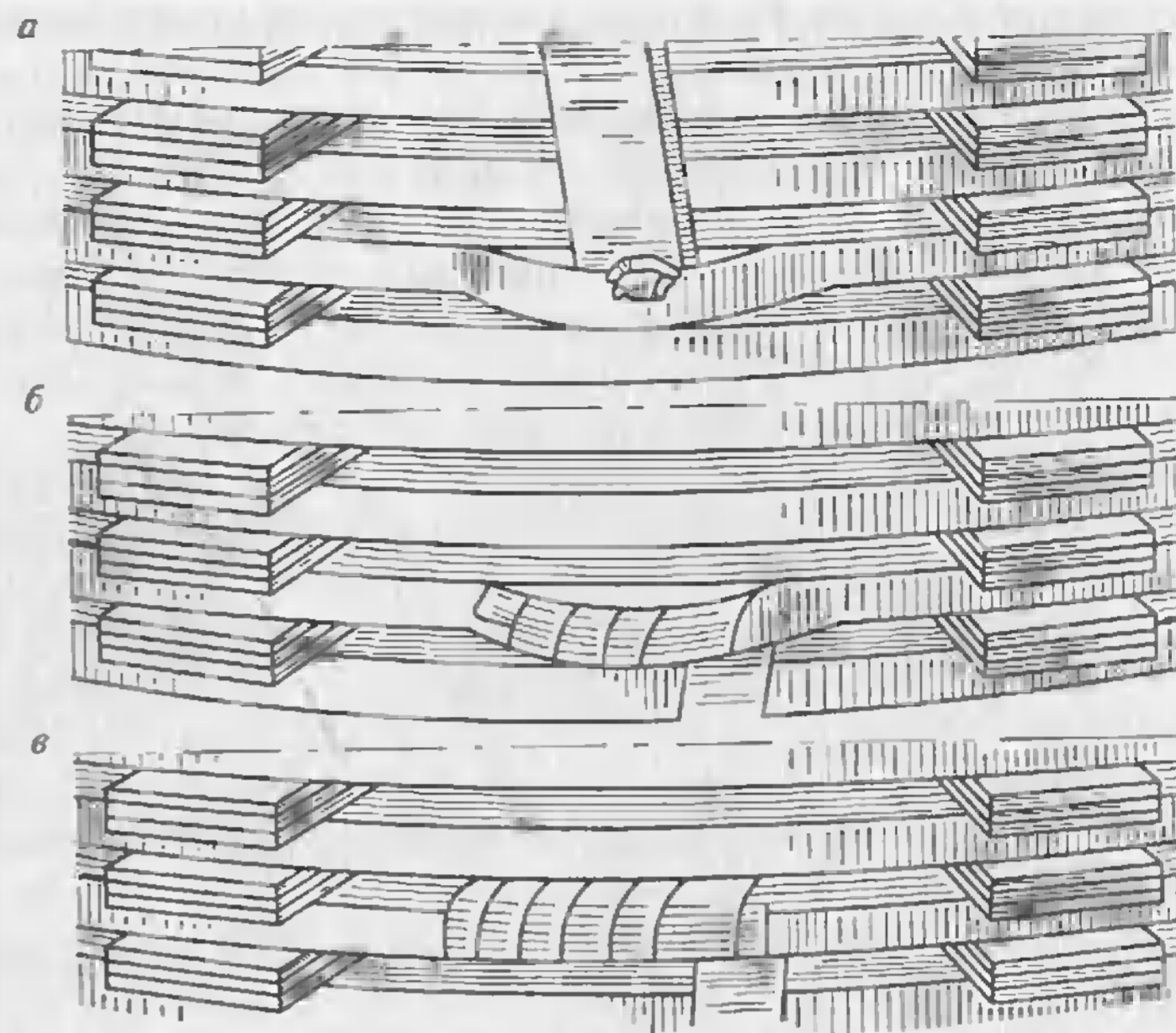


Рис. 18.9. Восстановление поврежденной витковой изоляции:

а — раздвигание витков клином; б — изолировка витка; в — наложение бандаж на катушку

цессе работы трансформатора подпрессовка происходит автоматически. Трансформаторное масло, которым заполнен резервуар гидропружинного домкрата, выдерживает очень большие ударные нагрузки. Масло служит хорошим амортизатором, поглощая энергию удара.

При ремонте обмоток осматривают витковую изоляцию и, если обнаруживают места повреждений, витки изолируют предварительно высушенной лентой из маслостойкой лакоткани, которую пропускают между витками. При достаточно хорошем качестве витковой изоляции крайние витки в месте дополнительного изолирования осторожно раздвигают электрокартонным клином для удобства пропуска ленты. В случае повреждения изоляции в удаленной части катушки между витками закладывают полоску из электрокартона толщиной 0,3...0,5 мм. В месте, где изоляция витка восстановлена, на катушку накладывают бандаж из тафтяной ленты вполуперекрышку. Операцию выполняют аккуратно, чтобы не повредить изоляцию других витков. На рис. 18.9 показана последовательность восстановления поврежденной изоляции витка.

Ремонт магнитной системы. Ремонт магнитной системы начинают с проверки чистоты вентиляционных каналов и отсутствия на их поверхности мест перегрева. Признаками местных перегре-

вов служат цвета побежалости (изменение цвета стали на желтый, фиолетовый, синий, серый и др.) и наличия продуктов разложения масла в виде черной спекшейся массы. У сухих трансформаторов вентиляционные каналы продувают сжатым воздухом, у масляных — промывают струей горячего трансформаторного масла.

Затем проверяют плотность прессовки активной стали ярм, качество изоляции пластин, сопротивление изоляции стяжных шпилек, состояние изоляции ярмовых балок относительно активной стали, состояние заземляющих перемычек между ярмовой балкой и магнитной системой, отсутствие мелких внешних дефектов.

Измерение сопротивления изоляции проводят с помощью мегомметра. Если сопротивление изоляции одной или нескольких шпилек значительно меньше, чем остальных, или равно нулю, отвинчивают гайки, извлекая шпильки из отверстий в ярме вместе с изолирующими их бумажно-бакелитовыми трубками, и осматривают их. При наличии на изоляционных трубках и шпильках признаков чрезмерного перегрева и при обнаружении замыкания листов активной стали (в результате осмотра отверстий в ярме с помощью переносной лампы) верхнее ярмо разбирают для устранения повреждений, а его пластины при необходимости подвергают переизоляции. Поврежденные шпильки и изоляционные трубки заменяют новыми.

Перед окончательной прессовкой ярма от прессующей балки отделяют заземляющую ленту и измеряют сопротивление изоляции ярмовых балок относительно активной стали, а также качество изоляции изоляционных прокладок, установленных между активной сталью и ярмовыми балками.

При хорошем качестве изоляции устанавливают на место заземляющую ленту, гайки стяжных шпилек затягивают до отказа и раскернивают их для предотвращения самоотвинчивания, а все деревянные или текстолитовые шпильки перевязывают тонкой бечевкой.

У магнитных систем бесшпильной конструкции подпрессовку ярм производят подтяжкой гаек на внешних шпильках, скобах и полубандажах. Проверяют качество изоляции полубандажей и отсутствие в их цепи замкнутого контура, измеряют сопротивление изоляции подъемных пластин (расположенных вдоль стержней) по отношению к активной стали.

При выполнении всех работ на магнитной системе обмотки должны быть тщательно закрыты для исключения попадания на них посторонних предметов.

Ремонт отводов. При осмотре отводов обращают внимание на их изоляцию и соединения (контакты). Признаком нарушения контакта отводов, работающих в масле, является потемнение изоляции, а также отложение на их поверхности черной спекшейся

массы. Обнаруженные дефектные соединения переплавляют и изолируют. Крепление отводов подтягивают планками, шпильками и гайками.

18.3. Ремонт переключающих устройств и механических узлов

Ремонт переключающих устройств. При ремонте устройств переключения без возбуждения (ПБВ) тщательно осматривают все контактные соединения переключателя и отводов; определяют плотность прилегания контактов, проверяя зазор между ламелями щупом; измеряют переходное электрическое сопротивление. Особое внимание обращают на состояние контактной поверхности. При наличии подгаров или оплавлений устройство заменяют (в зависимости от характера или степени повреждения устройство иногда восстанавливают). Для удаления налета, образующегося при работе в масле, контактную часть переключателя тщательно протирают технической салфеткой, смоченной в ацетоне или бензине. Остальную часть устройства промывают чистым трансформаторным маслом.

При ремонте переключающих устройств регулирования под нагрузкой (РПН) кроме общих работ по очистке, протирке и промывке наружных и внутренних поверхностей деталей и частей устройства проверяют контактные поверхности избирателя ступеней, контакторов и электрической части приводного механизма. Подгоревшие контакты избирателя, главные контакты контактора и привода тщательно зачищают и проверяют на плотность прилегания, после чего выясняют и устраняют причину подгорания.

Отказ в работе привода переключателя может быть вызван попаданием влаги из-за плохой герметичности дверцы шкафа, а также из-за значительных люфтов соединительных валов. Выявленные дефекты устраняют. Со дна бака контактора удаляют осадки, оставшиеся после слива масла, а также выполняют другие работы в соответствии с инструкцией по эксплуатации устройства РПН.

Ремонт вводов, бака, расширителя, радиаторов и других устройств, размещенных на баке. При ремонте вводы демонтируют с крышки, тщательно осматривают и проверяют состояние фарфоровых изоляторов, уплотняющих прокладок, исправность резьбы на токопроводящем стержне и гайках. Поврежденные фарфоровые изоляторы заменяют новыми, токопроводящие части и крепеж при обнаружении дефектов восстанавливают. После чистки и промывки ввод собирают, резиновые уплотнения, как правило, заменяют новыми.

На крышках трансформаторов до III габарита включительно вводы, переключающие устройства, краны и другие части крепят шпильками. Поэтому после чистки и протирки крышки все шпильки осматривают и при необходимости ремонтируют. При установ-

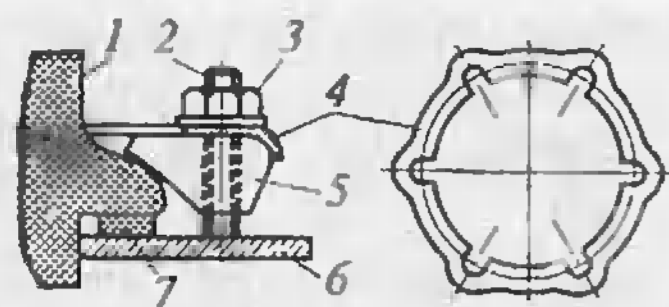


Рис. 18.10. Крепление ввода к крышке кулачками:

1 — изолятор; 2 — шпилька; 3 — гайка; 4 — фланец; 5 — кулачок; б — крышка; 7 — прокладка

ке и креплении вводов соблюдают особую осторожность. Вводы должны стоять без перекосов и иметь равномерную затяжку, что достигается перекрестным подтягиванием гаек.

У трансформаторов I... III габаритов изолятор ввода прижимают кулачками 5 (рис. 18.10) с помощью шпилек 2, приваренных непосредственно к крышке б. При сборке на приклеенную к крышке прокладку 7 устанавливают изолятор 1, надевают на шпильки кулачки, а на них фасонный (стопорный) фланец 4 и навинчиванием на шпильки гайки 3 притягивают изолятор к крышке.

В трансформаторах IV... VIII габаритов кулачки прижимают к изолятору болтами, вворачиваемыми в промежуточный фланец, приваренный к крышке. Последовательность монтажа следующая: на фланец с прокладкой устанавливают изолятор, затем кулачки с фасонным фланцем, через кулачки пропускают болты и вворачивая их в резьбовые отверстия фланца, крепят ввод к крышке.

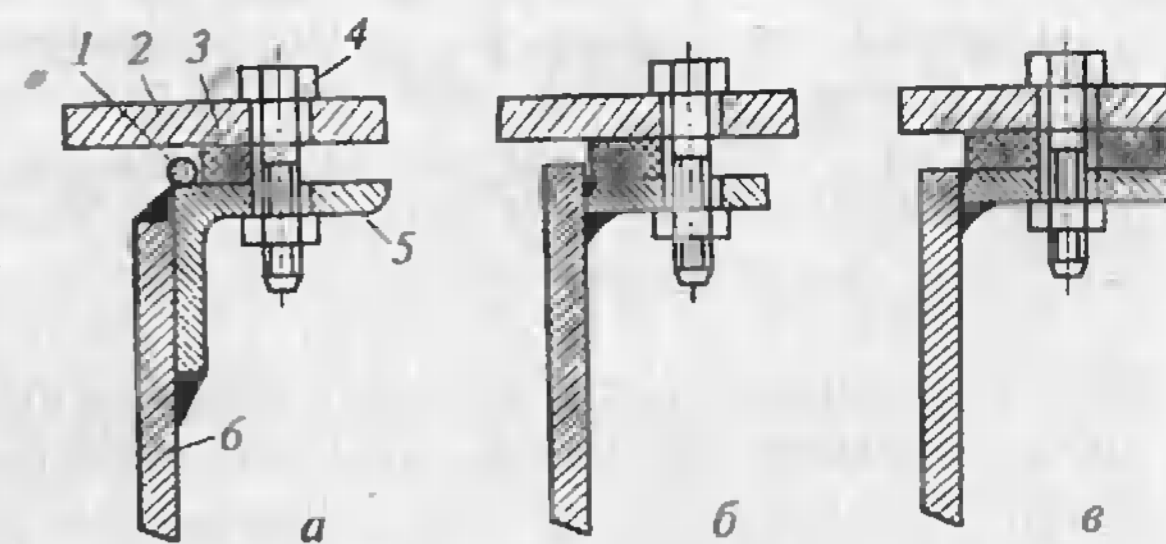
Бак должен быть отремонтирован к окончанию ремонта активной части. При ремонте из бака полностью сливают масло, демонтируют размещенные на стенках устройства, протирают внутреннюю и наружную поверхности. Если при осмотре бака были обнаружены места течи масла, трещины или дефекты в местах сварки, их устраняют с помощью электросварки. При сварочных работах стенки бака насухо протирают, строго соблюдая правила противопожарной безопасности. С борта рамы и фланцев демонтированных устройств удаляют негодные уплотняющие прокладки и тщательно очищают поверхности, на которых они были установлены.

Баки трансформаторов снабжены кранами вентиляного типа. Ремонт кранов выполняют в такой последовательности: вывинчивают болты крепления вентиля к баку, разбирают, чистят и промывают детали вентиля керосином, заменяют сальниковую набивку. Если вентиль после сборки и испытания не обеспечивает необходимую плотность, то притирают его посадочные поверхности. Сборку вентиля производят в порядке, обратном разборке. Затем по размеру фланца вырезают резиновую кольцевую прокладку и устанавливают кран на старое место. Загрязненное масло спускают через сливное отверстие в дне бака. Пробку сливного отверстия уплотняют льняным волокном, пропитанным бакелитовым лаком.

Для уплотнения крышки 2 (рис. 18.11, а... в) болтами 4 на борт бака укладывают уплотняющую прокладку 3. Чтобы при затяжке болтов уплотняющая прокладка не выдавливалась внутрь бака,

Рис. 18.11. Установка прокладки:

а... в — способы установки; 1 — стальной пруток; 2 — крышка бака; 3 — уплотняющая прокладка; 4 — болт; 5 — рама бака; б — стенка бака



применяют различные способы ее установки. На рис. 18.11, а показан способ, при котором вдоль всего периметра рамы 5 приваривают стальной пруток диаметром 4... 5 мм. Аналогичный способ изображен на рис. 18.11, б, но роль прутка выполняет стенка бака, выступающая над плоскостью рамы. В отдельных случаях изготавливают сплошную прокладку 3 из рулонной резины и закрепляют ее так, как показано на рис. 18.11, в. Такое уплотнение встречается в трансформаторах старых выпусков.

При изготовлении прокладок из ленточной резины стыки полосок склеивают и размещают так, чтобы они находились между отверстиями рамы бака. На рис. 18.12 показан один из наиболее распространенных способов соединения прокладок встык и даны размеры стыка в зависимости от толщины прокладки.

При ремонте расширителя осматривают его внутреннюю поверхность, верхняя часть которой при работе длительное время соприкасается с теплым (иногда и влажным) воздухом и поэтому подвержена коррозии. Если коррозия незначительна, расширитель промывают и несколько раз ополаскивают чистым маслом. При большой коррозии ржавчину удаляют стальными щетками и красят внутреннюю поверхность расширителя эмалью 624С или 1201. Для удобства ремонта и окраски в боковых стенках расширителей имеются люки.

Пробки, отстойник и маслоуказатель чистят и промывают керосином, а резиновые прокладки и сальниковые уплотнения заменяют новыми. Из отстойника расширителя спускают остатки загрязненного масла. Затем промывают отстойник чистым маслом и заменяют уплотнение на пробке спускного отверстия.

Одновременно с ремонтом бака и его арматуры ремонтируют радиаторы (охладители), предохранительную трубу, осушитель воздуха, термосифонный фильтр и их краны. Ремонт этих устройств в основном включает те же операции, что и ремонт бака: чистку, промывку, проверку на отсутствие течи, изготовление и замену уплотняющих прокладок, окраску, замену сальниковой набивки в кранах и уплотнений пробок.

Радиаторы при ремонте опрессовывают гидравлическим прессом. При обнаружении течей внутреннюю поверхность радиатора

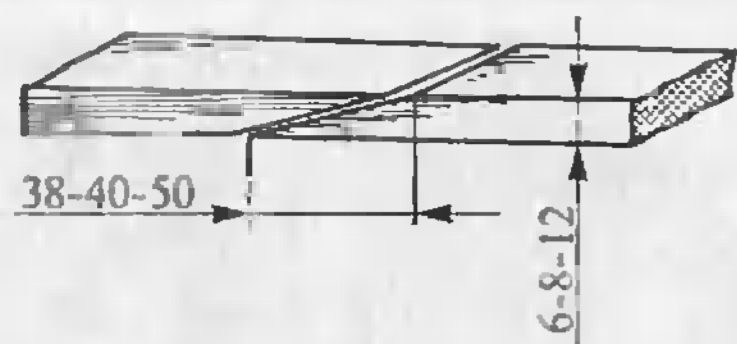


Рис. 18.12. Соединение резиновой прокладки встык

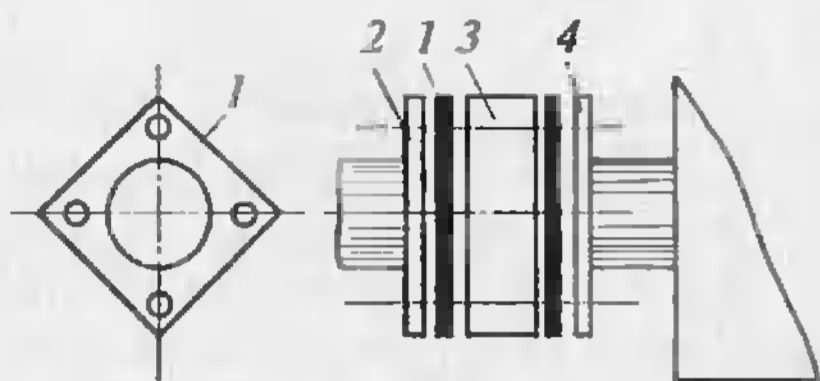


Рис. 18.13. Установка уплотняющих прокладок на фланцах радиатора: 1 — прокладка; 2 — фланец радиатора; 3 — кран; 4 — фланец патрубка бака

ном и фланцем 4 патрубка бака. Прокладку вырезают по размерам крана из листовой маслостойкой резины толщиной 8... 10 мм. Отверстия в прокладке пробивают специальной просечкой.

Если при ремонте радиаторов и термосифонных фильтров производилась сварка, то их испытывают избыточным давлением масла на герметичность. Как правило, в термосифонном фильтре и осушителе воздуха заменяют силикагель.

18.4. Заключительные операции при капитальном ремонте

Установка активной части в бак. После ремонта крышки, укомплектования ее вводами и другой арматурой, присоединения всех отводов активную часть трансформатора тщательно обтирают (за исключением обмоток, которые только промывают маслом) и окончательно осматривают. Измеряют сопротивление изоляции обмоток и стяжных шпилек, после чего переходят к предварительным испытаниям, которые позволяют оценить состояние изоляции трансформаторов. При значительном отклонении характеристик изоляции от нормированных активную часть подвергают сушке. Если при испытании дефектов не обнаружено и изоляция не увлажнена, активную часть устанавливают в бак.

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

Активную часть трансформаторов мощностью до 250 кВ·А после установки в бак крепят угольниками и скобами, приваренными к

отпаривают, промывают горячей водой, заваривают трещины электросваркой и вторично опрессовывают. Если течи нет, радиатор промывают горячим маслом и закрывают патрубки глухими фланцами на резиновых прокладках. В таком виде они хранятся до момента установки на бак. Если при первой опрессовке течь в радиаторах не обнаруживают, их ставят на козлы в наклонное положение и с помощью фильтр-пресса тщательно промывают горячим трансформаторным маслом. На каждый патрубок радиатора устанавливают по две прокладки 1 (рис. 18.13): одну между фланцем 2 радиатора и радиаторным краном 3, другую — между краном

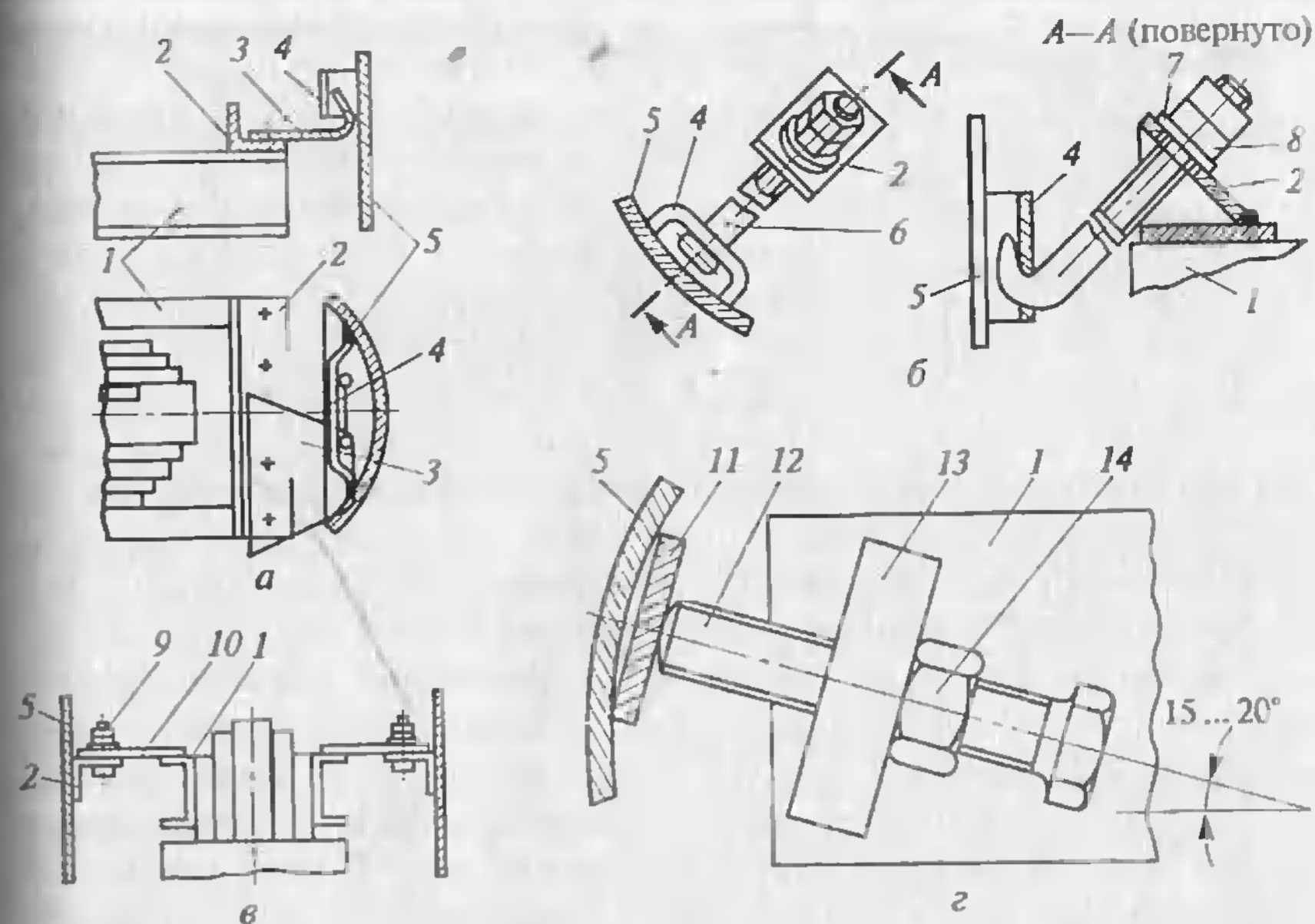


Рис. 18.14. Крепление активной части в баке:

а — массой до 0,7 т; б — массой от 0,7 до 3,1 т (вариант I); в — массой от 0,7 до 3,1 т (вариант II); z — массой от 3,1 до 30 т; 1 — верхняя яровая балка; 2 — приваренный к балке угольник; 3 — фасонная пластина; 4 — скоба; 5 — стенка бака; 6 — крюк; 7 — шайба; 8 — гайка; 9 — болт; 10 — четыре пластины; 11 — упорные пластины стенок бака; 12 — распорный винт; 13 — пластина с резьбовым отверстием; 14 — контргайка

стенке бака и яровым балкам; мощностью 400... 1600 кВ·А и более — скобами и крюками, сопряженными с яровыми балками и стенками бака; мощностью 2500 кВ·А и более — стопорными винтами, которые одними концами ввинчены в стаканы, приваренные к стенкам бака, а другими упираются в распорные пластины, установленные на яровых балках (рис. 18.14).

После установки активной части в бак и затяжки болтов крышки с помощью центрифуги или фильтр-пресса трансформатор заполняют сухим чистым маслом несколько выше уровня верхнего ярма. Температура заливаемого масла должна быть не ниже 10 °С. Чтобы воздух мог выйти из бака при заполнении его маслом, одно из отверстий в крышке держат открытым, защитив его от случайного попадания посторонних предметов.

Установка расширителя, газового реле и других устройств. После установки крышки и заливки активной части маслом монтируют все наружные узлы, в том числе расширитель, газовое реле, предохранительную трубу и другие устройства (рис. 18.15). При этом все уплотняющие прокладки заменяют новыми.

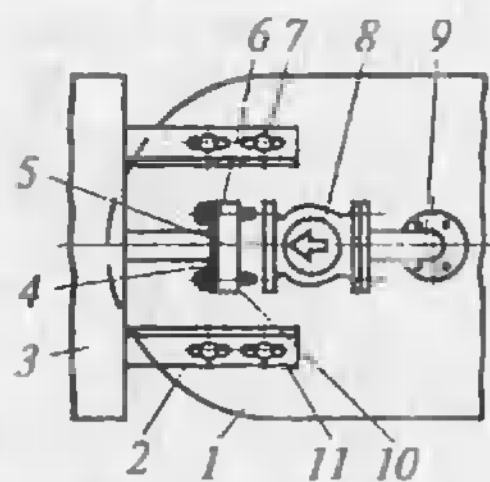


Рис. 18.15. Установка расширителя и газового реле:

1 — крышка бака; 2 — кронштейн; 3 — расширитель; 4 — фланец патрубка расширителя; 5 — плоский кран; 6 — прокладка; 7 — болты; 8 — газовое реле; 9 — патрубок крышки; 10 — прокладка; 11 — продольные отверстия в кронштейнах

Газовое реле устанавливают после предварительной проверки в лаборатории его поплавковой системы, электрических цепей и герметичности. Кроме того, проверяют работу крана маслопровода, соединяющего расширитель с баком.

Приборы для измерения температуры монтируют после предварительной их проверки и транспортирования трансформатора на место установки.

Испытание трансформатора на герметичность. После полной сборки трансформатор доливают маслом из той же партии, из которой осуществлялось заполнение бака, и испытывают на герметичность. При этом для сообщения бака с наружным воздухом и заполнения устройств маслом открывают кран, установленный между газовым реле и расширителем, вывертывают верхнюю пробку расширителя, все воздушные винты и пробки на вводах, радиаторах, термосифонных фильтрах и других устройствах, где они предусмотрены. Когда масло начинает просачиваться, пробки и винты ввертывают и уплотняют (пряжами асбеста). Затем масло доливают до нормального уровня в расширителе (по маслоуказателю).

Часто доливку масла совмещают с контрольным испытанием герметичности трансформатора. Для этого в пробку расширителя или крышки устанавливают трубу с воронкой (рис. 18.16). Высота уровня масла в воронке над крышкой составляет для трансформаторов с трубчатыми и гладкими баками 1,5 м, а с волнистыми (гофрированными) и радиаторными — 0,9 м, высота над верхней точкой расширителя соответственно — 0,6 и 0,3 м. Такой уровень масла выдерживают в течение 3 ч. Трансформатор считают выдержавшим испытание, если за это время не обнаруживают просачивания и утечки масла. Если возникшие течи удалось устранить подтяжкой уплотнений, то с этого момента выдерживают уровень масла 3 ч, после чего испытание заканчивают.

При ремонте баков и радиаторов иногда пользуются гидравлическим прессом для испытания избыточным давлением. После проверки герметичности масло спускают через нижний кран до нормального уровня, наблюдая за работой маслоуказателя. Если он исправен и сообщается с расширителем обоими патрубками, то

Рис. 18.16. Испытание трансформатора на герметичность:

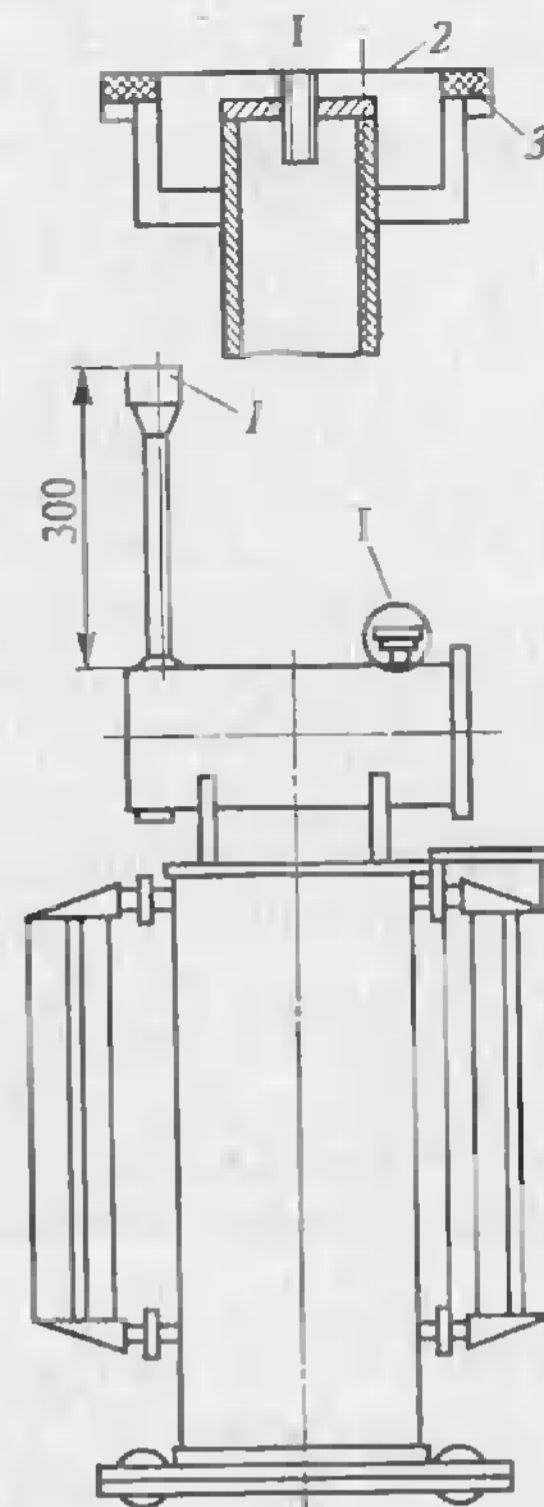
1 — труба с воронкой; 2 — крышка масляного затвора; 3 — шайба

уровень масла в стекле понижается плавно, без срывов и всплесков.

После полного выделения из масла воздуха (через 8...10 ч после доливки) берут пробу масла для сокращенного химического анализа и испытания на электрическую прочность.

По завершении полной сборки и испытания на герметичность наружную поверхность трансформатора покрывают антикоррозионными и маслостойкими эмалями светлых тонов, которые наносят на очищенную поверхность. При этом вводы и приборы обертывают бумагой, чтобы предохранить их от попадания краски.

После окончания ремонта трансформатор подвергают контрольным испытаниям в следующем объеме: испытание трансформаторного масла на электрическую прочность, измерение характеристик изоляции (R_{60} , R_{60}/R_{15} , емкостные характеристики и $\lg \delta$ изоляции), испытание главной изоляции приложенным напряжением, измерение сопротивления обмоток постоянному току.



Контрольные вопросы

1. По какому признаку можно классифицировать ремонт трансформаторов?
2. Какие организационно-технические мероприятия необходимо выполнить перед проведением ремонта?
3. В какой последовательности выполняются основные виды работ до начала ремонта активной части трансформатора?
4. Какие операции выполняют при ремонте обмоток (без разборки активной части)?
5. Как проводят ремонт магнитной системы трансформатора?
6. Какие основные работы проводят при ремонте переключающих устройств и отводов?
7. Как производится опускание активной части в бак и заливка его маслом?
8. Какие испытания проводят после сборки трансформатора?

КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ С РАЗБОРКОЙ АКТИВНОЙ ЧАСТИ

В процессе капитального ремонта с разборкой активной части технология ремонта обмоток и магнитной системы, а также последующая сборка должны быть максимально приближены к заводским. Обязательными для этого вида ремонта является сушка активной части трансформатора и очистка масла. После капитального ремонта в соответствии с ПЭЭП выполняют комплекс испытаний, по результатам которых составляют протокол испытаний, являющийся основным документом отремонтированного трансформатора. При сдаче отремонтированного трансформатора заказчику составляют приемосдаточный акт, в котором перечисляются все выполненные работы и даются рекомендации по использованию трансформатора в части специальных требований (параллельной работы, несимметричных режимов и др.).

19.1. Дефектация трансформатора

В ходе осмотра активной части трансформатора, ее отдельных элементов и деталей измеряют магнитную систему, обмотки, изоляционные расстояния и т.д., составляя эскиз активной части трансформатора (рис. 19.1). Кроме того, заполняют карту обмеров, в которой фиксируют также результаты промежуточных испытаний в процессе ремонта отдельных узлов трансформатора. Во избежание ошибок при измерениях все замеры необходимо сопоставлять с общими размерами магнитной системы.

При дефектации в собранном виде в объем капитального ремонта входят полная или частичная замена обмоток и главной изоляции, ремонт магнитной системы с полной или частичной переизолировкой пластин, реконструкция или замена отдельных устройств, системы охлаждения, устройств переключения ответвлений и т.п.

При капитальном ремонте приходится разбирать активную часть трансформатора. До ее разборки трансформатор демонтируют в последовательности, которая описана в гл. 18.

После расшихтовки верхнего яра снимают обмотки и изоляцию. При необходимости переизолировки пластин магнитную систему разбирают. После разборки трансформатора производят дефектацию его частей, определяя, какие узлы и детали подлежат ремонту, а какие следует заменить на новые.

Каждому трансформатору, принятому в ремонт, присваивается ремонтный номер, в соответствии с которым при разборке маркируют все части, вновь устанавливаемые на трансформатор после ремонта. До разборки устанавливается комплектность трансформатора, а на все недостающие части составляют отдельный список, который прикладывают к ведомости осмотра и дефектации.

Для выявления течи масла осматривают бак, отмечая мелом места протечек. Затем определяют состояние вводов. К дефектации в собранном виде относятся и предварительные электрические испытания, необходимые для определения наличия повреждений и их характера: отбор пробы масла для испытания его электрической прочности и сокращенного химического анализа; измерение характеристик изоляции.

При разборке трансформатора каждый узел или деталь, демонтированные с него, дефектируют и определяют объем ремонтных работ, который необходимо выполнить для их последующей установки на трансформатор.

Рассмотрим последовательность работ и технологические операции с момента выемки активной части из бака (для трансформаторов II и III габаритов).

При осмотре активной части определяют состояние изоляции обмоток и отводов, качество прессовки обмоток, отсутствие деформаций и других повреждений обмоток. Бумажную изоляцию проверяют на отсутствие повреждений и определяют ее механическую прочность, условно разделяя на эластичную (1-й класс прочности, при сгибе вдвое не ломается), твердую (2-й класс проч-

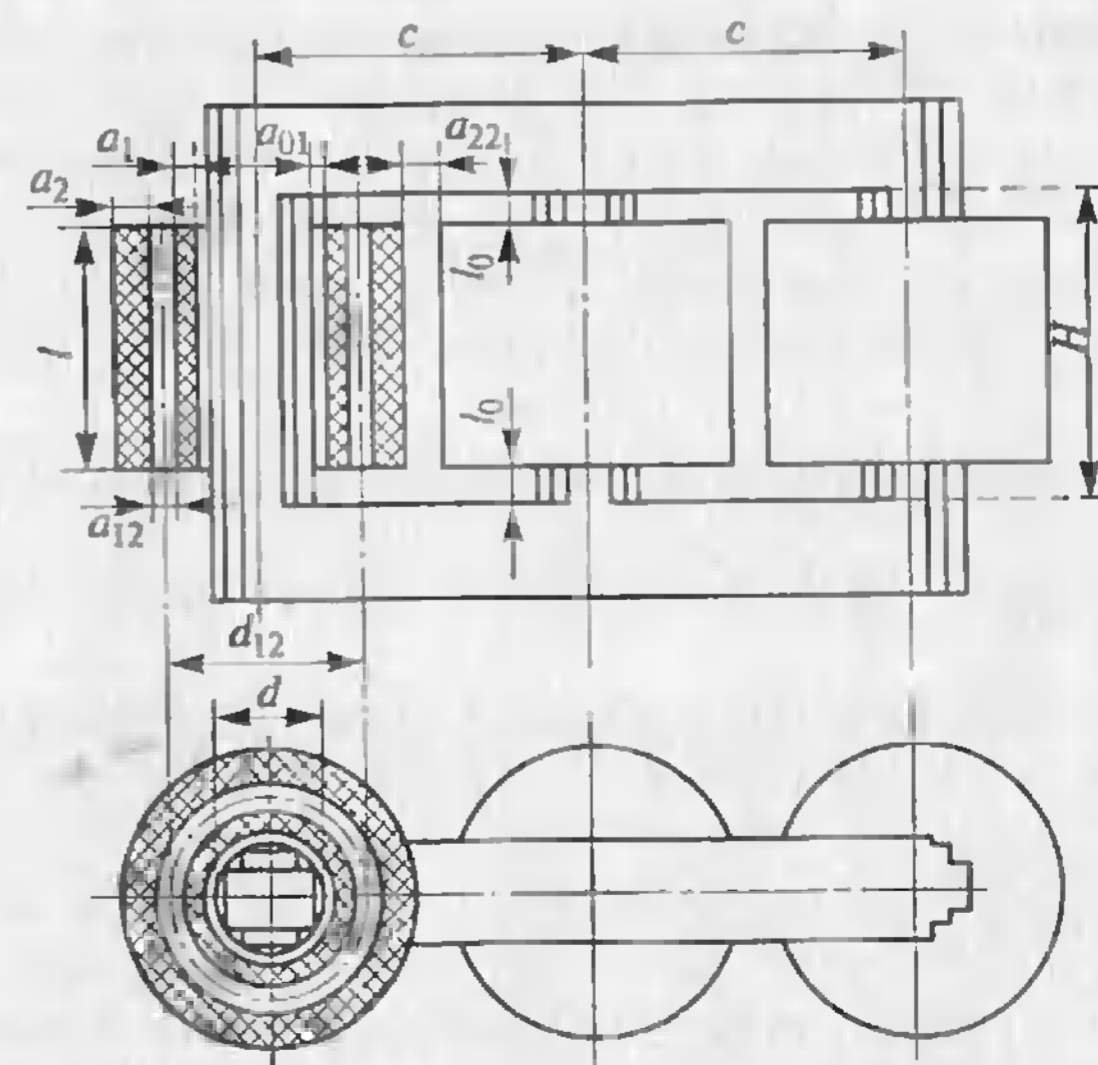


Рис. 19.1. Эскиз активной части трансформатора

ности, при сгибе вдвое образуются трещины), хрупкую (3-й класс прочности, при сгибе вдвое изоляция ломается) и ветхую (4-й класс прочности, при сгибе до прямого угла изоляция ломается).

Определяют также состояние главной изоляции, отсутствие деформаций обмоток и смещения витков. В зависимости от конструкции и причин возникновения дефектов может быть рассмотрен вопрос о полном изменении конструкции обмоток и главной изоляции.

Осматривают и фиксируют в ведомости дефектов состояние отводов, переключателя ответвлений, контактов и паек, стяжных шпилек и их изоляции, проверяют исправность заземления магнитопровода, отсутствие короткозамкнутого контура в магнитной системе и выполнение условий, исключающих его образование. Если активная часть подлежит разборке, то перед демонтажем отводов выполняют эскиз их размещения и крепления планками.

По результатам дефектации активной части окончательно устанавливают объем ремонта трансформатора. При хорошем состоянии обмоток и магнитопровода активную часть ремонтируют в объеме, рассмотренном в гл. 18. При необходимости (по состоянию изоляции) активная часть может подвергаться сушке.

Если объем ремонта требует полной дефектации, определяют размеры обмоток и их частей, отдельные изоляционные расстояния, размеры изоляционных цилиндров, число витков в отдельных катушках, конструкцию и состояние внутренних обмоток, а также конструкцию и состояние всей внутренней изоляции (от обмотки до стержня и между обмотками).

При дефектации важно правильно определить размеры провода и число витков в обмотках. При отсутствии технического паспорта на трансформатор число витков в обмотке фазы можно определить при помощи контрольной обмотки, намотанной на изоляционный цилиндр из мягкого электрокартона поверх комплекта обмоток трансформатора. Для исключения ошибок при дефектации производятся расчетная проверка и сопоставление полученных данных.

19.2. Демонтаж активной части трансформатора

Демонтаж крышки и отводов. Демонтаж крышки бака рассмотрен в предыдущей главе. При осмотре вводов определяют возможность их повторного использования. Если нет местных повреждений (прогары, растрескивания, сползание изоляции), отводы демонтируют (в месте соединения с обмоткой отвод очищают ножом от изоляции, при большом сечении отпаивают отвод с помощью специальных клещей с угольными электродами). Если все отводы имеют хорошую изоляцию и не нуждаются в замене, их снимают вместе с несущей деревянной рамной конструкцией, что позволяет сократить объем работ при сборке.

Перед отсоединением отводы маркируют (с обозначением вводов и зажимов переключателя). Вводы и переключатель ответвлений демонтируют до или после отсоединения крышки от активной части.

Расшихтовка верхнего ярма, демонтаж обмоток и изоляции. Разборку активной части начинают с распрессовки обмоток и верхнего ярма. Ярмовые балки со стороны ВН и НН не являются взаимозаменяемыми (рис. 19.2), поэтому перед съемом их маркируют. В процессе расшихтовки верхнего ярма по первым вынутым пластинам устанавливают качество их изоляции и необходимость ее восстановления. Как правило, весь демонтированный комплект пластин верхнего ярма укладывают в контейнер, который отправляют к лакировальной установке.

Приступая к демонтажу обмоток и изоляции, уже можно оценить их состояние и принять решение об их использовании после устранения неисправностей. Если обмотки не заменяют, а только ремонтируют или снимают для устранения неисправностей в магнитной системе (стержне или нижнем ярме), то детали главной изоляции снимают, осматривают, устраняют небольшие дефекты и используют в дальнейшем. При повреждении хотя бы одной из обмоток в большинстве случаев демонтируют со стержней все обмотки, так как металлические оплавления и копоть, возникшие под действием электрической дуги, осаждаются на всех обмотках и изоляции.

Обмотки, имеющие большую массу, снимают специальным съемным приспособлением. При ремонте, например, трансформаторов I и II габаритов оно представляет собой двухлучевую траверсу, позволяющую не только снимать и насаживать обмотку, но и транспортировать ее (рис. 19.3). Съемник имеет выдвижные лапы и держатели обтянутые резиной. Лапы съемника заводят под об-

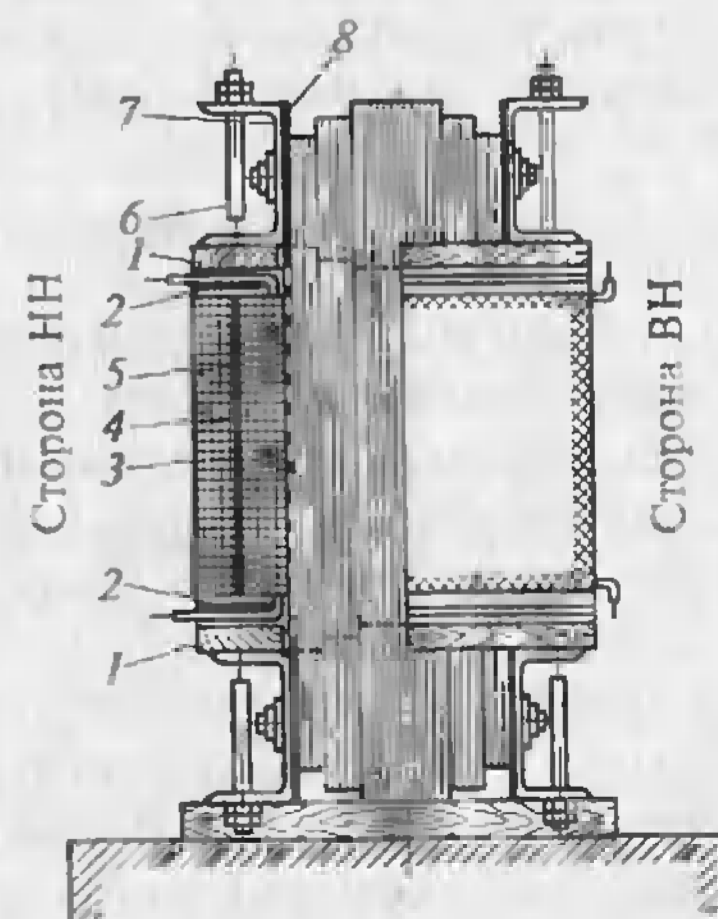


Рис. 19.2. Активная часть трансформатора (вид сбоку):

1 — уравнивающая изоляция; 2 — ярмовая изоляция; 3 и 4 — обмотки ВН и НН; 5 — изоляционные цилиндры; 6 — вертикальные стяжные шпильки; 7 — верхняя ярмовая балка; 8 — изоляционная прокладка

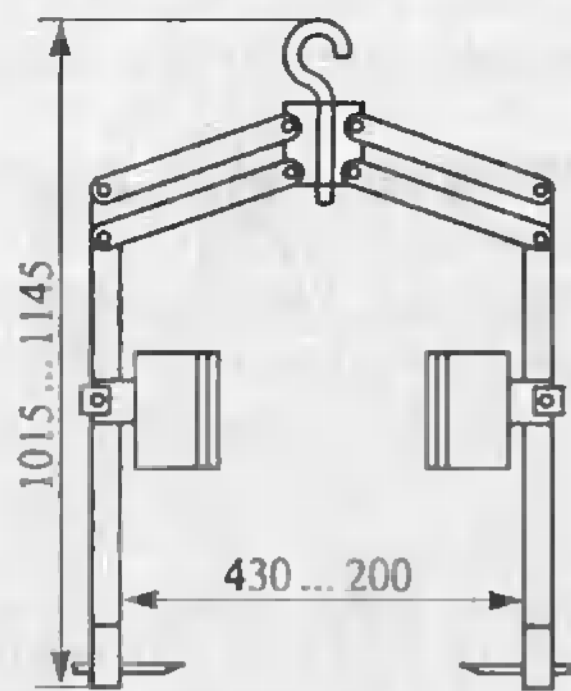


Рис. 19.3. Съемник обмоток для трансформаторов I и II габаритов

мотку так, чтобы они не задевали за соседнюю обмотку и ее изоляцию. Приспособления для съема и насадки обмоток трансформаторов IV... VII габаритов делают трехлучевыми (с тремя тягами) под углом 120°.

После демонтажа обмоток снимают со стержня нижнюю ярмовую и уравнительную изоляцию, электрокартонный цилиндр и деревянные клинья внутренней обмотки. Если из-за длительной работы и износа изоляции обмотки подлежат замене, то обычно заменяют и деревянные детали.

19.3. Ремонт обмоток и магнитной системы трансформатора

Ремонт обмоток трансформатора. Если при сильном нажатии пальцем изоляция разрушается, должен быть решен вопрос о замене обмоток. В ряде случаев при аварийных повреждениях обмоток, связанных с выгоранием проводов и изоляции в зоне виткового замыкания, производят частичную перемотку обмоток. При ремонте с обмоточного провода удаляют старую изоляцию, после чего его отжигают, рихтуют и переизолируют.

Для удаления старой изоляции и отжига обмотку разматывают на отдельные бухты, которые нагревают в закрытой печи при температуре 500...600 °С. При этом изоляция обгорает и снимаются внутренние упругие напряжения в меди — она становится «мягкой». Чтобы провод не спутался при обжиге, бухты бандажируют проволокой и устанавливают на специальные стойки.

При ремонте применяют также способ механического удаления старой изоляции. В этом случае провод протягивают через устройство, в котором изоляцию разрезают в продольном направлении, очищают скребками и рихтуют. Рихтовку осуществляют протягиванием через систему стальных роликов, после чего провод перематывают на барабаны, которые должны иметь диаметр не менее 400...500 мм во избежание значительных перегибов провода.

Концы провода соединяют внахлест электропайкой серебряным припоем. Места паяк опиливают, зачищают наждачной бумагой, после чего провод изолируют на специальных бумагоплеточных станках (рис. 19.4). С помощью натяжного устройства 4 про-

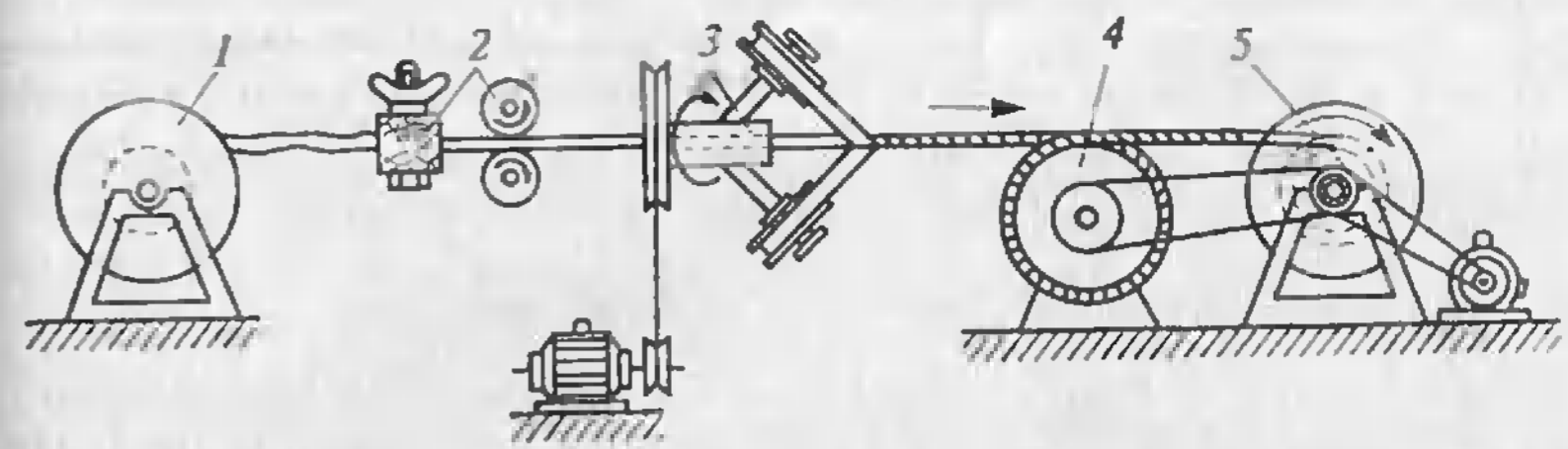


Рис. 19.4. Бумагоплеточный станок:

1 и 5 — барабаны; 2 — рихтовочное устройство; 3 — бумагообмотчик; 4 — натяжное устройство

вод с барабана 1 протягивается через рихтовочное устройство 2, состоящее из системы стальных роликов, расположенных вертикально и горизонтально, проходит через вращающийся вокруг него бумагообмотчик 3 и далее наматывается на барабан 5.

Перед частичной или полной перемоткой обмоток предварительно заготавливают необходимые изоляционные детали и материалы (выравнивающие бумажно-бакелитовые кольца, рейки для каналов между слоями, полосы электрокартона, бумажно-бакелитовые цилиндры, бортики и т. д.). Технология изготовления обмоток должна соответствовать заводской.

После намотки винтовые и непрерывные обмотки имеют увеличенный по сравнению с расчетным осевой размер, поэтому их стягивают стальными плитами и шпильками, сушат и прессуют до получения требуемой высоты. На верхней плите устанавливают пружины (обычно тарельчатого типа), под действием которых обмотки автоматически подпрессовываются по мере высыхания и усадки изоляции. Между плитами и торцами обмоток против колонн прокладок устанавливают деревянные подставки.

В стационарных заводских условиях обмотки сушат под вакуумом в специальном термошкафу, а при индивидуальном ремонте — без вакуума, в шкафу с электроподогревом или в закрытом металлическом баке, нагреваемом индукционной обмоткой. После сушки в течение 10...15 ч при 100...105 °С обмотки дополнительно прессуют, равномерно подтягивая гайки на шпильках стяжных плит до получения заданного осевого размера.

Чтобы придать обмоткам монолитность и достаточную механическую прочность, обмотки трансформаторов I и некоторые обмотки II габаритов, а также все слоевые обмотки после сушки и окончательной стяжки пропитывают лаком МЛ-92 методом погружения и запекают. Для улучшения качества пропитки перед погружением в лак обмотки подогревают до 50...70 °С. Длительность пропитки зависит от размеров, конструкции и напряжения обмотки и колеблется в пределах 15...40 мин. Когда излишек лака стечет, пропитанную обмотку для запекания помещают в термо-

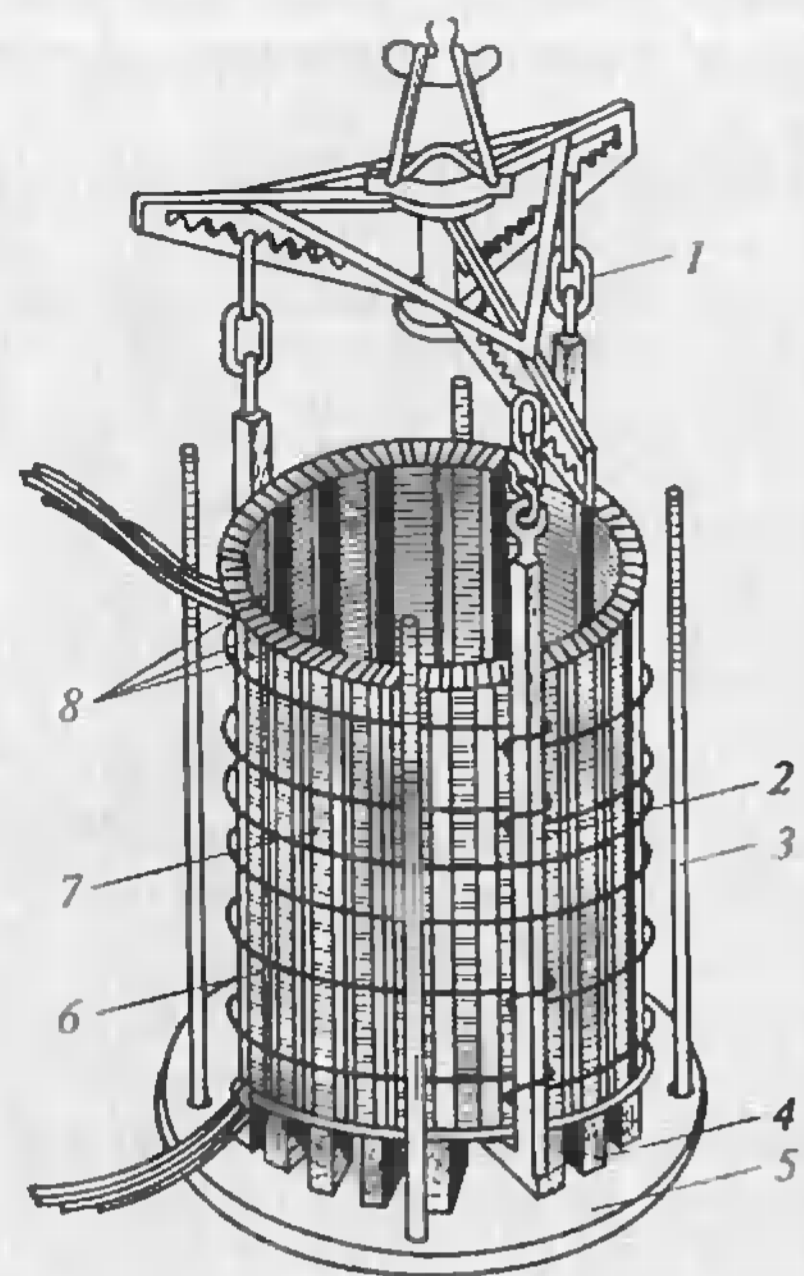


Рис. 19.5. Подъем обмотки:

1 — траверса; 2 — подъемная лапа; 3 — стяжная шпилька; 4 — нижняя опорная деревянная прокладка; 5 — нижняя стальная плита для стяжки обмотки; 6 — веревка для крепления лап к обмотке; 7 — обмотка; 8 — вертикальные рейки обмотки

шкаф, где выдерживают при температуре 100... 105 °С в течение 10... 12 ч.

Для обеспечения механической прочности обмоток, изготавливаемых без пропитки и запекания, их витки укладывают более плотно за счет усиления натяжения обмоточного провода и прошивают наружными рейками.

После сушки обмотки спрессовывают специальным прессом и отделывают: обрезают выступающие части реек, клиньев и концы изоляционных лент, подби-

вают выступающие переходы проводов, обрезают и укладывают концы обмоток в соответствии с чертежом, выравнивают столбы прокладок. После отделки и окончательной спрессовки обмотки стягивают стальными рамами (рис. 19.5), в которых их транспортируют и хранят до установки на магнитную систему.

Ремонт магнитной системы трансформатора. Только после демонтажа обмоток оказывается возможным провести окончательную дефектацию и определить объем ремонтных работ магнитной системы. После очистки стержней и нижнего ярма от загрязнений, шлама и копоти проверяют качество и механическую прочность изоляции пластин магнитной системы, а также изоляцию ярмовых балок и пластин.

Пластины с лаковым покрытием не должны спекаться, а лаковая пленка не должна отделяться от них при воздействии неострым предметом. Магнитную систему считают годной для дальнейшей сборки и работы, если на стяжных шпильках и пластинах стали нет признаков повреждений, а состояние их изоляции хорошее. При обнаружении мелких дефектов производят частичный ремонт без полной разборки магнитопровода.

Подный ремонт магнитной системы представляет собой трудоемкий процесс и включает следующие операции: установка магнитной системы в горизонтальное положение; разборка и расшихтовка стержней и нижнего ярма; отбраковка и ремонт пластин;

изготовление новых пластин; сборка и испытание магнитной системы. Разборка магнитных систем производится в горизонтальном положении (для трансформаторов III и IV габаритов на специальном металлическом кантователе).

В большинстве случаев при ремонте магнитной системы ограничиваются перезолировкой пластин верхнего ярма. Каждая перешихтовка верхнего ярма приводит к увеличению потерь холостого хода на 5... 8 % (при полной переборке магнитной системы это увеличение достигает 25 %). Поэтому стремятся по возможности устранить повреждения магнитной системы без ее разборки.

Удаление старой изоляции пластин производят механическим (на зачистных станках с движущимися стальными щетками или вручную кордовыми лентами или щетками) или химическим (в ванне с 10... 15 % раствором едкого натра, нагретого до 80... 90 °С, с последующей промывкой в горячей воде и сушкой горячим воздухом) способом. Для снятия с пластин бумажной изоляции ее отпаривают в горячей воде с последующей сушкой или обжигают. Пластины вновь изолируют на лакировальной установке (рис. 19.6). После лакирования и запекания пластины должны иметь равномерный темно-коричневый цвет, а их поверхность должна быть ровной и гладкой без подтеков. В процессе лакирования периодически проверяют толщину пленки, электрическое сопротивление изоляции пластин и состав лака. Магнитную систему трансформаторов средней мощности обычно шихтуют в две (иногда в три) пластины. В каждом конкретном случае количество пластин может отличаться и уточняется при разборке. Пластины укладывают ровно, без перекосов, выступов и набегания одной пластины на другую. Неровности и большие зазоры в стыках подбивают в процессе шихтовки подбойками из фибры.

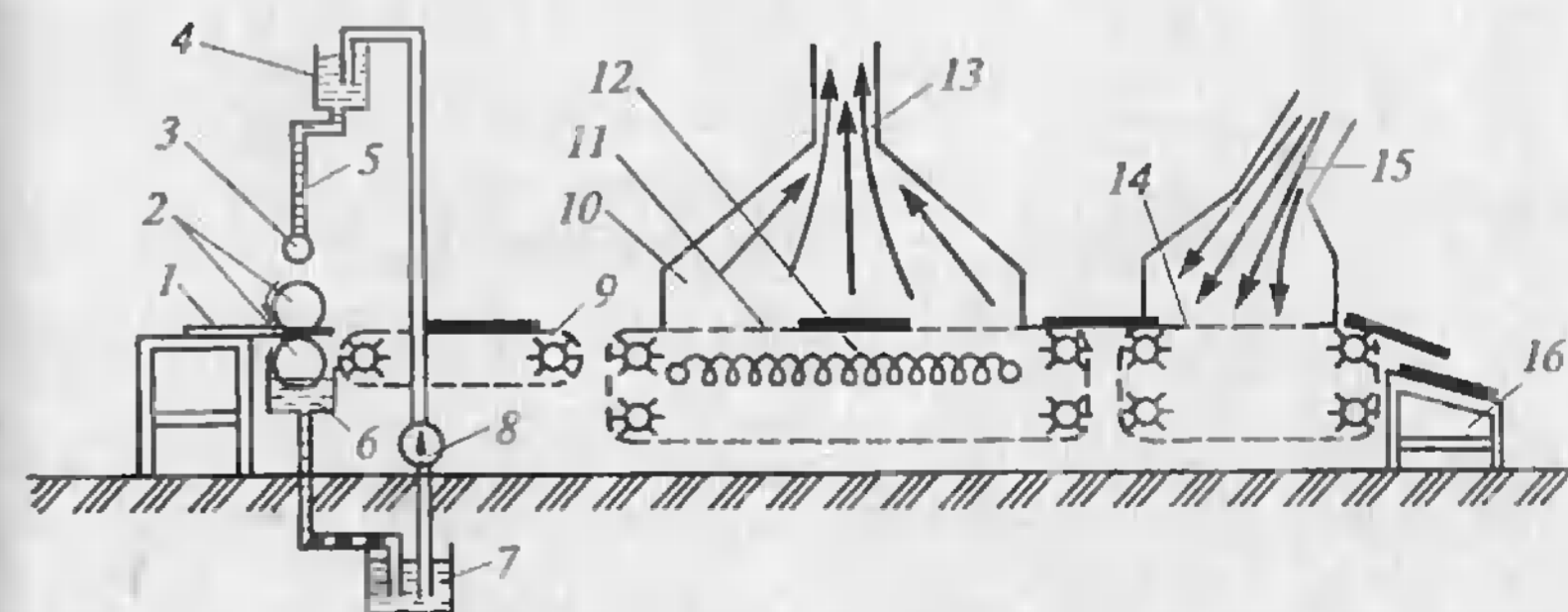


Рис. 19.6. Лакировальная установка:

1 — пластина; 2 — резиновые вращающиеся валики; 3 — трубка с отверстиями; 4 — расходный бачок с лаком; 5 — трубка; 6 — ванночка; 7 — бачок; 8 — насос; 9 — транспортер; 10 — конвейерная печь; 11 — рабочая часть транспортера; 12 — электрическая печь; 13 и 15 — трубы; 14 — транспортер; 16 — приемный стол

Для контроля правильности укладки пластин периодически измеряют расстояние по диагонали между отверстиями (при стяжке шпильками). Толщину пакетов измеряют штангенциркулем, перекосы и вертикальность оправок проверяют угольником. При ремонте трансформаторов с разборкой остова старую стяжку стержней стальными бандажами и сквозными шпильками заменяют на стяжку стеклобандажами, которые устанавливают с помощью специального механизма, показанного на рис. 19.7.

Бесшпилечные системы, так же как и стянутые шпильками, укладывают, разбирают и собирают с помощью кантователя. Распрессовка осуществляется снятием стяжных внешних коробок и полубандажей с ярм, разрубкой и снятием бандажей со стержней. Технология восстановления пластин аналогична описанной ранее.

Сборка магнитной системы требует большого внимания и аккуратности, так как пластины не фиксируются оправками и качество их укладки зависит от тщательности выполнения работ. Каждый пакет пластин толщиной 15...20 мм выравнивают киянкой и проверяют шаблоном правильность сборки. После укладки всех пластин в уступы пакетов стержней закладывают изготовленные из бука планки и рейки в том же порядке, в котором они находились до разборки, и временно закрепляют их на стержнях киперной лентой. Затем магнитную систему спрессовывают струбцинами, цепными или временными ленточными бандажами. Вначале спрессовывают стержни, потом ярма. После опрессовки поочередно снимают временные прессующие приспособления и устанавливают постоянные бандажи.

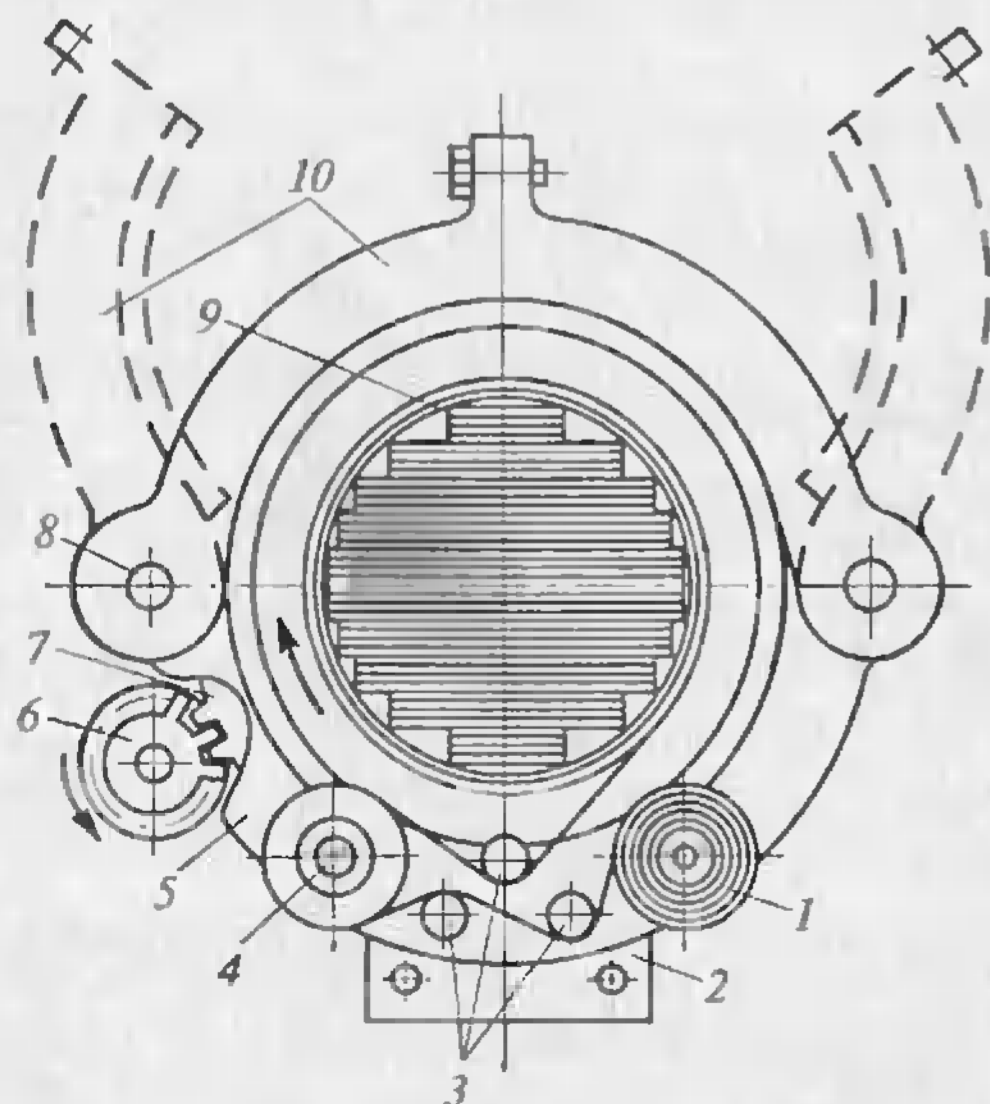


Рис. 19.7. Механизм для намотки стеклобандажей:

1 — бобина с рулоном стеклоленты; 2 — плита для крепления к прессующей балке; 3 — направляющие ролики; 4 — фрикционная муфта; 5 — стальная коробчатая обойма; 6 — зубчатое колесо на валу двигателя; 7 — планшайба с зубчатым венцом; 8 — палец; 9 — стержень; 10 — разводящий сегмент

Собранный остов строят, поднимают и ставят в вертикальное положение. Под опорные планки подкладывают бруски и устанавливают вертикальные прессующие шпильки так, как они были установлены до разборки. Окончательно подтягивают все стяжные шпильки и мегомметром измеряют сопротивление изоляции ярмовых балок и шпилек по отношению к магнитной системе. При отсутствии дефектов остов передают на испытание. Если результаты испытаний удовлетворительные, верхнее ярмо расшифтовывают и приступают к насадке обмоток.

Ремонт и изготовление главной изоляции. При ремонте трансформаторов с заменой обмоток главную изоляцию, как правило, заменяют новой. Однако, если она имеет небольшие дефекты, ее ремонтируют, изготавливая и заменяя отдельные детали. Обычно в трансформаторах I...III габаритов ярмовую и уравнительную изоляцию изготавливают заново.

Для изготовления изоляции из электрокартона применяют различные приспособления и инструменты: станок или приспособление для вырезки шайб (круговые ножницы); вибрационные, гильотинные и ручные ножницы; электрическую или ручную дрель со сверлами; слесарный молоток; кисть для обмазки лаком склеиваемых частей; стол для разметки, обмазки деталей лаком и сборки изоляции; пресс-форму для прессовки и запекания склеенных деталей.

Сборка ярмовой изоляции обмотки трансформатора III габарита показана на рис. 19.8. Шайбу 1 вырезают из электрокартона толщиной 2...3 мм. Верхние и нижние подкладки 2 изготавливают из набора отдельных пластин. Пластины вырезают из листа электрокартона, соблюдая одно направление резки (вдоль или поперек волокон), так как усадка электрокартона вдоль и поперек воло-

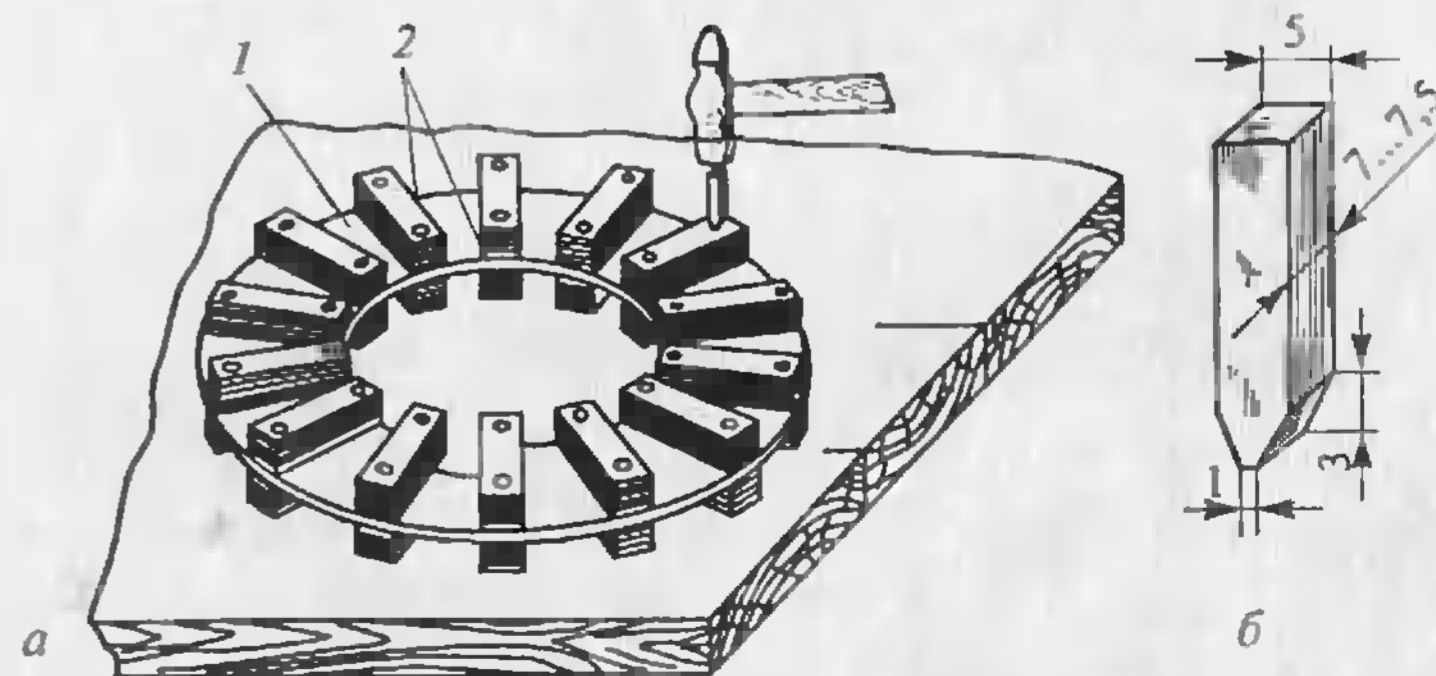


Рис. 19.8. Сборка ярмовой изоляции обмотки трансформатора III габарита: а — ярмовая изоляция; б — заклепка из электрокартона; 1 — шайба; 2 — подкладки

кон различна. Если склеить полосы, нарезанные произвольно, то после сушки произойдет их коробление и расслаивание.

19.4. Установка изоляции и обмоток

После расшихтовки магнитопровод (рис. 19.9) готовят к укладке ярмовой изоляции и насадке обмоток. Прежде всего стягивают свободные верхние листы стержней брезентовыми ремнями, лентами или другими приспособлениями, как показано на рис. 19.10. Это необходимо сделать потому, что распушенная верхняя часть стержней не позволит правильно сориентировать при насадке оси обмоток и стержней и увеличит опасность повреждения изоляции обмотки острыми краями пластин стержня. Обнаружить такое повреждение после насадки на стержень практически невозможно.

Для установки нижней уравнивающей и опорной ярмовой изоляции начала и концы обмоток НН и СН выводят в одну сторону, а обмотки ВН — в другую. Поэтому до укладки нижней изоляции и установки обмоток проверяют соответствие сторон магнитопровода сторонам НН, СН и ВН, чтобы потом можно было соединить крепления отводов с ярмовыми балками. При сборке активной части руководствуются чертежами установки изоляции и обмоток, дающими представление о конструкциях элементов главной изоляции.

Установку изоляции и обмоток начинают с укладки на полки ярмовых балок уравнивающей изоляции (рис. 19.11), так чтобы ее поверхность была на одном уровне с поверхностью ярма. Затем укладывают нижнюю ярмовую опорную изоляцию с вынимающейся вставкой для прохода концов обмоток. При этом строго

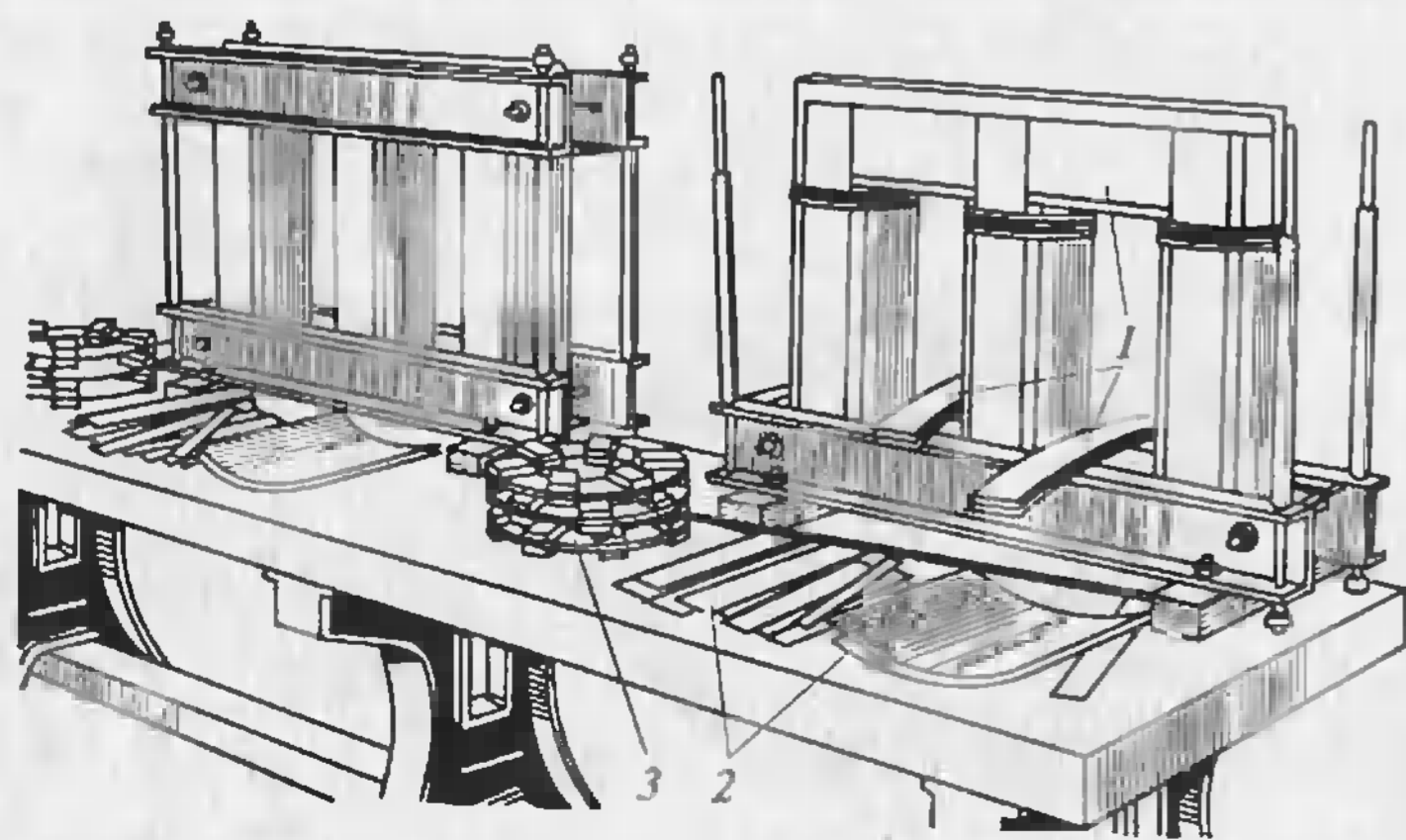
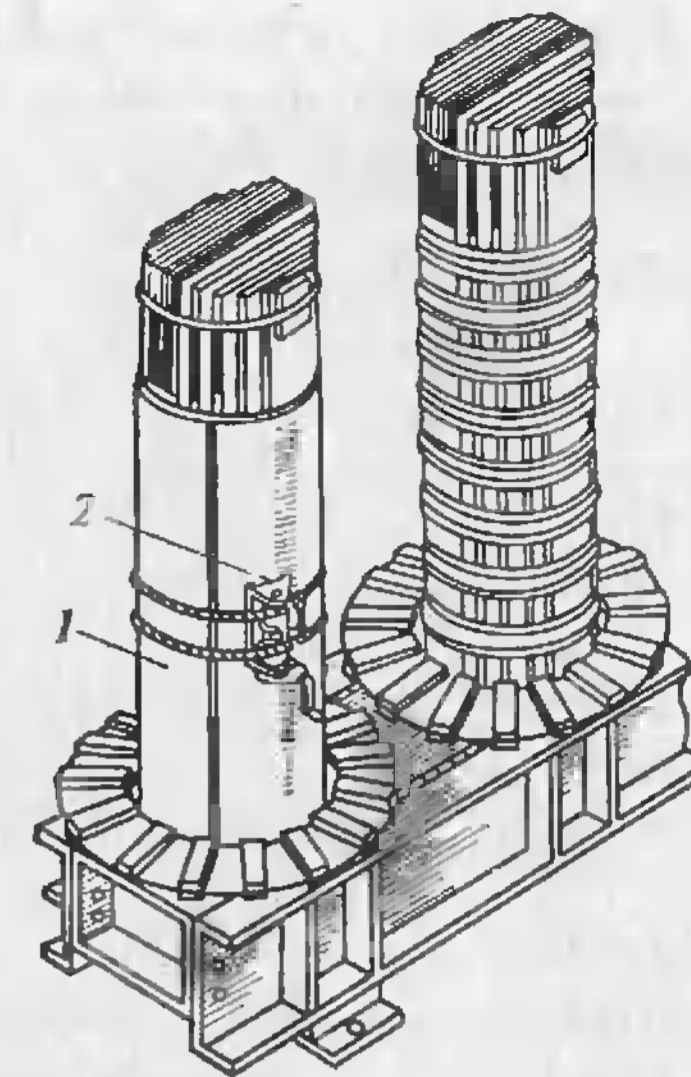


Рис. 19.9. Расшихтовка верхнего ярма трансформатора мощностью 100 кВ·А: 1 — пластины ярма; 2 — детали, подготовленные к сборке; 3 — ярмовая изоляция

Рис. 19.10. Стяжка стержней и установка изоляционного цилиндра:

1 — мягкий цилиндр из электрокартона;
2 — приспособление для его затяжки



следят за тем, чтобы прокладки 9 ярмовой 2 и уравнивающей 1 изоляции точно совпадали друг с другом.

Трансформаторы мощностью до 250 кВ·А имеют несколько другое устройство уравнивающей и ярмовой изоляции (рис. 19.12). У каждого стержня на ярме укладывают четыре букковые планки по две с каждой стороны. Планки имеют поперечный вырез, который при установке входит в выступающий край электрокартонной прокладки 2, изолирующей активную сталь от ярмовой балки. В этом устройстве планки по высоте выступают над плоскостью ярма, поэтому они сочетают в себе как бы уравнивающую и ярмовую изоляции. Для изолирования обмоток от ярма в промежутке между стержнями поверхность ярма закрывают двумя электрокартонными щитками 4. Щитки должны лежать на одном уровне с планками. Они служат не только изоляцией, но и являются опорной поверхностью для обмоток.

После установки уравнивающей и ярмовой изоляций на изолированных цилиндрами 5 стержни поочередно, начиная с крайней фазы, насаживают обмотки НН. Обмотки трансформаторов мощностью до 630 кВ·А насаживают вручную. При насадке об-

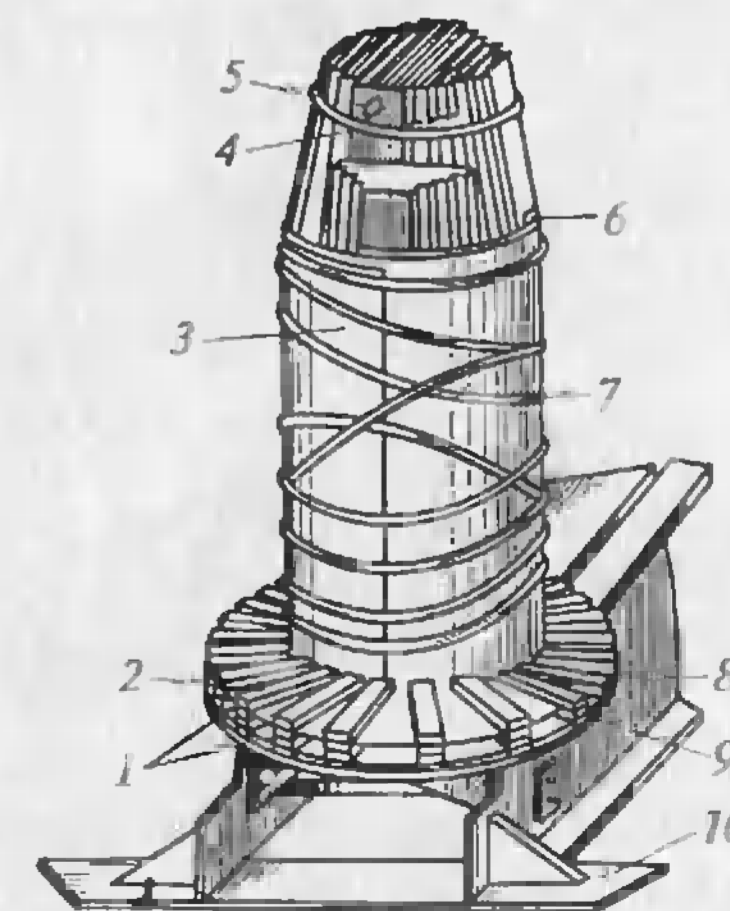


Рис. 19.11. Укладка нижней ярмовой и уравнивающей изоляции:

1 — уравнивающая изоляция; 2 — ярмовая изоляция; 3 — цилиндр из электрокартона; 4 — ремень для стяжки верхней части стержня; 5 — отметка места окончания расшихтовки; 6 — деревянная планка; 7 — киперная лента для стяжки цилиндра; 8 — вырез в ярмовой изоляции для прохода концов обмоток; 9 — прокладки ярмовой изоляции из электрокартона; 10 — опорная пластина

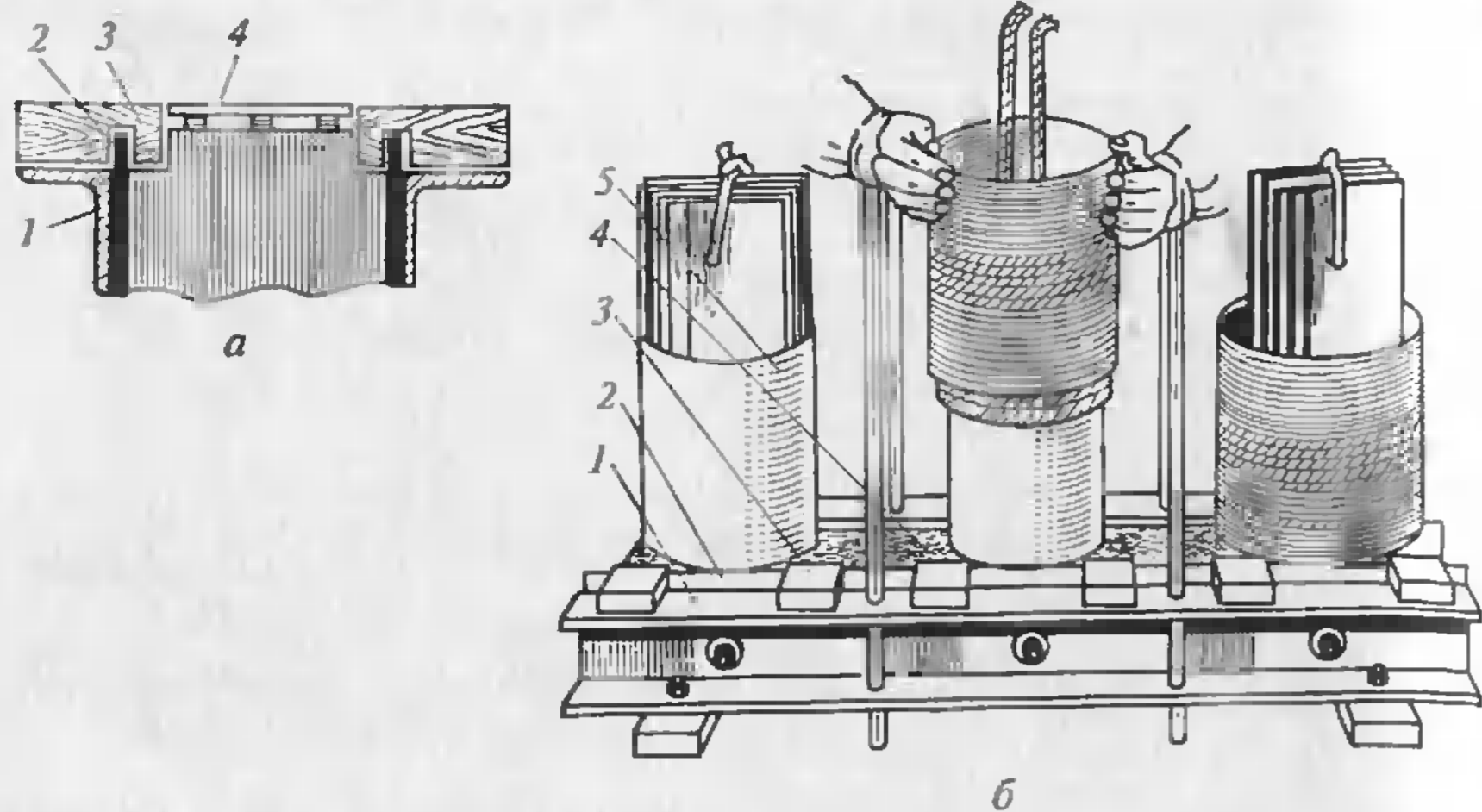


Рис. 19.12. Устройство ярмовой и уравнивательной изоляции трансформаторов мощностью до 250 кВ·А:

a — общий вид; *б* — процесс насадки обмоток; 1 — яровая балка; 2 — прокладка; 3 — брусок; 4 — шиток; 5 — цилиндр

мотки НН ее выводные концы обращают в сторону, где будет собрана схема отводов НН. Обмотки насаживают плотно, с некоторым усилием. Если обмотка идет очень туго, проверяют ее размеры и выясняют причину этого. Установив обмотки НН, на них надевают обмотки ВН. При этом следят, чтобы каждая из обмоток соответствовала своему стержню и чтобы основные и регулировочные концы располагались на стороне схемы отводов ВН, т.е. были обращены в сторону, указанную на чертеже.

При насадке обмоток, так же как и при их съеме, используют подъемное устройство, состоящее из подъемных лап соответствующих размеров и двух- или трехлучевой траверсы 1 (см. рис. 19.5). Трехлучевую траверсу применяют, если диаметр обмотки превышает 600 мм.

Закончив насадку, приступают к радиальной расклиновке обмоток. Она заключается в установке реек в каналах между обмотками ВН и НН и буквых стержней между обмотками НН и стержнями магнитной системы. Расклиновка обеспечивает жесткую опору обмоток в радиальном направлении, исключает возможность их смещения и разрушения от динамических усилий. После радиальной расклиновки устанавливают верхнюю яровую изоляцию, а затем выгибают и изолируют концы обмоток НН.

После расклиновки шихтовать верхнее ярмо с середины центрального пакета одновременно с двух сторон, а затем правые и левые угловые пластины среднего пакета. В таком порядке шихтуют все пакеты. При укладке второго пакета со стороны НН между пла-

стинами ярма 1 (рис. 19.13) вставляют заземляющую ленту 3 на глубину 50...60 мм, изолируя ее от торцов пластин электрокартонной полоской 2, как показано на рисунке.

По окончании шихтовки устанавливают верхние яровые балки 1 (рис. 19.14) с яровыми изоляционными прокладками 4, шпильками 2 скрепляют балки между собой, слегка затягивая их, не прессуя пластины ярма 3. У выхода концов обмоток НН 8 между полкой яровой балки и буквыми планками 7 устанавливают электрокартонные щитки 6.

Между балкой на стороне НН и прокладкой 4 зажимают второй конец заземляющей ленты. Яровые балки надевают на вертикальные шпильки 5, которые обеспечивают необходимую прессовку обмоток. После окончательной затяжки гайки раскернивают, обмотки 9 соединяют по заданным схемам, отводы обмоток соединяют с переключателем и вводами.

После сборки схемы соединения обмоток активная часть подвергается электрическим испытаниям (проверка правильности выполнения схемы соединения и качества паяк), а затем производится сушка активной части трансформатора (см. подразд. 9.3).

Рис. 19.14. Прессовка обмоток и ярма:

1 — балки; 2 — шпилька; 3 — ярмо; 4 — прокладки; 5 — шпильки; 6 — щитки; 7 — планка; 8 — обмотка НН; 9 — обмотка

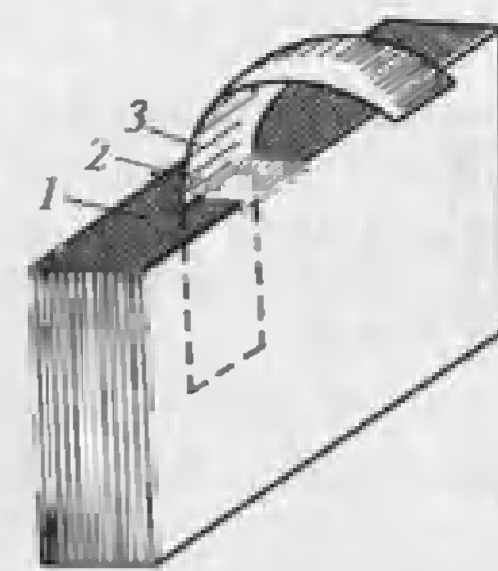
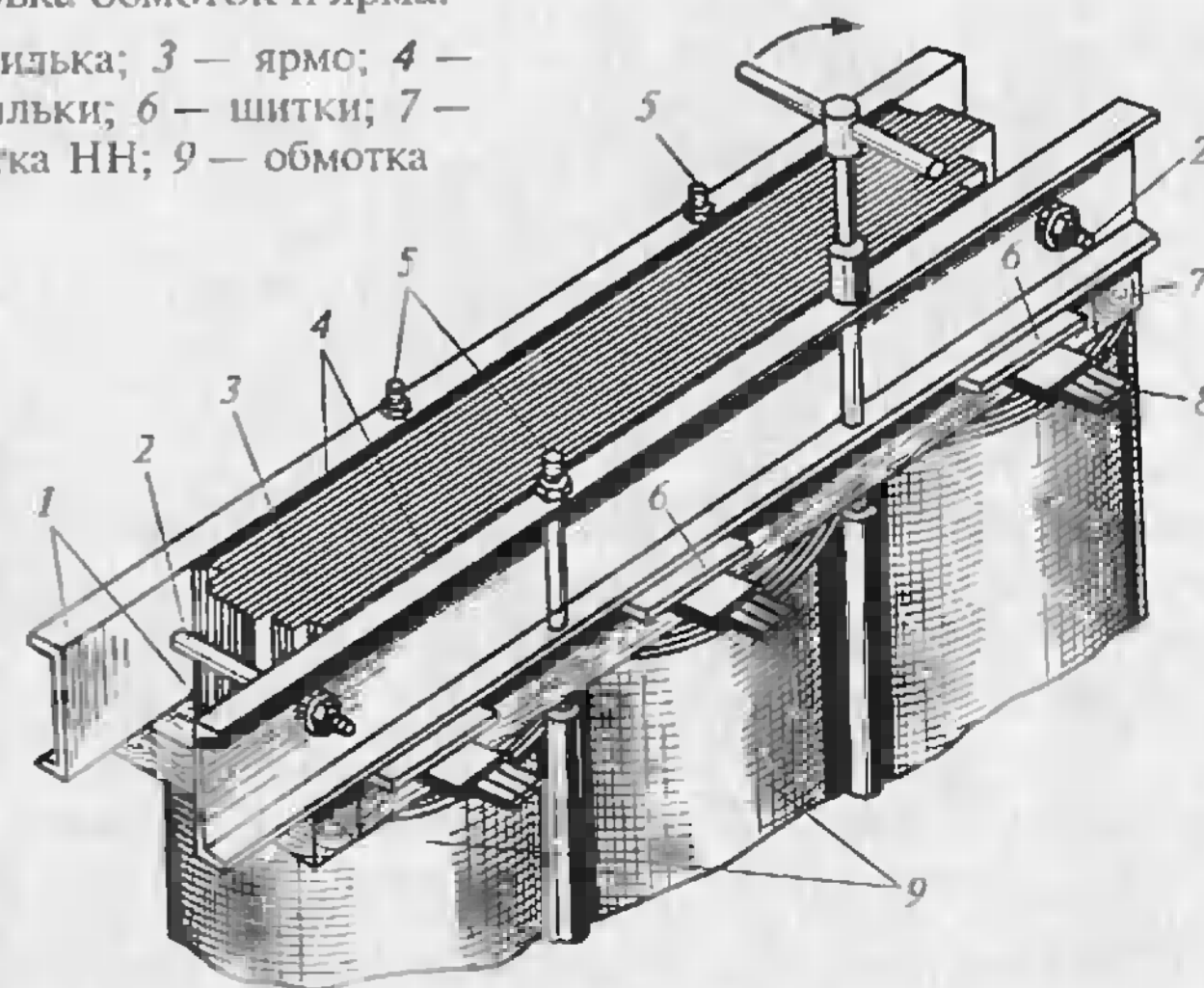


Рис. 19.13. Установка заземляющей ленты:

1 — ярмо; 2 — полоска; 3 — заземляющая лента

Ремонт вводов, бака и наружных узлов трансформатора производится параллельно с ремонтом активной части как изложено в гл. 18.

Контрольную подсушку трансформаторов проводят при наличии признаков увлажнения масла и нарушения герметичности; превышении допустимого времени хранения без масла или без доливки масла (но не более одного года); нахождении активной части в разгерметизированном состоянии в течение времени, превышающем допустимое, или незначительном ухудшении состояния изоляции, выявленном в результате комплекса испытаний.

19.5. Сушка, чистка и дегазация трансформаторного масла

В процессе длительной эксплуатации характеристики масла ухудшаются, поэтому при ремонте его подвергают обработке: удаляют механические примеси, влагу («сушат») и растворенные газы, путем регенерации восстанавливают повышенную кислотность масла.

Очистка масла от влаги и механических примесей. Для удаления из масла влаги и механических примесей применяют центрифуги (рис. 19.15). Барабан, помещенный в герметически закрытый корпус 1, состоит из большого количества конусообразных тарелок с отверстиями. Тарелки расположены параллельно одна над другой на общем вертикальном валу на расстоянии друг от друга, равном нескольким десятым долям миллиметра. Назначение тарелок — разделить жидкость на ряд тонких слоев и тем самым увеличить интенсивность очистки.

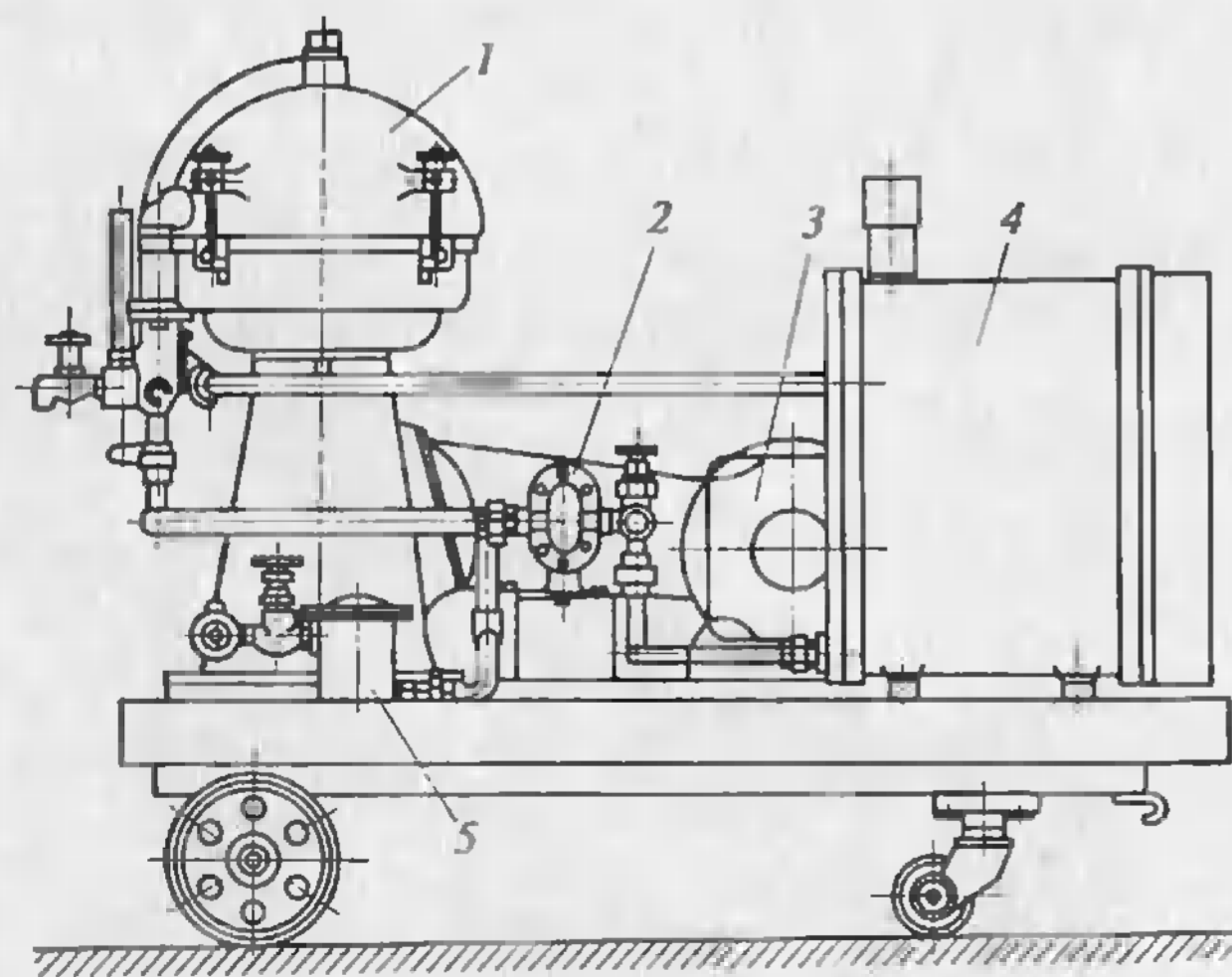


Рис. 19.15. Центрифуга для очистки масла:

1 — корпус; 2 — насос; 3 — мотор-редуктор; 4 — подогреватель; 5 — фильтр

Для входа масла в центрифуге имеется центральное входное отверстие. Кроме того, имеются три выходных рукава: верхний — для слива масла при внезапной остановке центрифуги или чрезмерном загрязнении барабана, средний — для выхода очищенного масла и нижний — для слива отделенной воды. Масло нагнетается в центрифугу и выкачивается из нее двумя шестеренными насосами 2. Так как наиболее интенсивное удаление влаги из масла происходит при температуре 50...55 °С, то центрифуга имеет электрический подогреватель 4.

Для задержания крупных механических примесей и предотвращения попадания их в аппарат на входном патрубке маслопровода установлен фильтр 5 из тонкой металлической сетки. Центрифуга приводится во вращение мотор-редуктором 3 через ременную передачу. Производительность центрифуги при скорости барабана 6800 об/мин составляет 1500 л/ч.

Если в масле много воды, то путем соответствующей перестановки тарелок центрифугу перестраивают на режим удаления воды. Для очистки масла с небольшим содержанием воды центрифуга должна работать в нормальном режиме, т.е. в режиме удаления влаги и механических примесей. Чтобы при центрифугировании уменьшить количество растворенного в масле воздуха применяют вакуум-центрифуги, в которых масло при очистке находится под вакуумом.

Другим способом очистки является *фильтрование масла*, при котором оно продавливается через пористую среду, имеющую большое количество мельчайших отверстий (в них задерживается вода и

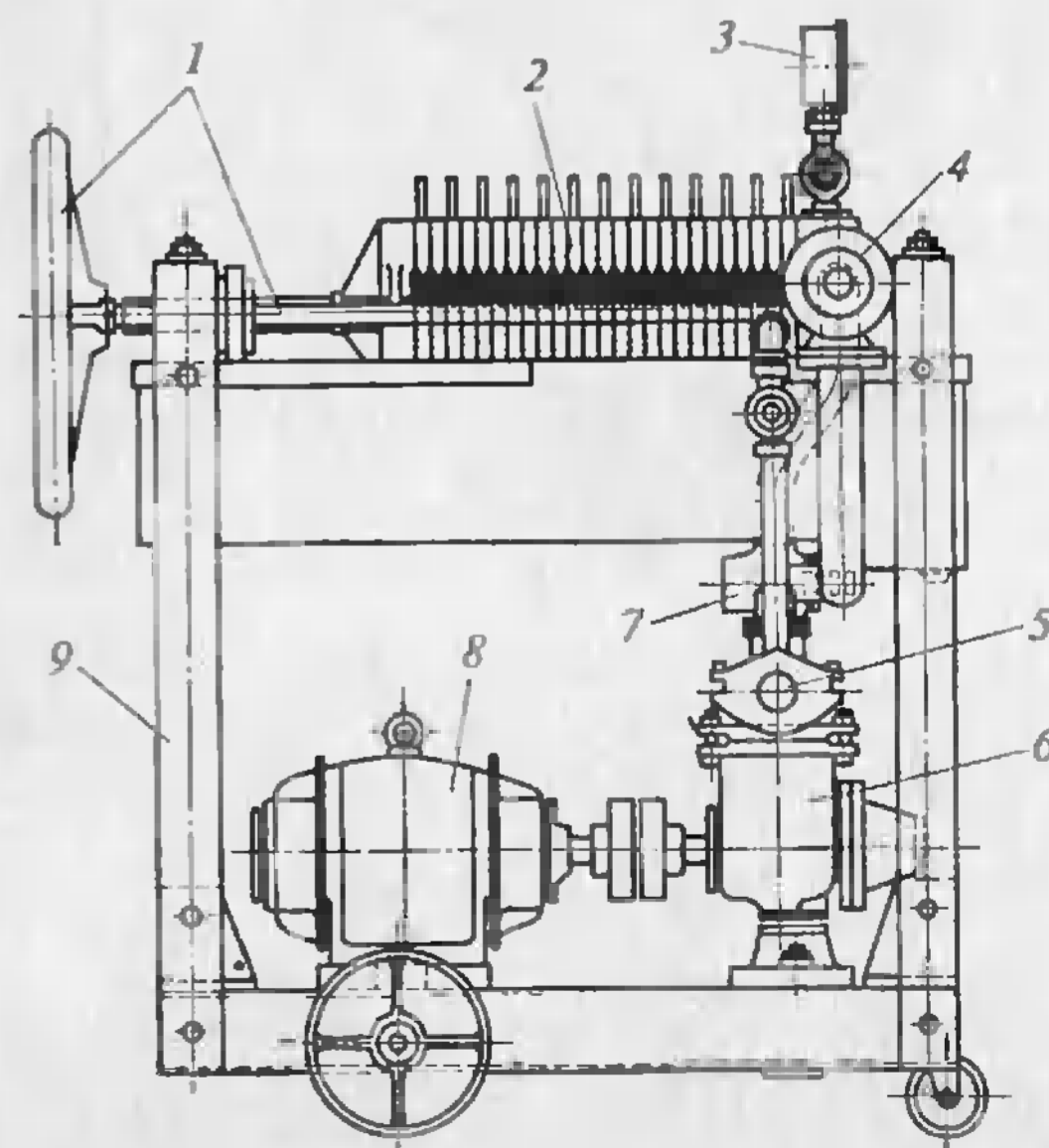


Рис. 19.16. Фильтр-пресс:

1 — штурвал с нажимным винтом; 2 — набор из рам, пластин и фильтровального материала; 3 — манометр; 4 — патрубок с фланцем для выхода масла; 5 — патрубок с фланцем для входа масла; 6 — насос; 7 — фильтр грубой очистки; 8 — электродвигатель; 9 — станина

механические примеси). В качестве фильтрующего материала применяют специальную фильтровальную бумагу, картон или специальную ткань — бельтинг. Фильтрация осуществляется в фильтр-прессе (рис. 19.16), который состоит из ряда чугунных рам, пластин и заложенной между ними фильтровальной бумаги. Пластины и рамы чередуются между собой. Весь комплект вместе с фильтровальной бумагой зажат двумя массивными плитами и винтом.

Рамы, пластины и бумага имеют в нижних углах по два отверстия (рис. 19.17): *А* — для входа грязного масла и *Б* — для выхода очищенного масла. Пластины с обеих сторон имеют продольные и поперечные каналы, не доходящие до краев, благодаря которым их поверхность покрыта большим количеством усеченных пирамид. Внутри рам образуются камеры *1* для неочищенного масла. Камеры щелями *2* в углах рам сообщаются с общим сквозным отверстием *4*, в которое нагнетается грязное масло. Просочившись сквозь фильтровальную бумагу *5*, очищенное масло поступает к решеткам пластин *6* и по имеющимся в них канавкам попадает в сквозное отверстие *7* и далее на выход из пресса. Параллельное включение камер создает большую фильтрующую поверхность и увеличивает производительность пресса.

В фильтр-пресс масло нагнетается насосом под давлением $(4 \dots 6) \cdot 10^5$ Па. Необходимость повышения давления масла в про-

цессе работы фильтр-пресса показывает, что фильтровальная бумага засорилась и ее необходимо заменить. Для грубой очистки масла до его поступления в фильтр-пресс служит специальный сетчатый фильтр, размещенный на входном патрубке. Для отбора проб очищенного масла на выходном патрубке имеется кран.

Сушка масла в цеолитовых установках. При этом широко распространенном способе сушка масла осуществляется путем однократного фильтрования масла через слой молекулярных сит, выполненных из искусственных цеолитов. Обычно цеолитовая установка (рис. 19.18) состоит из трех-четырех параллельно работающих адсорберов *6*, содержащих по 50 кг цеолитов каждый. Адсорбер представляет собой полый металлический цилиндр, полностью заполненный цеолитами. Для увеличения поверхности контакта цеолитов с маслом размер адсорбера подбирают так, чтобы отношение высоты засыпки гранулированных цеолитов к его диаметру было не менее 4:1. В нижней части адсорбера имеется доннышко из металлической сетки, которое служит опорой для молекулярных сит. Верхняя горловина адсорбера закрыта съемной металлической сеткой. Масло через него перекачивается насосом.

Для подогрева масла имеется электронагреватель *3*, представляющий собой металлический бачок, снабженный манометром *4*, термосигнализатором, электронагревательными элементами (обычно типа ТЭН-12) и штуцерами для присоединения маслопрово-

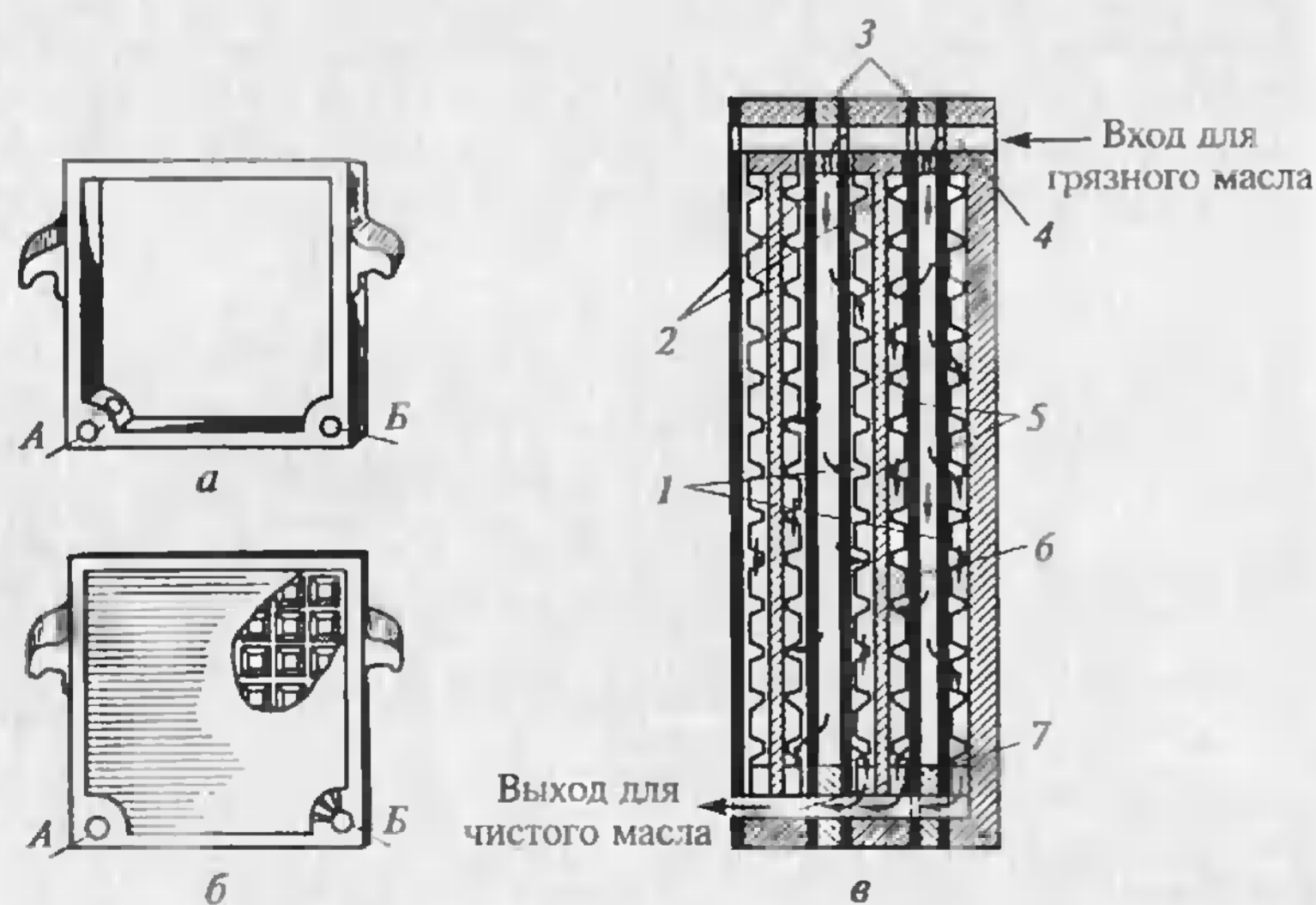


Рис. 19.17. Детали фильтр-пресса (*а* — рама, *б* — пластина) и схема его работы (*в*):

А — отверстие для входа грязного масла; *Б* — отверстие для выхода очищенного масла; *1* — камеры; *2* — щели; *3* — рамы; *4* и *7* — сквозные отверстия; *5* — фильтровальная бумага; *6* — пластина

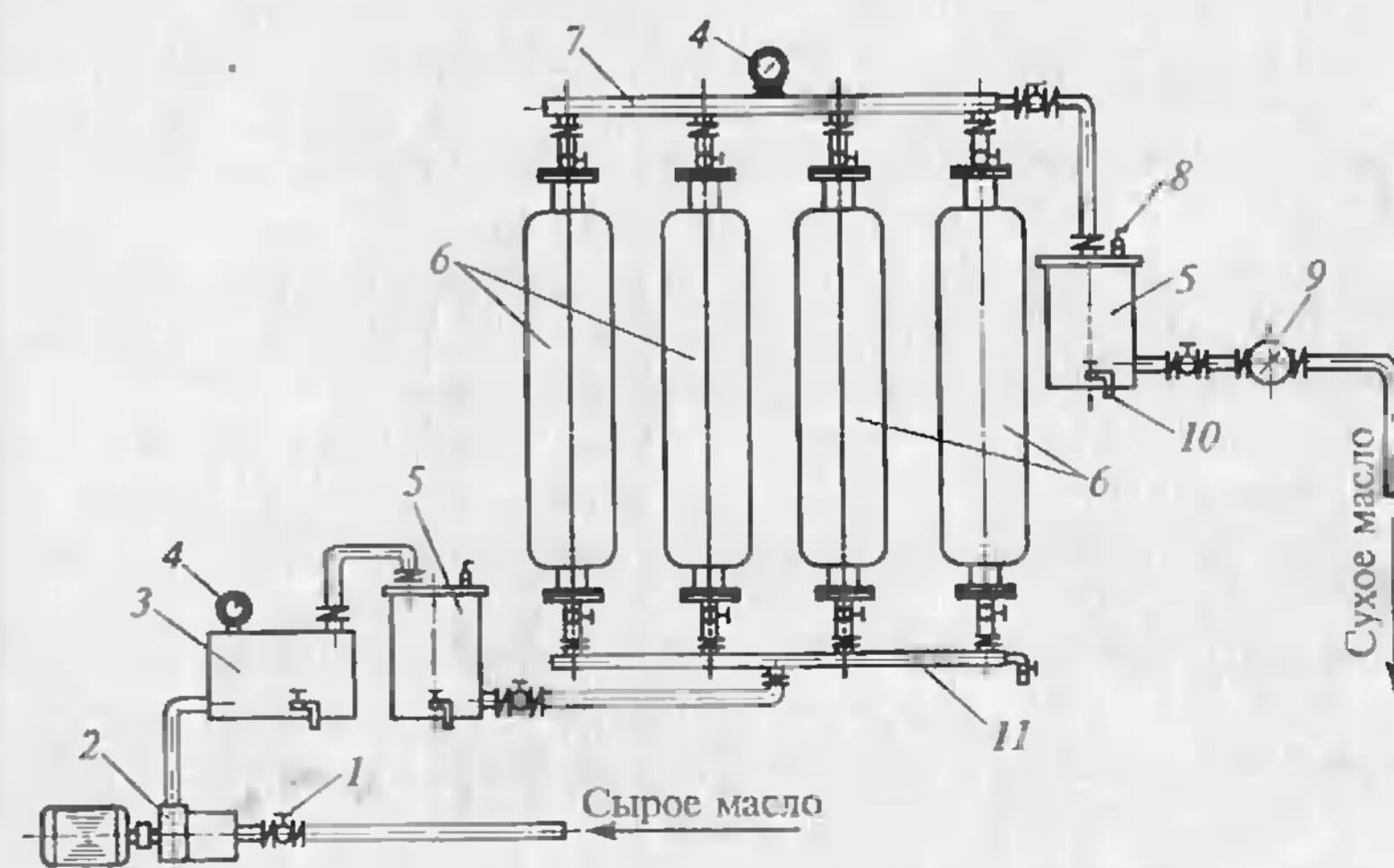


Рис. 19.18. Цеолитовая установка для сушки масла:

1 — вентиль; *2* — насос; *3* — электронагреватель; *4* — манометры; *5* — фильтры; *6* — адсорберы; *7* — верхний коллектор; *8* — кран для спуска воздуха; *9* — объемный счетчик; *10* — кран для отбора проб и слива масла; *11* — нижний коллектор

дов. Установка имеет два фильтра 5, один из которых установлен на входе в адсорбер (служит для очистки масла от механических примесей), а другой — на выходе сухого масла из адсорбера (служит для задержки гранул и крошек цеолитов, если происходит повреждение металлической сетки в верхней горловине адсорбера).

Для сушки требуется примерно 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 температуре 20...30 °С и скорости фильтрации 1,1...1,3 т/ч. Практически на сушку 50 т масла через установку со 100 кг цеолитов требуется около 48 ч. Кислотное число и натровая проба масла после фильтрования остаются без изменений.

Цеолиты весьма гигроскопичны, поэтому после окончания работы адсорберы должны оставаться заполненными маслом. Хранят цеолиты во влагонепроницаемой таре. Адсорбционные свойства цеолитов можно многократно восстанавливать продувкой адсорбера с отработанными гранулами горячим воздухом температурой 300...400 °С (длительность продувки 4...5 ч). Чтобы предохранить цеолиты от увлажнения, после прокаливания их заливают сухим трансформаторным маслом и плотно закрывают крышкой.

Регенерация кислых масел. Существует ряд химических способов глубокой регенерации масел, основным из которых является кислотно-щелочно-земельный. При этом способе очистки масло обрабатывают серной кислотой, которая уплотняет и связывает все нестойкие соединения масла в кислый гудрон. Гудрон удаляют путем отстоя, а остатки серной кислоты и органических кислот нейтрализуют обработкой масла щелочью. Затем масло промывают дистиллированной водой, сушат и для полной нейтрализации обрабатывают отбеливающей землей. После окончательного фильтрования получают восстановленное масло.

Для неглубокой регенерации масла в ремонтной практике применяют силикагель. Достоинством силикагеля является возможность его многократного использования путем прокаливания при температуре 300...500 °С. В нестационарных ремонтных условиях силикагелем обычно регенерируют слабоокисленные масла, не требующие глубокой химической очистки. Для этого масло многократно прогоняют через адсорбер — бачок, наполненный просушенным силикагелем. Циркуляцию масла, как правило, осуществляют при помощи насоса центрифуги или фильтр-пресса, который включают на выходной части адсорбера. Как и при других видах очистки, масло при регенерации подогревают.

Дегазация трансформаторного масла. Присутствие в масле кислорода вызывает его окисление и ухудшает диэлектрические свойства, связанные с возникновением электрических разрядов и иони-

зации под действием электрического поля. Обычно при атмосферном давлении масло содержит около 10% воздуха (по объему), причем растворимость воздуха растет с повышением температуры масла. Отметим, что в воздухе, растворенном в трансформаторном масле, соотношение входящих в него газов изменяется. В атмосферном воздухе содержится 78% азота и 21% кислорода, а в воздухе, растворенном в масле, — 69,8% азота и 30,2% кислорода. Перед дегазацией масло осушают, чтобы содержание влаги не превышало 0,001% (10 г воды на 1 м³ масла).

Для дегазации и вакуумирования используются специальные дегазационные установки. Дегазатор, как правило, состоит из двух металлических баков, заполненных кольцами Рашига, которые служат для увеличения поверхности растекания масла. Вакуум в баках создается вакуумным насосом (обычно типа ВН-6). На крышках баков установлены распылители, проходя через которые масло равномерно распределяется по всему объему баков. Стекая тонкими слоями по поверхности колец, масло дегазируется. Процесс продолжается, пока остаточное объемное содержание газа не будет превышать 0,04%. Из дегазатора масло поступает в бак трансформатора, находящийся под таким же вакуумом, как и дегазатор. При ремонтах применяют как стационарные, так и передвижные дегазационные установки.

При переводе трансформаторов на азотную или пленочную защиту требуется вакуумирование, дегазация и доведение влагосодержания масла до указанной ранее нормы. Трансформатор заполняется дегазированным маслом до высоты 150...200 мм от крышки. Свободное пространство над зеркалом масла заполняется сухим азотом. Подпитку азотом производят по мере его растворения в масле до полного насыщения масла азотом.

19.6. Испытания трансформаторов после капитального ремонта

Объем и нормы испытаний. После завершения ремонтных работ трансформатор подвергается испытаниям в целях проверки качества и отсутствия дефектов, а также проверки характеристик трансформатора на соответствие требованиям стандартов, технических условий или других регламентирующих документов. Программа испытаний после капитального ремонта с разборкой активной части трансформатора в соответствии с ПЭЭП содержит 19 пунктов, в том числе: определение условий включения; измерение сопротивления изоляции ($R_{60''}$ и $R_{60''}/R_{15''}$); измерение тангенса угла диэлектрических потерь; определение емкостных характеристик ($\Delta C/C$ и C_2/C_{50}); испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты; измерение сопротивления обмоток постоянному току; проверка коэффициента трансформации и

группы соединения обмоток; измерение тока и потерь холостого хода; проверка работы переключающего устройства; проверка работы устройства переключения ответвлений; испытания бака на прочность; проверка устройств охлаждения и состояния индикаторного силикагеля; испытание трансформаторного масла из трансформатора; испытание включением толчком на номинальное напряжение; испытание вводов и встроенных трансформаторов тока.

При измерении электрического сопротивления обмоток постоянному току различие сопротивлений на одноименных ответвлениях разных фаз не должно превышать 2%. Проверка работы переключающего устройства проводится согласно инструкции завода-изготовителя. Методика испытаний рассмотрена в гл. 5 и 7.

Трансформаторное масло подвергают испытанию на электрическую прочность (на пробой), на диэлектрические потери ($\text{tg } \delta$) и на химический анализ. Для эксплуатационного масла $\text{tg } \delta$ должен быть не более 7% при 70 °С (для свежего сухого масла $\text{tg } \delta \leq 1,5 \dots 2,5 \%$). Химический анализ масла заключается в определении содержания механических примесей, кислотного числа и содержания водорастворимых кислот и щелочей.

Температура вспышки паров масла может снижаться не более чем на 5 °С от первоначальной (135 °С). Масло трансформаторов с азотной или пленочной защитой проверяют на влаго- и газосодержание, которые должны соответствовать заводским нормам.

Испытание электрической прочности изоляции включает: определение пробивного напряжения масла или другого жидкого диэлектрика, которым заполнен трансформатор; испытание изоляции обмоток напряжением 35 кВ и ниже вместе с вводами повышенным напряжением промышленной частоты, приложенным от внешнего источника (в течение 1 мин); испытание изоляции доступных для испытания стяжных шпилек, прессующих колец и ярмовых балок напряжением 1 кВ промышленной частоты (в течение 1 мин).

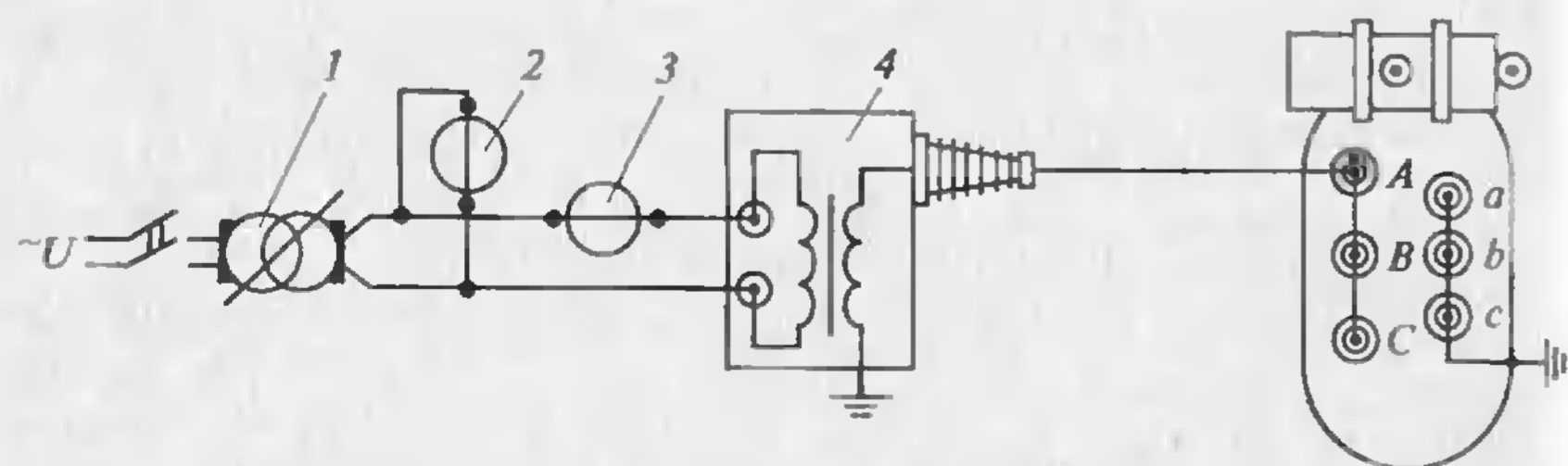


Рис. 19.19. Испытание изоляции обмотки ВН приложенным напряжением: 1 — регулировочный трансформатор; 2 — вольтметр; 3 — амперметр; 4 — испытательный трансформатор

Испытательные напряжения превышают номинальные и зависят от условий эксплуатации. Трансформаторы, предназначенные для эксплуатации в электроустановках, подвергающихся воздействию грозových перенапряжений при обычных мерах грозозащиты, испытывают по нормам для нормальной изоляции, а трансформаторы, предназначенные для эксплуатации в электроустановках, не подверженных воздействию грозových перенапряжений, или при специальных мерах грозозащиты — по нормам для облегченной изоляции. Изоляция трансформатора до проведения испытаний подвергается обработке в соответствии с установленным технологическим процессом.

При испытании изоляции напряжением промышленной частоты, приложенным от внешнего источника, проверяется электрическая прочность главной изоляции (каждой обмотки по отношению к другим обмоткам, включая отводы и выводы, а также по отношению к баку и другим заземленным частям трансформатора).

Изоляцию каждой обмотки испытывают поочередно. Испытания проводят по схеме, показанной на рис. 19.19. При этом испытательное напряжение прикладывается между испытываемой обмоткой, замкнутой накоротко, и заземленным баком. Остальные вводы других обмоток соединяют между собой и заземляют вместе с баком и магнитной системой. Напряжение к первичной обмотке повышающего трансформатора подводят от генератора переменного тока с регулируемым возбуждением или от регулируемого автотрансформатора. Испытательное напряжение поднимают плавно и выдерживают в течение 1 мин. Возрастание силы тока и снижение напряжения, фиксируемое приборами, обычно указывают на наличие дефекта в изоляции испытательного трансформатора. Повреждение в трансформаторе также проявляется в виде потрескивания и разрядов.

Трансформатор считают выдержавшим испытания, если в процессе испытания не наблюдалось полного разряда (по звуку), разряда на защитном шаровом промежутке, выделения газа и дыма или изменения показания приборов. Если при испытании отмечены разряды в баке, сопровождающиеся изменением режима в испытательной установке или появлением дыма, активная часть подлежит осмотру, а при необходимости — разборке для выяснения и устранения причины разрядов или пробоя.

Продольная изоляция обмотки (изоляция между витками, катушками, слоями, фазами) испытывается повышенным напряжением, индуктированным в самом трансформаторе. Испытания проводят путем приложения к одной из обмоток двойного номинального напряжения этой обмотки при повышенной частоте (но не более 400 Гц). Повышение частоты необходимо во избежание чрезмерного увеличения индукции и намагничивающего тока. Испытания проводят по схеме опыта холостого хода напряжени-

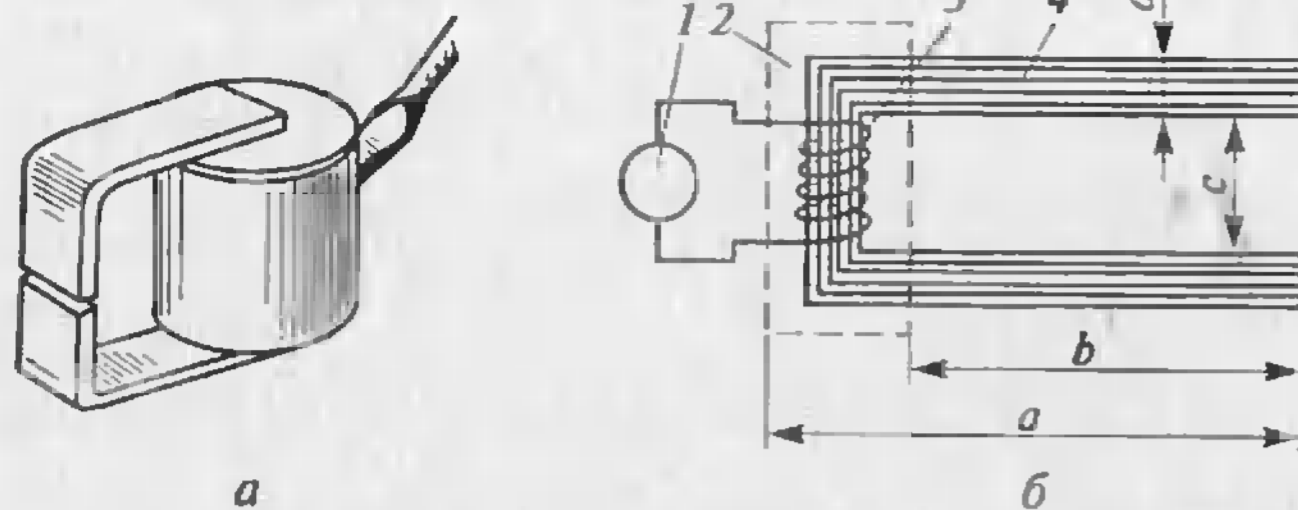


Рис. 19.20. Устройство для обнаружения короткозамкнутого витка:

a — общий вид; *b* — принципиальная схема; 1 — указательный прибор; 2 — защитный кожух; 3 — катушка; 4 — сердечник

ем частоты не менее $2f_{\text{ном}}$ и продолжительностью 1 мин (при более высоких частотах продолжительность испытания уменьшается, но не должна быть менее 15 с).

Основным дефектом, который выявляется при таком испытании, является замыкание между витками или слоями обмотки, а также между отводами. Если имеются признаки дефекта, то важно до разборки трансформатора измерениями токов и напряжений по фазам установить дефектную фазу. Затем эта фаза подвергается тщательному осмотру. Дефектное место обмотки можно определить индукционным методом или измерением электрического сопротивления.

Индукционный метод нахождения короткозамкнутого витка основан на наличии электромагнитного поля вокруг короткозамкнутого витка, созданного в нем индуктированным током короткого замыкания. Поле вокруг остальных витков отсутствует. Наличие и положение короткозамкнутого витка обнаруживают особой катушкой, называемой искателем, к которой подключен чувствительный прибор. Измерительный аппарат состоит из искателя и указателя. Искатель представляет собой многовитковую катушку, насаженную на магнитопровод, состоящий из нескольких пластин электротехнической стали, и присоединенного к ней указательного прибора (рис. 19.20).

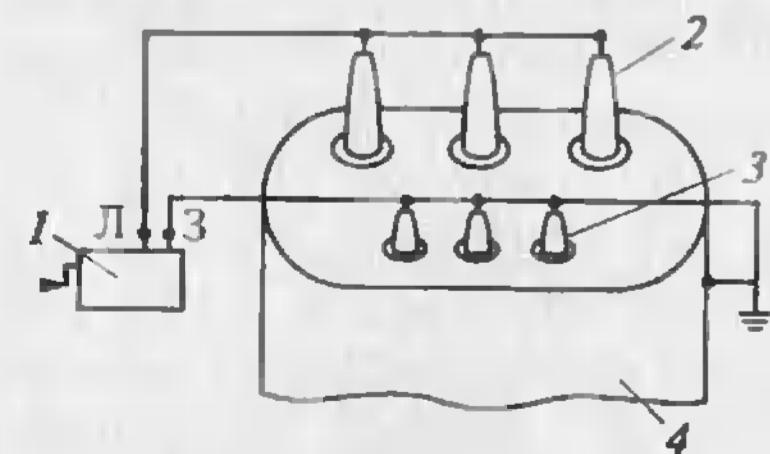


Рис. 19.21. Измерение сопротивления изоляции обмоток:

1 — мегомметр; 2 — вводы ВН; 3 — вводы НН; 4 — бак трансформатора

Напряжение в проверяемой обмотке индуктируется «питателем», который выполняется аналогично представленному на рис. 19.20 искателю, или представляет собой длинный стержень с

намотанными по всей длине витками. Обмотка питателя подключается к сети напряжением 36, 127 или 220 В. Если проверяемая обмотка насажена на стержень магнитной системы, возбуждение осуществляется обычным путем (при подаче небольшого напряжения, безопасного для персонала). Перемещая искатель сначала вдоль обмотки, а затем в радиальном направлении, устанавливают место замыкания по наибольшему показанию прибора.

Оценка состояния изоляции производится на основании указанного комплекса испытаний. Допустимые значения изоляционных характеристик для трансформаторов классов напряжения до 35 кВ и номинальной мощностью до 10 МВ·А приведены в табл. 9.1.

Измерение сопротивления изоляции обмоток производится при температуре не ниже 10 °С мегомметром класса 1000 В в трансформаторах класса напряжения до 35 кВ и мощностью до 16 МВ·А и класса 2500 В с пределами измерения 0...10000 МОм — во всех остальных случаях. При этом за температуру изоляции в масляных трансформаторах принимают температуру масла в верхних слоях, в сухих — температуру окружающего воздуха.

Измерения характеристик изоляции для двухобмоточных трансформаторов проводят по следующей схеме: первое измерение между обмоткой НН и баком при заземленной обмотке ВН (сокращенная запись схемы измерения НН-бак, ВН); второе — ВН-бак, НН; третье — ВН+НН-бак (рис. 19.21).

Контрольные вопросы

1. Какая ремонтная документация должна вестись при ремонте трансформатора?
2. По каким критериям производится оценка состояния изоляции обмоток и отводов?
3. Какова последовательность работ при демонтаже активной части трансформатора?
4. Какие основные работы выполняют в процессе ремонта обмоток?
5. Как оценивается состояние магнитной системы?
6. Какие операции включает полный ремонт магнитной системы?
7. Какие параметры контролируются в процессе испытаний, выполняемых после ремонта трансформатора?

РАЗДЕЛ IV

РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ

Глава 20

РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

При капитальном ремонте электродвигателей с заменой обмотки задача чаще всего сводится к сохранению фирменных (старых) данных и параметров обмотки. Однако во избежание ошибок при ремонте желательно проверять обмоточные данные поступающих в повторный ремонт электрических машин.

Поскольку наибольшую часть поступающих в ремонт машин составляют асинхронные двигатели, дальнейшие расчеты будут рассматриваться применительно к ним.

20.1. Виды и методика поверочных расчетов

Исходные данные для расчетов. Поскольку конструкции сердечников статора и ротора электрических машин при ремонте не изменяются, то расчет обмоточных данных, называемый поверочным, сводится к определению числа эффективных проводников и их сечения. В задачу поверочного расчета входит нахождение рациональных параметров обмоток, при которых удовлетворялись бы требования стандартов.

В практике ремонта поверочные расчеты выполняются: при перемотке двигателя без изменения его параметров и наличии его обмоточных и паспортных данных; перемотке двигателя на другое напряжение при наличии его обмоточных и паспортных данных; перемотке двигателя с изменением частоты вращения и мощности для нахождения оптимальных параметров при новой частоте вращения; замене медных проводов на алюминиевые и наоборот; изменении размеров обмоточного провода в связи с изменением его сортамента; замене старой пазовой и проводниковой изоляции на современную (более тонкую и с повышенной нагревостойкостью), что позволяет увеличить электрические нагрузки и мощность.

Перед началом расчета необходимо определить старые обмоточные данные машины и произвести обмер статора и ротора (см. гл. 15).

По старым обмоточным данным определяют: схему соединения и тип обмотки; число катушечных групп в фазе и их соединение (последовательное или параллельное), число катушек в катушечной группе для определения числа пазов на полюс и фазу q , число эффективных проводов в пазу $u_{\text{п}}$, число параллельных проводов в одном эффективном $n_{\text{эл}}$, число параллельных ветвей в обмотке a_1 , размеры и марку провода; размеры вылета лобовых частей обмотки статора и ротора и расстояние от обмотки до подшипниковых щитов; шаг обмотки p_c по пазам u .

Непосредственно измеряют: внутренний диаметр расточки стали статора D_1 и ротора D_j , наружный диаметр активной стали статора D_a и ротора D_2 , высоту спинки статора h_a и ротора h_j , высоту зубцов статора h_{z1} и ротора h_{z2} , полную высоту пазов статора и ротора, высоту пазов статора и ротора до клина, ширину паза статора (ротора) в широкой и узкой части, ширину зубца статора (ротора) в широкой и узкой части, ширину и высоту шлица, полную длину активной стали статора l_1 и ротора l_2 , число пазов статора z_1 и ротора z_2 , число и размеры вентиляционных каналов статора и ротора, воздушный зазор между статором и ротором δ .

На основании проведенных замеров расчетным путем определяются следующие величины:

расчетная длина активной стали статора

$$l_{\delta} = l_1 - k_1 n_{k1} b_{k1}, \quad (20.1)$$

где k_1 — коэффициент, учитывающий искривление силовых линий в воздушном зазоре и равный 0,73...0,67 при величине воздушного зазора $\delta = 1,5...2,0$ мм; $k_1 = 1$ при $\delta \leq 1,5$ мм; n_{k1} , b_{k1} — число и ширина радиальных вентиляционных каналов статора; чистая длина активной стали статора (ротора)

$$l_{\text{ст}(2)} = [l_{1(2)} - k_1 n_{k1(2)} b_{k1(2)}] k_c, \quad (20.2)$$

где k_c — коэффициент заполнения пакета сталью, для стали толщиной 0,5 мм $k_c = 0,95$ (лакировка листов) и 0,97 (оксидирование листов);

наружный диаметр статора и ротора (если их невозможно измерить непосредственно)

$$D_a = D_1 + 2h_a + 2h_{z1}; \quad D_2 = D_1 - 2\delta;$$

внутренний диаметр активной стали ротора (диаметр вала)

$$D_j = D_2 - 2h_{z2} - 2h_j;$$

зубцовое деление статора и ротора

$$t_1 = \pi D_1 / z_1; \quad t_2 = \pi D_2 / z_2. \quad (20.3)$$

Далее по расчетным формулам для соответствующей формы пазов определяют максимальную, минимальную и среднюю ширину зубцов и пазов, после чего определяют расчетные сечения магнитной цепи — сечение воздушного зазора, спинки статора и ротора, зубцового слоя статора и ротора.

Расчет основных параметров. Расчет параметров начинается с определения числа эффективных витков фазы обмотки статора

$$w_1 = k_E U_1 / (4,44 f k_{об1} \Phi), \quad (20.4)$$

где $k_E = E_1 / U_1 \cong 0,96 \dots 0,98$; U_1 — фазное напряжение, В; f — частота, Гц; $k_{об1}$ — обмоточный коэффициент (рассчитывается по известным обмоточным данным); Φ — магнитный поток, Вб.

Магнитный поток

$$\Phi = \alpha_\delta B_\delta \tau l_\delta \approx 1,1 D_1 l_\delta B_\delta / p, \quad (20.5)$$

где α_δ — коэффициент полюсного перекрытия; B_δ — индукция в воздушном зазоре, Тл; τ — полюсное деление, м; p — число пар полюсов.

Подставляя выражение (20.5) в формулу (20.4), получаем

$$w_1 = k_E p U_1 / (4,9 f k_{об1} D_1 l_\delta B_\delta). \quad (20.6)$$

Так как каждый виток располагается в двух пазах на расстоянии шага обмотки y , то учитывая, что общее число эффективных витков в трехфазном двигателе равно $3a_1 w_1$, а число пар пазов равно $z_1/2$, получим

$$w_1 = z_1 u_{п1} / (6a_1). \quad (20.7)$$

Подставляя значение w_1 из выражения (20.7) в формулу (20.6), получим

$$u_{п1} = 1,23 k_E p U_1 a_1 / (f k_{об1} D_1 l_\delta B_\delta z_1). \quad (20.8)$$

Как видно из формулы (20.8), единственным неизвестным параметром является индукция в воздушном зазоре B_δ . Основным критерием правильного расчета обмотки следует считать величину тока холостого хода, который может быть измерен при включении двигателя в сеть после перемотки. Величина допустимого тока холостого хода берется из каталожных данных.

Диапазон изменения индукции в воздушном зазоре для низковольтных асинхронных двигателей приведен в книгах по проектированию электрических машин. Если индукцию в воздушном зазоре задать больше принятой, то из-за повышенных потерь в стали двигатель будет нагреваться уже на холостом ходу и не сможет длительно развивать номинальную мощность из-за недопустимо высокого нагрева. Кроме того, коэффициент мощности такого двигателя будет низким, что приведет к росту эксплуатационных затрат.

В то же время уменьшение индукции в воздушном зазоре по отношению к расчетной приводит к уменьшению перегрузочной способности двигателя и уменьшению устойчивости его работы. Для сохранения перегрузочной способности в этом случае придется занижать мощность двигателя в номинальном режиме. Иными словами, в этом случае двигатель будет недоиспользован (в соответствии со стандартами перегрузочная способность должна быть не менее 1,8...2,1).

Таким образом, существует довольно узкая зона допустимых значений индукции в воздушном зазоре, при которой двигатель имеет приемлемые значения перегрузочной способности, тока холостого хода и использования активной стали. При известном значении индукции B_δ число эффективных проводников в пазу определяется по формуле (20.8).

Если значение индукции в воздушном зазоре неизвестно, то расчет числа эффективных витков усложняется. Ток холостого хода, как отмечалось, должен иметь вполне определенную величину, что приводит к необходимости проведения предварительных расчетов магнитной цепи двигателя с целью определить приемлемое значение B_δ . Правильность выбора индукции подтверждается сравнением расчетного и каталожного токов намагничивания (холостого хода).

Расчет магнитной цепи. Расчет проводится в такой последовательности: задаются значением индукции в воздушном зазоре, определяют число эффективных витков w_1 по формулам (20.6)... (20.8), рассчитывают значение индукции в зубцах и ярмах статора и ротора, рассчитывают магнитное напряжение отдельных участков магнитной цепи и суммарное магнитное напряжение магнитной цепи машины (на пару полюсов), рассчитывают значение намагничивающего тока I_μ в абсолютных и относительных единицах.

Расчет магнитной цепи повторяют три-четыре раза для ряда значений B_δ и строят зависимость $i_\mu = f(B_\delta)$. Приняв в качестве верхнего предела каталожное значение намагничивающего тока, находят по построенной зависимости требуемую величину B_δ . Эти расчеты легко формализуются и могут проводиться на персональных компьютерах с использованием стандартных подпрограмм.

Расчет электрических нагрузок. Электрические нагрузки машины (плотность тока J и линейная нагрузка A) определяют нагрев

обмотки. Допустимая плотность тока не является постоянной величиной, а зависит от исполнения машины, типа охлаждения, частоты вращения, номинального напряжения и линейной нагрузки. Чем больше номинальное напряжение, тем толще должна быть изоляция (пазовая и витковая) и тем хуже отвод тепла, выделяющегося в обмотке. При неизменном классе нагревостойкости изоляции плотность тока с ростом напряжения в обмотке должна быть уменьшена.

С другой стороны, увеличение частоты вращения улучшает вентиляцию машины и плотность тока в быстроходных машинах может быть больше, чем в тихоходных.

Однако судить о нагреве обмотки только по плотности тока неправомерно. Нагрев обмотки определяется не только удельными потерями в меди, которые зависят от плотности тока, но и поверхностью охлаждения. Поэтому для проверки теплового состояния обмотки необходимо знать еще и линейную нагрузку двигателя A , которая возрастает с ростом D_a и τ и численно равна МДС обмотки статора на единицу длины окружности статора:

$$A_i = 3q_1 I_{1н} u_{пл} / (a_1 \tau_1), \quad (20.9)$$

где $I_{1н}$ — номинальный ток статора, A .

Нагрев пазовой части обмотки зависит от произведения линейной нагрузки на плотность тока. Поэтому выбор плотности тока осуществляют с учетом линейной нагрузки (в качестве независимых величин выступают произведение JA и линейная нагрузка A). В этом случае расчетная плотность тока определяется по формуле $J = JA/A$. Рекомендуемые значения JA и A для асинхронных двигателей приведены в книгах по проектированию.

Таким образом, зная величины плотности тока и линейной нагрузки, по формуле (20.9) можно определить число эффективных проводов в пазу $u_{пл}$ и их сечение $q_{эф} = I_{1н} / a_1 J$. Далее задача сводится к определению числа элементарных проводников в одном эффективном. Сечение эффективного витка, рассчитанное через размер паза,

$$q_{эф} = k_m S_{п.св} / u_{пл}, \quad (20.10)$$

где k_m — коэффициент заполнения паза медью; $S_{п.св}$ — площадь паза в свету, $мм^2$.

Из формулы (20.10) видно, что сечение эффективного проводника зависит при прочих равных условиях только от коэффициента заполнения паза, поскольку площадь паза в свету задана (определяется его геометрией), так же как и число эффективных проводников (определяется магнитными нагрузками). Чем больше коэффициент заполнения, тем больше сечение эффективного проводника и мощность машины.

Плотность укладки проводников в пазы оценивается технологическим коэффициентом заполнения проводниками свободной от изоляции площади паза:

$$k_3 = (d_{из}^2 n_{эл} u_{пл}) / S_{п'}, \quad (20.11)$$

где $d_{из}$ — диаметр изолированного элементарного проводника, $мм$; $S_{п'} = S_{п.св} - S_{из}$ — свободная площадь паза, $мм^2$ ($S_{из}$ — площадь, занимаемая изоляцией, $мм^2$).

В современном электромашиностроении плотность укладки сыпной обмотки стремятся выполнить такой, чтобы k_3 был в пределах 0,70...0,75 (ручная укладка). Для современных изоляционных материалов коэффициент заполнения паза медью k_m составляет 0,33...0,36 для эмалированных проводов и 0,28...0,30 — для проводов с волокнистой и двойной изоляцией.

Для обмотки из прямоугольного провода на напряжение 3000 В $k_3 = 0,7...0,8$, $k_m = 0,22...0,37$, для напряжения 6000 В — $k_3 = 0,6...0,7$, $k_m = 0,14...0,25$. Меньшие значения коэффициентов заполнения относятся к машинам меньшей мощности.

20.2. Методика поверочных расчетов асинхронных двигателей с обмотками из круглого провода

Поверочный расчет при известной индукции в воздушном зазоре. В этом случае известны паспортные данные машины (номинальная мощность, сила тока, напряжение, скорость), геометрия зубцового слоя статора и ротора, диаметры и длина магнитопровода, а также размеры охлаждающих каналов.

По формулам (20.1) и (20.6) определяют расчетную длину активной стали l_8 и число эффективных витков обмотки статора w_1 . По формуле (20.7) или (20.8) определяют число эффективных проводников в пазу $u_{пл}$ (с округлением до ближайшего целого, желательно четного). Исходя из коэффициента заполнения паза k_m , по формуле (20.10) вычисляют сечение эффективного витка $q_{эф}$. Зная число элементарных проводов в одном эффективном $n_{эл}$, определяют сечение элементарного проводника $q_{эл} = q_{эф} / n_{эл}$. По сортаменту обмоточного провода и его марке подбирают провод, сечение которого близко к $n_{эл}$, и записывают его размеры $d/d_{из}$ (диаметры голого и изолированного провода). Проверяют, совпадают ли значения $u_{пл}$ и $d/d_{из}$ с известными для данной машины. Если значения практически совпадают, то расчет этим ограничивается и при ремонте восстанавливают старую обмотку.

Поверочный расчет при неизвестной индукции в воздушном зазоре. В этом случае известны те же данные, что и для предыдущего расчета, а также обмоточные данные (количество элементарных проводников в пазу и в одном эффективном, число параллельных

ветвей обмотки, диаметр обмоточного провода). Последовательность расчета следующая.

По формуле (20.1) определяют расчетную длину сердечника l_{δ} , а по формуле (20.2) — его чистую длину $l_{ст1}$. Затем определяют зубцовое деление статора t_1 и ротора t_2 по формулам (20.3), а также расчетную высоту ярма статора h_a , среднюю длину силовой линии в ярме статора L_a , коэффициент воздушного зазора k_{δ} , а также число эффективных проводов в пазу $u_{п1}$ (по известному числу элементарных проводов в пазу $u_{п1эл}$ и числу элементарных проводов в одном эффективном): $u_{п1} = u_{п1эл}/n_{эл}$. По формуле (20.8) находят значение индукции в воздушном зазоре B_{δ} (остальные величины, входящие в эту формулу, известны).

После этого определяют индукцию в отдельных участках магнитной цепи двигателя и рассчитывают намагничивающий ток. На этом этапе расчета можно считать, что падение магнитного напряжения в ярме и зубцах ротора ($F_j + F_{r2}$) составляет примерно 0,9 от падения магнитного напряжения в ярме и зубцах статора ($F_a + F_{r1}$), и не рассчитывать магнитную цепь ротора.

Полученное значение намагничивающего тока сравнивают с его каталожным значением и, если они близки, расчет прекращается.

Если они существенно отличаются, то продолжают расчет магнитной цепи, изменяя индукцию в воздушном зазоре. Если расчетный ток меньше (больше) каталожного, то увеличивают (уменьшают) индукцию B_{δ} и повторяют расчет, предварительно определив по формуле (20.8) число эффективных проводов в пазу, соответствующее новому значению индукции B_{δ} .

Расчет магнитной цепи продолжается до тех пор, пока расчетное значение намагничивающего тока не приблизится к каталожному.

После этого определяют новое сечение обмоточного провода:

$$q_{эл.нов} = q_{эл.ст} u_{п.ст} / u_{п.нов}$$

По нему подбирают ближайший стандартный провод и записывают его размеры (диаметр и сечение).

По полученному сечению эффективного витка ($q_{эл.нов} n_{эл.нов}$) определяют плотность тока $J_1 = I_{ном} / (a_1 q_{эф})$, вычисляют по формуле (20.9) линейную нагрузку, а затем коэффициент пропорциональности перегрева $A_1 J_1$.

Затем рассчитывают коэффициенты заполнения паза k_m и k_z . Если площадь паза за вычетом площади изоляции S_n' неизвестна, то ограничиваются проверкой коэффициента k_m , полагая известной геометрию паза (площадь паза в свету $S_{п.св}$). Если коэффициенты заполнения удовлетворяют рекомендуемым значениям, расчет считается законченным и двигатель ремонтируют в соответствии с этими обмоточными данными.

20.3. Пересчеты асинхронных двигателей на новое напряжение, частоту вращения и частоту питания

Пересчет обмотки статора на новое напряжение. Пересчет обмотки статора на другое напряжение без изменения основных характеристик двигателя возможен, если класс напряжения не изменяется (двигатели с напряжением до 1 кВ), либо если пересчет ведется на более низкое напряжение. В этих случаях не увеличивается площадь изоляции в пазу и удается сохранить без изменений электромагнитные нагрузки машины, ее номинальную мощность и энергетические показатели.

Для сохранения рабочих свойств двигателя необходимо, чтобы магнитный поток (или индукция в воздушном зазоре), а также линейная нагрузка (или объем тока в пазу) оставались без изменений.

Из условия постоянства магнитного потока следует, что

$$u_{п.ст} / u_{п.нов} = U_{ст} / U_{нов}, \text{ откуда } u_{п.нов} = u_{п.ст} U_{нов} / U_{ст}, \quad (20.12)$$

где $u_{п.ст}$, $u_{п.нов}$ — старое и новое число эффективных проводников в пазу; $U_{ст}$, $U_{нов}$ — старое и новые значения фазного напряжения обмотки статора.

Из условия постоянства линейной нагрузки следует, что

$$u_{п.ст} q_{ст} = u_{п.нов} q_{нов}, \text{ откуда } q_{нов} = q_{ст} u_{п.ст} / u_{п.нов}, \quad (20.13)$$

где $q_{ст}$, $q_{нов}$ — старое и новое сечения эффективного проводника.

Таким образом, пересчет сводится к определению нового числа эффективных проводов в пазу и их сечения по формулам (20.12) и (20.13). Полученное значение $u_{п}$ следует округлить в соответствии с рекомендациями, приведенными в подразд. 20.2, а сечение $q_{нов}$ — в соответствии с сортаментом провода. Округленные значения $u_{п}$ и q не должны отличаться от рассчитанных более чем на 5%.

Пересчет двигателя на новую частоту вращения. Изменение частоты вращения асинхронных двигателей при ремонте осуществляется путем изменения числа пар полюсов в соответствии с формулой для синхронной скорости $n_1 = 60f/p$. Поэтому при увеличении частоты вращения следует проверять механическую прочность ротора и индукцию в ярме статора, а при ее уменьшении — нагрев обмотки статора из-за ухудшения условий охлаждения. Для двигателей с фазным ротором необходимо изменять число полюсов не только обмотки статора, но и обмотки ротора.

Пересчет двигателя осуществляется путем изменения числа пар полюсов при неизменном напряжении сети, схеме соединения обмотки статора и частоте питающей сети. Этот пересчет, как следует из формулы (20.5), связан с изменением магнитного потока двигателя.

Мощность двигателя при заданных размерах магнитопровода и неизменном обмоточном коэффициенте можно определить по формуле

$$P_2 = knAB_{\delta}, \quad (20.14)$$

где k — коэффициент пропорциональности, характерный для данной машины; n — частота вращения; A , B_{δ} — линейная нагрузка и индукция в воздушном зазоре.

Тогда при изменении частоты вращения получим

$$P_{2\text{нов}} = P_{2\text{ст}} n_{\text{нов}} A_{\text{нов}} B_{\delta\text{нов}} / (n_{\text{ст}} A_{\text{ст}} B_{\delta\text{ст}}). \quad (20.15)$$

Из формулы (20.15) следует, что при неизменных электромагнитных нагрузках мощность двигателя изменяется пропорционально изменению частоты вращения. Однако, с ростом частоты вращения увеличиваются полюсное деление и при неизменной индукции B_{δ} магнитный поток на полюс, что может привести к чрезмерному росту индукции в ярмах статора и ротора, поскольку геометрия магнитной системы остается неизменной. Поэтому, как правило, приходится уменьшать индукцию в воздушном зазоре, чтобы сохранить на приемлемом уровне индукцию в ярмах, которая рассчитывается по формуле

$$B_{a(j)} = \Phi / (2h_{a(j)} I_{\text{ст}1(2)}). \quad (20.16)$$

Индукция в зубцах определяется соотношением ширины зубца и зубцового деления и при неизменном значении B_{δ} остается без изменений.

Предельные значения индукции в ярме статора составляют 1,4...1,6 Тл, что примерно в два раза больше индукции в воздушном зазоре B_{δ} , т.е. $B_a \approx 2 B_{\delta}$. Кроме того, для асинхронных двигателей без радиальных каналов длину активной стали можно принять равной расчетной длине машины. Тогда из формул (20.5) и (20.16) можно найти минимальное число полюсов, при котором удастся сохранить неизменным значение B_{δ} :

$$p \approx 0,25 D_1 / h_a, \quad (20.17)$$

где D_1 — внутренний диаметр статора, м; h_a — высота ярма статора, м.

Полученное значение p следует округлить до ближайшего большего целого p_{min} и проверить, удовлетворяет ли оно требуемой частоте вращения. Если полученное значение p окажется больше требуемого, то пересчет на требуемую частоту вращения должен проводиться при уменьшенных значениях B_{δ} , а следовательно, и индукции в зубцах. В этом случае мощность двигателя будет расти в меньшей степени, чем частота вращения.

При пересчете на более высокую частоту вращения также следует производить проверку механической прочности ротора. Так как механические усилия в роторе пропорциональны его окружной скорости, то проверка ведется по этому последнему показателю без проведения детальных механических расчетов. Окружная скорость ротора не должна превышать 30...40 м/с для ротора с фазной обмоткой и 40...60 м/с для ротора с литой обмоткой.

Если пересчет ведется на более низкую частоту вращения, то отпадает необходимость в этих проверках, поскольку механические усилия в роторе и индукция в ярме при этом будут уменьшаться.

Если зубцы статора и ротора имели недостаточную магнитную нагрузку ($B_{z1(2)} < B_{z\text{доп}}$), то можно увеличить индукцию в воздушном зазоре, доведя индукцию в зубцах до допустимых значений. В этом случае мощность двигателя будет уменьшаться в меньшей мере, чем частота вращения. Линейную нагрузку при этом оставляют без изменения.

При пересчете должны быть известны паспортные данные старого двигателя (номинальные значения напряжения, силы тока, мощности и частоты вращения), геометрические размеры сердечника и зубцового слоя, а также обмоточные данные. Порядок пересчета следующий.

В случае пересчета на более высокую скорость сначала проводят проверку механической прочности ротора. Если механическая прочность удовлетворительна, проверяют возможность сохранения неизменной индукции в воздушном зазоре по формуле (20.17). Затем определяют сечения отдельных участков магнитной цепи и значения индукции в этих участках (B_{δ} , $B_{z1(2)}$, $B_{a(j)}$), соответствующие старой машине. После этого определяют электрические нагрузки старой машины (J , A , AJ).

Если индукцию можно оставить без изменений, то определяют новое число эффективных проводников в пазу:

$$u_{\text{п.нов}} = u_{\text{п.ст}} p_{\text{нов}} / p_{\text{ст}}. \quad (20.18)$$

По формуле (20.13) находят новое сечение эффективного проводника и размеры нового обмоточного провода. В этом случае мощность нового двигателя увеличивается пропорционально увеличению его скорости.

Если $p_{\text{min}} > p$, то индукцию в воздушном зазоре сохранить не удастся и проводят ее корректировку по формуле

$$B_{\delta\text{нов}} = B_{\delta\text{ст}} (p_{\text{нов}} / p_{\text{ст}}) (B_{a(j)\text{доп}} / B_{a(j)\text{ст}}), \quad (20.19)$$

где $B_{a(j)\text{доп}}$ — допустимая индукция в ярме статора (ротора).

Далее определяют новое число эффективных проводников в пазу по формуле

$$u_{п.нов} = u_{п.ст} (p_{нов} B_{дст}) / (p_{ст} B_{днов}), \quad (20.20)$$

новое сечение эффективного проводника по формуле (20.13) и размеры нового обмоточного провода. Полагая неизменной плотность тока, находят новое значение линейной нагрузки:

$$A_{нов} = A_{ст} (q_{эф.нов} u_{п.нов}) / (q_{эф.ст} u_{п.ст}) \quad (20.21)$$

и по формуле (20.15) рассчитывают новую мощность двигателя.

Сила тока при неизменных энергетических показателях составит

$$I_{ф.нов} = I_{ф.ст} P_{2нов} / P_{2ст}. \quad (20.22)$$

В случае пересчета на более высокую скорость условия охлаждения улучшаются и тепловой расчет можно не выполнять.

При пересчете на меньшую скорость проводят корректировку индукции в воздушном зазоре по формуле

$$B_{днов} = B_{дст} (p_{нов} / p_{ст}) (B_{z1(2)доп} / B_{z1(2)ст}). \quad (20.23)$$

После этого рассчитывают новые данные двигателя по формулам (20.20)...(20.23).

При пересчете на более низкую скорость охлаждение обычно ухудшается, что требует проведения теплового расчета для обоснования принятых электромагнитных нагрузок.

Пересчет двигателя на новую частоту питания. При изменении частоты питающего напряжения следует проверять механическую прочность ротора в случае увеличения частоты и индукцию в зубцах и ярмах и нагрев в случае ее уменьшения.

Как правило, пересчеты осуществляются с 50 на 60 Гц или с 60 на 50 Гц. При пересчете двигателя с 50 на 60 Гц не требуется проверять механическую прочность ротора, так как при увеличении скорости на 20 % запас механической прочности ротора сохраняется.

Пересчет проводится при неизменном значении напряжения и индукции в воздушном зазоре (неизменном магнитном потоке), чтобы сохранить требуемую перегрузочную способность двигателя, в следующей последовательности.

Сначала определяют новое значение числа эффективных проводов в пазу:

$$\begin{aligned} w_{1ст} f_{ст} &= w_{1нов} f_{нов} = u_{п.ст} f_{ст} = u_{п.нов} f_{нов}; \\ u_{п.нов} &= u_{п.ст} (f_{ст} / f_{нов}). \end{aligned} \quad (20.24)$$

Затем округляют значение $u_{п.нов}$ до ближайшего целого и уточняют значение индукции в воздушном зазоре $B_{днов}$. После этого определяют сечение эффективных проводников по формуле (20.13) и выбирают размеры нового обмоточного провода. По формуле

(20.21) определяют новое значение линейной нагрузки, по формуле (20.15) — новую мощность, по формуле (20.22) — силу тока. При расчетах полагают, что изменение рабочей скорости пропорционально изменению частоты: $n_{нов} / n_{ст} = f_{нов} / f_{ст}$.

Если при переходе на большую частоту питания хотят оставить электрическую мощность неизменной, то уменьшают расчетные электрические нагрузки. При переходе на меньшую частоту питания ограничителем электрических нагрузок (A , AJ , J) является допустимый перегрев обмоток, так как охлаждение двигателя ухудшается.

20.4. Основные направления модернизации

Под модернизацией понимается устранение морального износа электрических машин, находящихся в эксплуатации, путем доведения их технико-экономических показателей до уровня показателей новых электрических машин. Как правило, модернизацию проводят на крупных электрических машинах, поскольку для машин малой и средней мощности это экономически нецелесообразно. Модернизация крупных электрических машин осуществляется во время капитального ремонта путем применения современных технических решений по электротехническим и изоляционным материалам, системам охлаждения и конструкции отдельных узлов. Так как крупные электрические машины эксплуатируются в течение 20...30 лет, то их модернизация позволяет получить значительный технико-экономический эффект.

В результате модернизации электрических машин обычно решаются следующие задачи: увеличение номинальной мощности и коэффициента полезного действия (снижение потерь), повышение уровня надежности, технологичности и ремонтоспособности, а также снижение эксплуатационных затрат. Для решения вопроса об экономической целесообразности модернизации проводят технико-экономические расчеты, основанные на сопоставлении стоимости модернизации и замены машины на новую.

Повышение мощности крупных электрических машин. Повышение единичной мощности генераторов позволяет с минимальными затратами увеличить установленную мощность электростанции. Этот путь существенно дешевле строительства новых блоков. Так, модернизация гидрогенераторов Братской ГЭС позволила увеличить их единичную мощность и мощность всей станции на 11 %, или на 25 и 400 МВт соответственно, на Новосибирской ГЭС — на 13,75 %. После модернизации ряда тепловых электростанций Урала, Центральной и Южной части России мощность ГЭС была увеличена на 640 МВт, а строительство новых блоков мощностью 600 МВт обошлось бы в 8 раз дороже и заняло бы не менее трех лет. По имеющимся в литературе сведениям путем модернизации

только гидроэлектростанций можно увеличить мощность действующих ГЭС на 5,5...6,0 млн кВт.

Увеличивая мощность генераторов следует помнить о необходимости увеличения мощности приводных турбин и сопряженных с ними тепло- или гидросиловых систем, а также необходимо проверить готовность электрической части станции (система шин, трансформатор, система защиты и др.) к работе при увеличенной мощности. В случае необходимости следует модернизировать или заменить и это оборудование. Одновременно следует проверить соответствие перегрузочной способности модернизированного генератора требованиям соответствующих стандартов.

Повышение единичной мощности электрических двигателей приводит к росту производительности приводимых механизмов, которые следует проверить на возможность работы при увеличенной мощности или производительности. Необходимо проверить соответствие перегрузочной способности модернизированного двигателя требованиям стандартов.

Увеличение коэффициента полезного действия. Увеличение КПД электрических машин достигается за счет уменьшения удельных потерь. Магнитные потери снижаются благодаря применению при ремонте новых улучшенных сортов электротехнической стали, электрические — за счет увеличения сечения эффективного проводника (при использовании более тонкой изоляции) и снижения рабочей температуры обмоток (сочетание более тонкой изоляции с модернизацией системы охлаждения), механические и вентиляционные потери — благодаря применению более рациональной конструкции опорных узлов, минимизации расхода хладагента и др.

При увеличении КПД снижаются эксплуатационные затраты (стоимость энергии потерь), уменьшается рабочая температура отдельных узлов электрической машины, что позволяет увеличить надежность машины в целом и ее межремонтный период.

Повышение уровня надежности. Повышение уровня надежности достигается применением современных технических решений по креплению обмоток и прессовке активной стали, по подшипниковым узлам и узлам токосъема, использованию современных изоляционных конструкций и уменьшению рабочих температур отдельных узлов машины за счет улучшения их охлаждения.

Снижение эксплуатационных затрат. Снижение затрат достигается путем уменьшения потерь (увеличения КПД), увеличением межремонтного периода благодаря уменьшению физического износа отдельных узлов и деталей после модернизации и уменьшением количества обслуживающего персонала за счет увеличения степени автоматизации режимов работы. В настоящее время снижение этих затрат осуществляется путем перевода крупных генераторов (мощностью до 200 МВт) с водородного на воздушное охлаждение.

Повышение технологичности и ремонтоспособности. Этот показатель улучшается благодаря применению в процессе модернизации современных технических решений по соединению отдельных узлов и деталей, что позволяет уменьшить сроки и стоимость следующего за модернизацией ремонта.

Модернизация обмоток из прямоугольного провода. При модернизации обмоток стремятся улучшить изоляцию катушек (стержней) и изменить геометрию лобовых частей для уменьшения их длины и улучшения охлаждения.

В настоящее время преимущественное распространение получила терморезистивная изоляция типа «Слюдотерм», «Монолит», ВЭС и ее модификации, разработанная ведущими электромашиностроительными заводами России. Эта изоляция имеет существенно лучшие свойства, чем применявшаяся ранее микалентная компаундированная изоляция (табл. 20.1). Замена микалентной изоляции на терморезистивную позволяет примерно на 30 % уменьшить ее толщину при одновременном уменьшении перепада температуры в ней без ухудшения надежности изоляционной конструкции.

Уменьшение площади изоляции при неизменных размерах паза позволяет увеличить сечение эффективного проводника, причем чем выше класс напряжения (толще изоляция), тем больше эффект. Таким образом, при неизменной плотности тока можно увеличить номинальный ток и мощность машины без увеличения рабочей температуры. При неизменном токе и мощности снижаются плотность тока в обмотке, электрические потери и рабочая температура, что повышает надежность обмотки. В ряде случаев дополнительное место в пазу может быть использовано для размещения полых трубок при переводе обмотки якоря на водяное охлаждение.

Одновременно с улучшением изоляционной конструкции в некоторых случаях улучшают транспозицию стержней, доводя угол

Таблица 20.1

Сравнительная характеристика микалентной и терморезистивной изоляций

Характеристика изоляции	Тип изоляции	
	Микалентная	Терморезистивная
Допустимая рабочая температура, °С	105	130
Электрическая прочность, кВ/мм	14...17	28...34
tgδ при 20 °С	0,01...0,02	0,01
tgδ при 120 °С	0,15...0,25	0,06
Коэффициент теплопроводности, Вт/(см·°С)	0,0016	0,0022

транспозиции до 540° с целью уменьшить потери от циркуляционных токов, особенно в зоне лобовых частей.

Как показала многолетняя практика эксплуатации электрических машин, надежность крепления обмотки с учетом возрастающих электромагнитных нагрузок и связанных с ними электродинамических усилий является одним из основных факторов, влияющих на долговечность электрической машины в целом. Поэтому при модернизации усиливают крепление пазовой части обмотки, особенно в месте выхода ее из паза, и крепление лобовых частей обмотки путем применения терморезистивных уплотнений (формопласты типа препрег), синтетических самоутягивающихся бандажей, стеклобандажных поясов и др. В лобовых частях обмоток с косвенным охлаждением могут формироваться дополнительные каналы для прохода охлаждающего газа в целях улучшения охлаждения лобовых частей обмотки.

Повышение мощности синхронных машин невозможно только за счет модернизации якорной обмотки. Одновременно необходимо модернизировать и обмотку возбуждения для увеличения ее номинальной МДС. Только в этом случае удастся сохранить неизменным коэффициент мощности в режиме перевозбуждения или даже уменьшить его.

Возможны следующие варианты модернизации обмотки возбуждения:

переход от косвенного охлаждения к форсированному за счет изменения геометрии обмотки и создания дополнительных каналов для охлаждающего газа по высоте обмотки и в ободу явнополюсных машин, или в лобовых частях (подбандажное пространство) неявнополюсных машин;

переход на непосредственное водородное охлаждение обмоток возбуждения неявнополюсных синхронных машин с соответствующим изменением геометрии обмотки (фрезерование охлаждающих каналов, замена пазовых клиньев);

увеличение числа витков обмотки за счет применения более тонкой изоляции.

Модернизация системы вентиляции. Модернизация вентиляционной системы определяется опытом эксплуатации каждой машины и не имеет унифицированных технических решений. Как правило, она проводится путем увеличения давления или расхода охлаждающего газа.

У турбогенераторов с косвенным охлаждением с ростом давления водорода температурный перепад на разделах «поверхность — водород» снижается приблизительно пропорционально росту давления. В меньшей мере снижается перегрев самого водорода. В итоге снижается рабочая температура обмоток. При увеличении давления необходимо усилить уплотнения вала и других узлов, обеспечивающих герметичность корпуса (включая сварные соединения).

Кроме увеличения давления используют форсированное охлаждение лобовых частей обмотки возбуждения за счет усовершенствования каналов выпуска водорода из подбандажного пространства. Это позволяет увеличить расход газа через лобовые части и тем самым уменьшить их температуру. Кардинальным решением вопроса является перевод обмотки возбуждения на непосредственное газовое охлаждение.

Увеличение расхода охлаждающего газа приводит к тому же эффекту, что и увеличение его давления. Однако с точки зрения уменьшения вентиляционных потерь повышение расхода газа часто оказывается более рациональным. Увеличение расхода охлаждающего газа происходит за счет увеличения напора, создаваемого вентилятором. Плотная компоновка турбогенератора практически не дает возможности изменить размеры вентилятора, поэтому увеличение напора связано со спрямлением (уменьшение закрутки) потока водорода за вентилятором в случае вытяжной вентиляции или перед ним в случае нагнетательной вентиляции с помощью установки направляющих аппаратов.

В машинах с воздушным охлаждением расход охлаждающего газа увеличивают за счет установки дополнительных нагнетательных элементов на явнополюсном роторе и уменьшают рециркуляцию воздуха около вентилятора путем установки диффузоров или уменьшения зазора между диффузором и вентилятором.

Модернизация узла токосъема (контактные кольца-щетki). Работы в этой области ведутся по следующим направлениям: для высокоскоростных электрических машин устанавливаются контактные кольца из термообработанной стали с высокой твердостью ($HV = 3000$); нарезаются винтовые канавки на внешней поверхности колец для улучшения динамической стойкости щеток, уменьшения износа щеток и колец, более равномерного распределения тока между щетками; заменяется миканитовая изоляция втулки контактных колец на стеклоизоляцию (на стеклотекстолит) для увеличения монолитности узла контактных колец; заменяются спиральные пружины из стальной проволоки на рулонные пружины постоянного давления; щеткодержатели изолируются от траверсы, а щетки — от нажимной пружины для исключения подгаров и оплавления обоймы, а также перегрева пружины из-за токов, протекающих по пружине и самой обойме. Кардинальным направлением модернизации узла токосъема является переход к системе бесщеточного (бесконтактного) возбуждения.

Контрольные вопросы

1. Какой расчет называется поверочным?
2. Какие исходные данные необходимы для проведения поверочного расчета?

РАСЧЕТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

3. Чем обусловлено использование при расчетах двух коэффициентов заполнения паза k_m и k_s ?
4. Каков порядок пересчета асинхронного двигателя на другое напряжение?
5. Почему изменяется номинальная мощность двигателя при изменении его полюсности?
6. Каков порядок пересчета двигателя на более высокую (низкую) частоту вращения?
7. Каковы преимущества модернизации электрических машин по сравнению с их заменой на новые? Каковы критерии целесообразности модернизации?
8. В чем преимущества терморезистивной изоляции по сравнению с компаундированной?
9. Как можно увеличить КПД (мощность) электрических машин при модернизации?

Содержание и объем расчетов, выполняемых при ремонте трансформаторов, определяются характером ремонта и наличием паспортных данных. В данной главе приведены последовательность поверочного расчета при восстановительном ремонте, порядок расчета трансформатора при отсутствии паспортных и обмоточных данных, а также рассмотрены пути модернизации трансформаторов, связанные с увеличением его мощности или уменьшением потерь.

21.1. Объем расчета при капитальном ремонте с заменой обмоток

В ходе восстановительного ремонта с заменой обмоток и при наличии паспорта и типовой расчетной записки работы производят без каких-либо расчетов по старым обмоточным данным (при использовании старого провода или нового тех же размеров). При повторном ремонте поверочные расчеты необходимы, чтобы убедиться в правильности расчета, проведенного перед предыдущим ремонтом. Увеличение потерь холостого хода и намагничивающей мощности, связанное с перешихтовкой верхнего ярма или полной разборкой магнитной системы, учитывается при поверочном расчете параметров холостого хода. Если при ремонте изменяют размеры провода, то производят полный расчет обмоток, а также поверочный расчет напряжения и потерь короткого замыкания.

В ряде случаев необходимо изменить конструкцию обмоток, а также магнитную индукцию в сердечнике и плотность тока в обмотках. При этом для выбранного типа обмоток и принятой конструкции изоляции производят полный электромагнитный расчет, а также поверочный расчет параметров холостого хода.

При отсутствии обмоточных данных и тем более паспортной таблички (шитка) указанные расчеты производят в обязательном порядке (при этом иногда мощность и напряжение трансформатора неизвестны). В этом случае основанием для расчета служат результаты тщательных замеров магнитной системы, обмоток, бака и других частей трансформатора, подлежащего ремонту.

При модернизации, когда изменяют параметры трансформатора и соответственно отдельные конструктивные элементы, про-

изводят полный расчет (как до модернизации, так и после нее), чтобы можно было сравнить новый вариант с заменяемым.

Однако при любом виде ремонтных работ стремятся сохранить значение индукции в магнитной системе, близкое к заводскому, и обеспечить соответствие основных параметров трансформатора требованиям стандартов или технических условий.

21.2. Порядок поверочного расчета при восстановительном ремонте

Определение основных размеров. По результатам измерений при осмотре активной части трансформатора составляют эскиз магнитной системы, на котором указываются ее основные размеры (см. рис. 19.1). Расстояние между осями стержней C определяется: для трехфазной плоской магнитной системы

$$C = (L_{\text{яр}} - a_c)/2; \quad (21.1)$$

для однофазной плоской магнитной системы

$$C = L_{\text{яр}} - a_c, \quad (21.2)$$

где $L_{\text{яр}}$ — длина ярма; a_c — ширина средней (основной) ступени сечения стержня.

Высота окна H (длина стержня) равна расстоянию между внутренними плоскостями верхнего и нижнего ярм в свету.

Для проверки измеренного диаметра стержня d его рассчитывают по формуле

$$d = \sqrt{a_c^2 + b_c^2}, \quad (21.3)$$

где b_c — толщина основного среднего пакета.

Полная площадь ступенчатого сечения стержня P_{ϕ} представляет собой сумму сечений пакетов пластин. Активное сечение стали стержня

$$P_c = k_3 P_{\phi}, \quad (21.4)$$

где k_3 — коэффициент заполнения ступенчатой фигуры чистой сталью (без изоляции), в зависимости от марки стали и типа изоляционного покрытия, для холоднокатаной стали $k_3 = 0,93 \dots 0,97$.

При переизолировке стали учитывается уменьшение активного сечения на 2...3%. Полученное значение P_c можно проверить по формуле

$$P_c = k_3 k_{\text{кр}} \pi d^2 / 4, \quad (21.5)$$

где $k_{\text{кр}}$ — коэффициент заполнения площади круга диаметром d площадью ступенчатой фигуры, для 5...6 ступеней $k_{\text{кр}} \approx 0,915$.

Сечение ярма определяют аналогично.

Полученные при измерениях размеры провода в трансформаторах отечественного производства сравнивают со стандартными.

При наличии паспортных и обмоточных данных трансформатора и использовании старого провода (или нового тех же размеров) восстановительный ремонт трансформатора не вызывает затруднений.

При поверочном расчете параметров холостого хода определяют индукцию в стержне магнитной системы:

$$B_c = u_{\text{в}} / (4,44 f P_c), \quad (21.6)$$

где $u_{\text{в}} = U_{\phi} / w$ — ЭДС витка.

Чтобы убедиться в правильности расчета, полученное значение индукции сравнивают с рекомендуемыми для холоднокатаной стали (1,5...1,65 Тл) в трансформаторах I...IV габаритов. Индукция в ярме $B_{\text{я}}$ определяется по формуле (21.6), в которую вместо сечения стержня подставляют сечение ярма.

Расчет потерь холостого хода при известных значениях индукции, массы элементов магнитной системы и способе шихтовки (косые, прямые или комбинированные стыки) выполняется по общепринятой методике. Увеличение потерь вследствие перешихтовки верхнего ярма учитывается путем введения коэффициента $k_{\text{д}} = 1,05 \dots 1,1$. При полной перешихтовке магнитной системы $k_{\text{д}} = 1,2 \dots 1,25$. Аналогично влияние перешихтовки учитывается при расчете намагничивающей мощности. Полученные при расчете значения потерь и тока холостого хода сравнивают с нормируемыми (по стандарту или техническим условиям).

Порядок расчета при ремонте по паспортным данным (обмоточные данные отсутствуют). В основу расчета должны быть положены следующие требования: обеспечение электрической прочности изоляции; обеспечение параметров холостого хода и короткого замыкания в соответствии с требованиями нормативных документов; обеспечение технических требований заказчика.

Расчет проводится по общепринятой методике, изложенной в книге П.М.Тихомирова. После определения основных размеров магнитной системы по паспортным данным рассчитывают основные электрические величины (линейные и фазные токи и напряжение обмоток НН и ВН). В соответствии с данными рекомендациями выбирают значение индукции в стержне. При выборе индукции следует иметь в виду, что ее завышение приводит к увеличению потерь и тока холостого хода, а занижение — к затруднениям при размещении обмоток в заданных размерах магнитной системы, поскольку занижение индукции приводит к росту числа витков.

После этого производят поверочный расчет параметров холостого хода и определяют ЭДС одного витка:

$$u_b = 4,44 f B_c P_c. \quad (21.7)$$

После определения количества витков в обмотках НН и ВН выбирают тип обмоток (цилиндрические, винтовые, непрерывные) по мощности, напряжению, силе тока и сечению витка.

Сечение витка определяют либо по рекомендуемой плотности тока Δ_{cp} (А/м²), либо рассчитывают по заданным потерям короткого замыкания. Для медных обмоток

$$\Delta_{cp} = 0,746k \frac{P_k u_b}{S d_{12}} 10^4; \quad (21.8)$$

для алюминиевых обмоток

$$\Delta_{cp} = 0,463k \frac{P_k u_b}{S d_{12}} 10^4. \quad (21.9)$$

Здесь k — коэффициент, учитывающий наличие добавочных потерь в обмотках, потери в отводах, стенках бака и т.д. (для трансформаторов мощностью до 100 кВ·А $k = 0,97$, мощностью 160...1000 кВ·А — 0,96...0,91); P_k — потери короткого замыкания, Вт; S — номинальная мощность, кВ·А; $d_{12} = ad$ — средний диаметр канала обмоток НН и ВН, м; $a = 1,38...1,30$ для обмоток из меди (для обмоток из алюминия — $a = 1,46...1,48$).

По испытательным напряжениям обмоток производят выбор изоляционных расстояний и геометрии изоляционных промежутков. После выбора типа обмоток и изоляции производят расчет обмоток, размещая их на стержне (с учетом заданных размеров магнитной системы). Осевой размер обмоток принимают равным $H - 2l_0$, где l_0 — расстояние от торца обмотки ВН до ярма при отсутствии прессующих колец. Осевые размеры обмоток ВН и НН принимают равными. После размещения (раскладки) обмоток определяют их внутренние и наружные диаметры и размеры в осевом и радиальном направлениях.

Проверка возможности размещения обмоток в окне магнитной системы сводится к сопоставлению рассчитанного промежутка между обмотками соседних фаз L с выбранным междуфазным изоляционным расстоянием a_{22} ($L = C - D_{нарВН} \geq a_{22}$) и расстоянием до ярма $h = 0,5 (H - l_{обм}) \geq l_0$.

После этого определяют массу обмоток и вычисляют потери и напряжение короткого замыкания, сравнивая их с нормированными значениями. При отклонении от параметров короткого замыкания более чем на 5% можно несколько изменить размеры изоляционного расстояния между обмотками a_{12} (только в сторону увеличения) или высоту обмоток (если позволяют размеры изоляции и окна магнитной системы). Можно также изменить значение ЭДС витка (и число витков соответственно). Эти изменения требуют повторного расчета.

Тепловой расчет обмоток, как правило, выполняется в сокращенном виде. При этом проверяется плотность теплового потока на поверхности обмотки q (потери в обмотке, отнесенные к единице поверхности охлаждения). Для трансформаторов мощностью 100...1000 кВ·А должно выполняться условие $q \leq 1000...1200$ Вт/м².

21.3. Расчет трансформатора при отсутствии паспортных и обмоточных данных

Определить параметры трансформатора, в частности его мощность, можно по известным размерам магнитной системы. Магнитная система является основой конструкции трансформатора. Выбор ее основных размеров совместно с размерами обмоток определяет главные размеры активной части и всего трансформатора.

Диаметр стержня d (см. рис. 19.1) является одним из основных размеров трансформатора. Основываясь на законе геометрического подобия, связывающего мощность трансформатора с его линейными размерами, можно установить зависимость между диаметром стержня d и мощностью S' одного стержня:

$$d = 0,507 \sqrt[4]{S' a_p \beta k_p / (f u_p B_c^2 k_c^2)}.$$

Приведенная ширина двух обмоток в метрах достаточно точно определяется по формуле

$$\frac{a_1 + a_2}{3} = 10^{-2} k \sqrt{S'}.$$

Для трансформаторов мощностью 100...1000 кВ·А с медными обмотками $k = 0,6$ (для алюминиевых обмоток $k = 0,75$).

Радиальный размер обмотки НН a_1 (ближайшей к стержню) для этих трансформаторов приближенно определяют из соотношения

$$a_1 \cong 1,1 \frac{a_1 + a_2}{3}, \quad (21.10)$$

откуда $a_1 \cong 0,58 a_2$.

Радиальный размер наружной обмотки ВН a_2 ориентировочно можно определить по формуле

$$2a_2 = bd, \quad (21.11)$$

где b — коэффициент для трансформаторов с обмотками из меди принимается равным 0,4 (для обмоток из алюминия $b = 0,5$). Таким образом,

$$(a_1 + a_2)/3 = (0,58a_2 + a_2)/3 + 0,105d. \quad (21.12)$$

Следовательно, мощность одного стержня

$$S' = (0,185d)^4 \cdot 10^4. \quad (21.13)$$

Мощность трехфазного трансформатора $S = 3S'$

Полученное приближенное значение мощности необходимо округлить до ближайшего стандартного. Далее для заданных номинальных напряжений обмоток (с учетом схемы соединения) определяют основные электрические величины.

В соответствии с классом напряжения и испытательными напряжениями обмоток выбирают основные изоляционные промежутки и конструкцию изоляции: по испытательному напряжению обмотки НН — расстояние a_{01} (от обмотки до стержня); по испытательному напряжению обмотки ВН — расстояние a_{12} (между обмотками НН и ВН), расстояние l_0 в торцевой зоне (от обмотки до верхнего и нижнего ярм) и расстояние между обмотками соседних фаз a_{22} . Осевые размеры обмоток при расчете принимают одинаковыми.

Для расчета сечения витка предварительно задаются плотностью тока: для медных обмоток НН $\Delta_1 \leq 4,0 \cdot 10^6$ А/м², для обмоток ВН $\Delta_2 \leq 3,5 \cdot 10^6$ А/м².

Повышение плотности тока сверх указанных пределов приводит к увеличению потерь короткого замыкания (следовательно, и к повышенному нагреву обмоток). Заниженная плотность тока влечет за собой недостаточное использование сечения витка, увеличение массы обмоток, а в некоторых случаях приводит к тому, что нужное число витков оказывается невозможно разместить в заданных размерах магнитопровода.

Приемлемость предварительно выбранных сечений может быть установлена лишь на последнем этапе расчета — при расчете потерь и удельной тепловой нагрузки обмоток q .

Пересчет обмоток на другое напряжение. Повышение номинального напряжения трансформатора неосуществимо без реконструкции обмоток. Изоляция обмоток более высокого класса напряжения обеспечивается в основном за счет увеличения изоляционных промежутков. Из сопоставления конструкций изоляции для классов напряжения 3, 6 и 10 кВ видно, что размеры промежутков и их строение одинаковы. Поэтому изменение напряжения в этих пределах не влечет за собой изменение мощности.

Переход на напряжение 35 кВ неизбежно должен сопровождаться уменьшением мощности трансформатора, так как изоляционные расстояния необходимо будет увеличить.

При необходимости пересчета обмоток на другое напряжение следует учесть, что в современных сериях предпочтение отдается

многослойным цилиндрическим обмоткам. Широкое применение обмоток этого типа в качестве обмоток ВН и НН обусловлено возможностью обеспечить более плотное заполнение окна магнитной системы, использовать более эффективную теплоотдачу от обмотки к маслу в вертикальных каналах, а также получить более технологичную конструкцию. Кроме того, обмотка этого типа при воздействии импульсных перенапряжений имеет более высокую электрическую прочность по сравнению с катушечными обмотками.

Особенности пересчета трансформаторов на алюминиевые обмотки. Анализ трансформаторов с медными и алюминиевыми обмотками показал, что при сохранении потерь короткого замыкания мощность трансформатора с алюминиевыми обмотками должна быть снижена примерно в 1,27 раза. При этом напряжение короткого замыкания, отнесенное к сниженной мощности, уменьшается примерно на 20 % (при уменьшении массы металла обмоток в 3,3 раза и снижении механической прочности в 2,5 раза).

Рационально спроектированные трансформаторы с алюминиевыми обмотками существенно отличаются по соотношению основных размеров от равных им по мощности параметрам холостого хода и короткого замыкания трансформаторов с медными обмотками. Отличительными особенностями магнитной системы трансформаторов с алюминиевыми обмотками являются меньший диаметр, большая высота стержней и площадь окна магнитной системы.

При ремонте и модернизации трансформатора приходится иметь дело с готовой магнитной системой и баком. Поэтому замена меди на алюминий (или обратно) с получением при этом заданных параметров не всегда возможна. В каждом конкретном случае задача должна решаться на основе соответствующего технико-экономического обоснования.

21.4. Модернизация трансформаторов

Наибольшие трудности в ходе модернизации трансформаторов возникают при необходимости повышения мощности. Такие требования наиболее часто предъявляются к трансформаторам специального назначения, например, электропечным (если мощность трансформатора стала недостаточна по отношению к возросшим производственным возможностям питаемых ими электропечей). Повышение мощности при существующих габаритах возможно за счет лучшего использования магнитной системы (повышения индукции), лучшего использования окна магнитной системы, более эффективного охлаждения и совместного использования этих факторов.

Увеличение мощности за счет повышения магнитной индукции практически исключено, так как на заводах-изготовителях, как правило, выбирают предельное значение индукции.

Программа испытаний электрических машин и трансформаторов

Таблица I

Программа приемочных испытаний электрических машин по ГОСТ 183—74*

№ п/п	Испытания и проверки	Тип машины		
		МПТ	СМ	АД
1	Измерение сопротивления изоляции обмоток относительно корпуса и между обмотками	*	*	*
2	Измерение сопротивления обмоток при постоянном токе в практически холодном состоянии	*	*	*
3	Испытание при повышенной частоте вращения	*	*	+
4	Испытание изоляции обмоток относительно корпуса машины и между обмотками на электрическую прочность	*	*	*
5	Испытание межвитковой изоляции обмоток на электрическую прочность	*	*	*
6	Определение тока возбуждения генератора или частоты вращения двигателя при холостом ходе	*	—	—
7	Проверка коммутации при номинальной нагрузке и кратковременной перегрузке по току	*	—	—
8	Определение характеристики холостого хода	+	*	—
9	Определение рабочей (скоростной) характеристики (для двигателей)	+	—	—
10	Определение внешней характеристики (для генераторов)	+	—	—
11	Определение регулировочной характеристики	+	—	—
12	Испытание на нагревание	+	+	+
13	Определение области безыскровой работы и проверка качества коммутации	+	—	—
14	Определение КПД	+	+	+
15	Измерение вибраций	+	+	+
16	Измерение биения коллектора (если это установлено в стандартах на отдельные виды машин)	+	—	—
17	Измерение радиопомех	+	—	—
18	Измерение уровня шума	+	+	+
19	Определение характеристики установившегося короткого замыкания	—	*	—
20	Определение тока третьей гармонической (при соединении обмотки якоря в треугольник)	—	+	—

При модернизации трансформаторов наиболее распространено увеличение мощности за счет размещения в тех же размерах большей массы металла обмоток и (или) более эффективной системы охлаждения. Использование первого из этих факторов (при необходимости сохранения магнитной индукции и электрической прочности) требует решения, принципиально отличающегося от заводского. Примером может служить замена в электропечных трансформаторах чередующихся обмоток на концентрические при наружном расположении обмотки НН, что в ряде случаев позволяет повысить мощность более чем в 1,5 раза.

Одним из возможных способов увеличения мощности (в старых габаритах) является переход на меньшие испытательные напряжения промышленной частоты и облегчение вследствие этого конструкции главной и продольной изоляции. Это возможно также при использовании магнитной системы трансформаторов старых выпусков. Снижение испытательного напряжения возможно при использовании более эффективной защитной аппаратуры.

Увеличение мощности приводит, однако, и к увеличению электрических потерь, что может, в свою очередь, вызвать необходимость замены системы охлаждения на более эффективную (например, естественной масляной на циркуляционную с водяным или воздушным охлаждением). Применение более эффективной системы охлаждения позволяет повысить мощность трансформатора без каких-либо других переделок, если обеспечена термическая стойкость трансформатора (т.е. допустимые температуры обмоток и масла).

В ряде случаев эффективность охлаждения повышается при использовании специальных конструктивных решений, обеспечивающих направленное движение масла (непосредственно в обмотки).

Контрольные вопросы

1. От чего зависят содержание и объем расчетов при ремонте трансформаторов?
2. Какие размеры магнитной системы необходимо определить для составления ее эскиза и для последующих расчетов?
3. Какие значения индукции в стержне магнитной системы рекомендуются для холоднокатаной стали?
4. Назовите предельные значения плотности теплового потока на поверхности обмотки при поверочном расчете.
5. Как определить приближенное значение мощности ремонтируемого трансформатора по известным геометрическим размерам его активной части?
6. Каким образом можно увеличить мощность трансформатора при модернизации?

№ п/п	Испытания и проверки	Тип машины		
		МПТ	СМ	АД
21	Измерение тока возбуждения в режиме ненагруженного перевозбужденного двигателя и определение U-образной характеристики	-	+	-
22	Определение регулировочной характеристики, номинального значения тока возбуждения и изменения напряжения	+	+	-
23	Испытание на кратковременную перегрузку по току	-	+	+
24	Испытание механической прочности при ударном токе КЗ	-	+	-
25	Определение коэффициента искажения синусоидальности кривой линейного напряжения	-	+	-
26	Определение индуктивных сопротивлений и постоянных времени обмоток (для машин с $S > 100$ кВ·А)	-	+	-
27	Испытание электромашинного возбудителя	-	+	-
28	Определение скорости нарастания напряжения возбудителя синхронного генератора и компенсатора	-	+	-
29	Определение начального пускового и минимального вращающего момента и начального пускового тока	-	+	+
30	Проверка состояния уплотнений	-	*	-
31	Определение коэффициента трансформации (АД с фазным ротором)	-	-	*
32	Определение тока и потерь холостого хода	-	-	*
33	Определение тока и потерь короткого замыкания	-	-	*
34	Определение коэффициента мощности и скольжения	-	-	+
35	Определение максимального вращающего момента	-	-	+

Примечание. Звездочкой отмечены пункты приемочных испытаний, входящие в программу приемосдаточных испытаний; знак «-» означает, что это испытание не проводится, знак «+» — проводится. МПТ — машина постоянного тока; СМ — синхронная машина; АД — асинхронный двигатель.

Таблица 2

Программа приемосдаточных испытаний двигателей малой мощности по ГОСТ 16264—85*

№ п/п	Вид испытаний и проверок	Тип двигателя			
		АД	СД	К	БК
1	Проверка внешнего вида	+	+	+	+
2	Проверка присоединительных размеров и биения выступающего конца вала	+	+	+	+

№ п/п	Вид испытаний и проверок	Тип двигателя			
		АД	СД	К	БК
3	Проверка направления вращения и маркировки выводных концов обмоток	+	+	+	+
4	Измерение сопротивления обмоток постоянному току в практически холодном состоянии	+	+	+	+
5	Измерение сопротивления изоляции обмоток относительно корпуса	+	+	+	+
6	Проверка электрической прочности изоляции обмоток относительно корпуса	+	+	+	+
7	Испытание межвитковой изоляции обмоток на электрическую прочность	+	+	+	+
8	Определение тока и потерь холостого хода	+	+	-	-
9	Определение тока и потерь короткого замыкания	+	+	-	-
10	Проверка тока и частоты вращения при номинальной нагрузке и максимально допустимом значении напряжения управления	-	-	-	+
11	Определение напряжения трогания	-	-	-	+
12	Проверка коммутации в номинальном режиме и при кратковременной перегрузке по току	-	-	+	-
13	Проверка уровня звука	+	+	+	+

Примечание. Знак «-» означает, что данное испытание не проводится, знак «+» — проводится; АД — асинхронные двигатели, СД — синхронные, К — коллекторные, БК — бесколлекторные.

Таблица 3

Программа типовых испытаний трехфазных трансформаторов мощностью 6,3 кВ·А и более по ГОСТ 11677—85*

№ п/п	Вид испытаний и проверок	Примечание
1	Наружный осмотр и проверка на соответствие чертежам	*
2	Проверка коэффициента трансформации и группы соединения обмоток	*
3	Испытание пробы масла (или жидкого диэлектрика) из бака трансформатора	*
4	Определение сопротивления обмоток постоянному току	*
5	Определение параметров изоляции	*
6	Испытание электрической прочности изоляции одноминутным испытательным напряжением промышленной частоты	*

№ п/п	Вид испытаний и проверок	Примечание
7	Испытание электрической прочности изоляции напряжением промышленной частоты с измерением частичных разрядов (для классов напряжения 150 кВ и выше)	*
8	Проверка тока и потерь холостого хода	*
9	Проверка тока и потерь короткого замыкания	*
10	Испытание бака трансформатора на плотность	*
11	Испытание устройств переключения ответвлений обмоток	*
12	Измерение сопротивления нулевой последовательности	
13	Испытание внутренней изоляции грозowymi импульсами напряжения	
14	Испытание электрической прочности воздушных промежутков	
15	Испытание на нагревание	
16	Испытание на стойкость при коротком замыкании (для трехфазных трансформаторов мощностью до 125 МВ·А включительно)	
17	Испытание бака на механическую прочность	
18	Испытание активной части на механическую прочность	
19	Проверка уровня звука	

Примечание. Звездочкой отмечены пункты типовых испытаний, входящие в программу приемосдаточных испытаний.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

Испытательные напряжения для электрических машин и трансформаторов

Таблица 1

Испытательное напряжение при проверке электрической прочности изоляции обмоток электрических машин по ГОСТ 183—74*

№ п/п	Электрическая машина или ее части	Испытательное напряжение (действующее значение)
1	Машины мощностью менее 1 кВт (кВ·А) на номинальное напряжение менее 100 В (за исключением указанных в пп. 4...8)	500 В плюс двукратное номинальное
2	Машины мощностью 1 кВт и выше на номинальное напряжение менее 100 В (за исключением указанных в п. 4)	1000 В плюс двукратное номинальное
3	Машины мощностью до 1000 кВт (за исключением указанных в пп. 1, 2, 4...8)	1000 В плюс двукратное номинальное, но не менее 1500 В

№ п/п	Электрическая машина или ее части	Испытательное напряжение (действующее значение)
3	Машины мощностью 1000 кВт и выше (за исключением указанных в пп. 4...8) на номинальное напряжение: до 3,3 кВ включительно свыше 3,3 до 6,6 кВ включительно свыше 6,6 до 17 кВ включительно свыше 17 кВ	1000 В плюс двукратное номинальное 2,5-кратное номинальное 3000 В плюс двукратное номинальное по согласованию между потребителем и изготовителем
4	Обмотки возбуждения машин постоянного тока с независимым возбуждением	1000 В плюс двукратное номинальное напряжение возбуждения, но не менее 1500 В
5	Обмотки возбуждения синхронных машин: СМ, пускаемые специальными пусковыми двигателями СМ для непосредственного пуска с обмоткой возбуждения, замкнутой на сопротивление, не более 10-кратного сопротивления обмотки возбуждения то же, но при сопротивлении, больше 10-кратного	10-кратное номинальное напряжение возбуждения, но не менее 1500 и не более 3500 В То же 1000 В плюс двукратное максимальное пусковое, но не менее 1500 В
6	Вторичные обмотки АД, не находящиеся постоянно в короткозамкнутом состоянии для АД, допускающих торможение противовключением для АД, не предназначенных для торможения противовключением	1000 В плюс четырехкратное номинальное напряжение этой обмотки 1000 В плюс двукратное номинальное
7	Возбудители	Как для обмоток, к которым они присоединяются

Таблица 2

Нормированные испытательные напряжения для трансформаторов класса напряжения до 35 кВ включительно по ГОСТ 1516.3—96

Напряжение	Класс напряжения трансформатора, кВ								
	до 0,69	3	6	10	15	20	24	27	35
Наибольшее рабочее	—	3,6	7,2	12	17,5	24	26,5	30	40,5
Испытательное одноминутное	5	18	25	35	45	55	65	70	85

Допустимые значения уровня шума и вибрации для электрических машин

Таблица 1

Допустимые значения средних уровней звука на расстоянии 1 м от контура машины для электрических машин класса I со степенью защиты IP44 (IP22) в режиме холостого хода по ГОСТ 16372—93

Номинальная мощность, кВт	Предельные значения средних уровней звука (дБА) при номинальной частоте вращения (об/мин)					
	600...900	900...1320	1320...1900	1900...2360	2360...3150	3150...3750
0,25...1,1	67(64)	70(67)	71(69)	74(72)	75(75)	79(78)
1,1...2,2	69(65)	70(68)	73(71)	78(75)	80(78)	82(81)
2,2...5,5	72(68)	74(71)	77(75)	82(78)	83(81)	85(84)
5,5...11	75(72)	78(75)	81(78)	86(81)	87(84)	90(87)
11...22	78(75)	82(78)	85(81)	87(83)	91(87)	93(90)
22...37	80(77)	84(81)	86(83)	89(85)	92(88)	95(92)
37...55	81(79)	86(83)	88(86)	92(88)	94(90)	97(93)
55...110	84(82)	89(85)	92(88)	93(90)	96(92)	98(95)
110...220	87(85)	91(87)	94(90)	96(93)	98(95)	100(96)
220...400	88(86)	92(90)	96(92)	98(94)	99(95)	102(98)
400...630	89(88)	93(92)	97(94)	99(95)	100(96)	103(98)
630...1000	91(90)	95(93)	98(95)	100(96)	101(97)	104(99)

Таблица 2

Соотношение между уровнями вибрации, вибрационными скоростями и вибрационными ускорениями

L, дБ	$v_{эф}$, мм/с	a , м/с ²	L, дБ	$v_{эф}$, мм/с	a , м/с ²
0	$5 \cdot 10^{-5}$	$3 \cdot 10^{-4}$	83	0,707	4,24
10	$1,58 \cdot 10^{-4}$	$9,49 \cdot 10^{-4}$	87	1,12	6,72
20	$5 \cdot 10^{-4}$	$3 \cdot 10^{-3}$	91	1,77	10,6
30	$1,58 \cdot 10^{-3}$	$9,49 \cdot 10^{-3}$	95	2,81	16,9
40	$5 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-2}$	99	4,46	26,7
50	$1,58 \cdot 10^{-2}$	$9,49 \cdot 10^{-2}$	103	7,70	42,4
60	$5 \cdot 10^{-2}$	0,33	107	11,2	62,7
70	0,158	0,949	110	15,8	94,9
75	0,281	1,69	120	50	300
79	0,446	2,67	130	158	949

Определение кратности тока и продолжительности короткого замыкания по ГОСТ 11677—85*

Величина токов короткого замыкания при испытаниях трансформаторов на динамическую стойкость рассчитываются следующим образом. Если наибольшая допустимая кратность тока короткого замыкания не оговорена в стандартах или технических условиях, то для двухобмоточных трансформаторов мощностью менее 1 МВ·А

$$I_{к.о} = 100 U_n I_n / u_{к.о} U_{н.о},$$

но не более $25 I_n$;

для двухобмоточных трансформаторов мощностью 1 МВ·А и более

$$I_{к.о} = \frac{1}{u_{к.о}/100 + S_n/S_k} \frac{U_n}{U_{н.о}} I_n,$$

где $I_{к.о}$ — установившийся ток короткого замыкания ответвления, для которого расчетные механические усилия максимальны, А; $U_{н.о}$, $u_{к.о}$ — номинальное напряжение и напряжение короткого замыкания этого ответвления, кВ и %, соответственно; U_n — номинальное напряжение рассматриваемой обмотки, кВ; I_n — номинальный ток обмотки на основном ответвлении, А; S_n , S_k — номинальная мощность трансформатора и сети, МВ·А (значения S_k приведены в табл. 1).

Таблица 1

Мощность короткого замыкания сети S_n , МВ·А

Класс напряжения обмотки, кВ	Класс напряжения трансформатора	
	ниже 110 кВ (кроме трансформаторов собственных нужд)	110 кВ и выше и все трансформаторы собственных нужд
До 10 вкл.	500	2000
Свыше 10 до 35 вкл.	2500	5000
110	—	15 000
150	—	20 000
220	—	25 000
330	—	35 000
500	—	50 000
750	—	75 000

Наибольший допустимый ток короткого замыкания, применительно к которому выполняются испытания, определяется по формуле

$$i_{к.уд} = \sqrt{2} i_{к.о} k_{уд}$$

Здесь значения $\sqrt{2} k_{уд}$ зависят от соотношения параметров трансформатора (активной и реактивной составляющих напряжения короткого замыкания) и составляют:

u_p/u_n	1,0	1,5	2,0	3,0	4,0	5,0	6,0	8,0	10,0	14 и более
$k_{уд}$	1,5	1,63	1,75	1,95	2,09	2,19	2,28	2,38	2,46	2,55

Наибольшая продолжительность короткого замыкания $t_{к.мах} = 4$ с (при коротком замыкании на стороне с номинальным напряжением 35 кВ и менее) и 3 с (при коротком замыкании на стороне с номинальным напряжением 110 кВ и выше). Для масляных и заполненных негорючим диэлектриком трансформаторов продолжительность короткого замыкания равна $t_k = 1500/k^2$, но не более $t_{к.мах}$ ($k = I_{к.о}/I_n$).

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Условия хранения электротехнического оборудования

группы	Место хранения	Условия хранения			Дополнительные условия
		температура воздуха, °С		относительная влажность, %	
		max	min		
Л	Отапливаемые и вентилируемые склады, расположенные в любых климатических зонах	+40	+5	≤ 80 % при 25 °С без конденсации влаги	Отсутствуют
С	Закрытые помещения с естественной вентиляцией без искусственно регулируемых климатических условий, где колебания температуры и влажности существенно меньше, чем на открытом воздухе (в районах типа У и УХЛ)	+40	-50	≤ 98 % при 25 °С без конденсации влаги	Отсутствуют
Ж1	Открытые площадки в районах типа У и УХЛ	+50	-50	≤ 100 % при 25 °С с конденсацией влаги	Солнечная радиация до 1125 Вт/м ² , интенсивность дождя до 3 мм/мин, ПЫЛЬ

Индекс-группы	Место хранения	Условия хранения			Дополнительные условия
		температура воздуха, °С		относительная влажность, %	
		max	min		
Ж2	Навесы или помещения, где колебания температуры и влажности несущественно отличаются от колебаний на открытом воздухе (в районах типа У и УХЛ)	То же, что для Ж1	То же, что для Ж1	То же, что для Ж1	Наличие пыли
Ж3	Закрытые помещения с естественной вентиляцией без искусственно регулируемых климатических условий, где колебания температуры и влажности существенно меньше, чем на открытом воздухе (в районах типа Т)	+50	-50	≤ 95 % при 35 °С без конденсации влаги	Наличие плесневых грибов
ОЖ1	Открытые площадки в любых климатических районах, в том числе в районах типа Т	+60	-50	≤ 100 % при 35 °С с конденсацией влаги	Солнечная радиация 1125 Вт/м ² , интенсивность дождя до 5 мм/мин, наличие пыли и плесневых грибов
ОЖ2	Навесы или помещения, где колебания температуры и влажности несущественно отличаются от колебаний на открытом воздухе, расположенные в любых климатических районах	+60	-50	≤ 100 % при 35 °С с конденсацией влаги	Наличие пыли и плесневых грибов
ОЖ3	Открытые площадки в районах типа У и УХЛ	+50	-50	≤ 100 % при 25 °С с конденсацией влаги	Солнечная радиация 1125 Вт/м ² , интенсивность дождя до 3 мм/мин, ПЫЛЬ

Индекс-группы	Место хранения	Условия хранения			Дополнительные условия
		температура воздуха, °С		относительная влажность, %	
		max	min		
ОЖ4	Навесы или помещения, где колебания температуры и влажности несущественно отличаются от колебаний на открытом воздухе (в районах типа У и УХЛ) в атмосфере любых типов	+50	-50	≤ 100 % при 25 °С с конденсацией влаги	Наличие пыли

ПРИЛОЖЕНИЕ 6

Нормальные значения климатических факторов внешней среды

Таблица 1

Температура воздуха при эксплуатации, °С

Исполнение	Категория размещения	Верхнее	Нижнее
У	1, 2, 3 5	+40/+45 +35	-45/-50 -5
УХЛ	1, 2, 3 5	+40/+45 +35	-60/-70 -10
Т, ТС	1, 2, 3 5	+50/+60 +35	-10 +1
О	1, 2 5	+50/+60 +35	-60/-70 -10
М	1, 2, 3, 5	+40/+45	-40
ОМ	1, 2, 3, 5	+45	-40
В	1, 2, 3 5	+50/+60 +45	-60/-70 -40

Примечание. В числителе указано рабочее значение температуры, а в знаменателе — предельное рабочее.

Таблица 2

Содержание коррозионно-активных примесей в атмосфере

Тип атмосферы		Содержание примесей, мг/(м ² ·сут)	
Обозначение	Наименование	Сернистый газ	Хлориды
I	Условно-чистая	До 20	Менее 0,3
II	Промышленная	20... 110	Менее 0,3

Тип атмосферы		Содержание примесей, мг/(м ² ·сут)	
Обозначение	Наименование	Сернистый газ	Хлориды
III	Морская	До 20	30... 300
IV	Приморско-промышленная	20... 110	0,3... 30

ПРИЛОЖЕНИЕ 7

Классификация опасных зон

Таблица 1

Классификация взрывоопасных зон

Класс зоны	Условия, определяющие класс зоны
B-I	Зоны в помещениях, в которых выделяются горючие газы или пары легко воспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), так что они могут образовать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы
B-Ia	Зоны в помещениях, в которых опасные состояния, характерные для класса зоны B-I, отсутствуют при нормальной работе и возможны только в результате аварий или неисправностей
B-1б	Те же, что для класса зоны B-Ia, но имеющие одну из следующих особенностей: горючие газы обладают высокой нижней концентрацией воспламенения (1% и более) и резким запахом; помещения, связанные с газообразным водородом, в которых исключается образование взрывоопасной смеси в объеме свыше 5% от свободного объема помещения
B-Iг	Пространства у наружных установок, содержащих горючие газы или ЛВЖ
B-II	Зоны в помещениях, в которых выделяются переходящие во взвешенное состояние горючие пыли и волокна в количествах, способных образовывать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы
B-IIa	Зоны в помещениях, в которых опасные состояния, характерные для класса зоны B-II, отсутствуют при нормальной работе и возможны только в результате аварий или неисправностей

Таблица 2

Уровень защиты электротехнического оборудования, работающего во взрывоопасных зонах

Класс зоны	Уровень защиты
B-I	Взрывобезопасные
B-Ia, B-Iг	Повышенной надежности против взрыва

Класс зоны	Уровень защиты
В-1б	Без средств взрывозащиты, оболочка со степенью защиты не менее IP44
В-II	Взрывобезопасные
В-IIIa	Без средств взрывозащиты, оболочка со степенью защиты не менее IP54

Таблица 3

Классификация пожароопасных зон

Класс зоны	Условия, определяющие класс зоны
П-I	Зоны в помещениях, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки выше 61 °С
П-II	Зоны в помещениях, в которых выделяются горючие пыли или волокна с нижним пределом воспламенения более 65 г на 1 м ³ воздуха
П-IIIa	Зоны в помещениях, в которых обращаются твердые горючие вещества
П-III	Вне помещений зоны типа П-I и П-IIIa

Таблица 4

Классификация помещений по условиям влажности

Тип помещения	Характеристика
1. Сухие	Влажность $\zeta < 60\%$, при отсутствии признаков помещений 5, 6 и 7 типов помещение считается нормальным
2. Влажные	$60\% < \zeta < 75\%$
3. Сырые	$\zeta > 75\%$
4. Особо сырые	$\zeta \approx 100\%$
5. Жаркие	Температура $t > 35\text{ °C}$ (постоянно)
6. Пыльные: с токопроводящей пылью с токонепроводящей пылью	Пылевыведение с возможностью осаждения пыли на провода и другие токопроводящие части
7. С химически активной или органической средой	Наличие паров, газов, жидкостей, возникновение плесени, разрушающих изоляцию проводов

Периодичность ремонта

Таблица 1

Периодичность текущего и капитального ремонта трансформаторов

Категория трансформатора	Текущий ремонт с испытаниями			Капитальный ремонт с испытаниями	
	трансформатор без РПН	трансформатор с РПН	система охлаждения Д, ДЦ, Ц	первый после включения	последующие
Главные трансформаторы электростанций и подстанций	2 года	1 год	1 год	12* лет	По мере необходимости в зависимости от результатов испытания и состояния трансформатора
Трансформаторы собственных нужд электростанций:					
основные	2 года	1 год	1 год	12** лет	По мере необходимости
резервные	2 года	1 год	1 год	1 год	
Трансформаторы в зоны загрязнения	По местным инструкциям	1 год	1 год	По мере необходимости	То же
Остальные трансформаторы	4 года	1 год	1 год	То же	«

* Внеочередной ремонт устройства РПН проводится после определенного числа операций (по указанию завода-изготовителя).

** Для трансформаторов напряжением 110 кВ и выше и мощностью 80 МВ·А и более; для остальных — по мере необходимости.

Таблица 2

Продолжительность ремонтного цикла и межремонтного периода

Вид электрооборудования	$T_{\text{табл.}} \text{ лет}$	$t_{\text{табл.}} \text{ мес}$
Электрические машины, работающие:		
в сухих помещениях ($K_c = 0,25$)	12	12
в горячих, гальванических и химических цехах ($K_c = 0,45$)	4	6

Вид электрооборудования	$T_{\text{табл.}}$ лет	$t_{\text{табл.}}$ мес
в загрязненных цехах -- деревообработки, сухой шлифовки и т. п. ($K_c = 0,25$)	6	8
в условиях длительных циклов непрерывной работы с большой нагрузкой -- приводы насосов, компрессоров и т. п. ($K_c = 0,75$)	9	9
Силовые трансформаторы и автотрансформаторы	14	24
Электросварочные трансформаторы	6	12
Электропечные трансформаторы	6	6

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

Нормы испытаний электрических машин после ремонта (по ПЭЭП)

Таблица 1

Всепные обмотки статора

Испытуемый элемент двигателя переменного тока с $U \leq 0,66$ кВ	Испытательное напряжение, кВ в зависимости от мощности P_n , кВт	
	0,2 ... 10	10,1 ... 1000
Обмотки после укладки в пазы до пайки межкатушечных соединений	2,5	3,0
Обмотки после пайки и изолировки межкатушечных соединений	2,3	2,7
Обмотки после пропитки и запрессовки обмотанного сердечника	2,2	2,5
Главная изоляция обмотки собранного двигателя переменного тока	$2U_n + 1,0$, но не менее 1,5	

Таблица 2

Обмотки статора из прямоугольного провода

Испытуемый элемент обмотки двигателей переменного тока	Испытательное напряжение для электродвигателей на номинальное напряжение, кВ							
	до 1000 кВт					свыше 1000 кВт		
	до 0,66	2	3	6	10	3	6	10
Отдельная катушка (стержень) перед укладкой	4,5	11,0	13,5	21,1	31,5	13,5	23,5	34,0
Обмотка после укладки в пазы до пайки между-катушечных соединений	3,5	9,0	11,5	18,5	29,0	11,5	20,5	30,0
Обмотки после пайки и изолировки соединений	3,0	6,5	9,0	15,8	25,0	9,0	18,5	27,0
Главная изоляция обмотки собранной машины	$2U_n + 1$, но не $< 1,5$ кВ	5,0	7,0	13,0	21,0	7,0	15,0	23,0

Обмотки ротора

Испытуемый элемент ротора асинхронных двигателей	Испытательное напряжение, кВ
1. Полная замена обмотки	
Отдельные стержни до укладки в пазы	$2U_{\text{рот}}^* + 3,0$
Стержни после укладки в пазы, но до соединения	$2U_{\text{рот}} + 2,0$
Обмотка после соединения, пайки и бандажировки	$2U_{\text{рот}} + 1,0$
Контактные кольца до соединения с обмоткой	$2U_{\text{рот}} + 2,2$
2. Частичная замена обмотки	
Оставшаяся часть обмотки после выемки заменяемых катушек, секций или стержней	$2U_{\text{рот}}$ (но не менее 1,2 кВ)
Вся обмотка после присоединения новых катушек, секций или стержней	$1,7U_{\text{рот}}$ (но не менее 1,0 кВ)

* $U_{\text{рот}}$ — напряжение на кольцах неподвижного ротора с разомкнутой обмоткой при номинальном напряжении на статоре.

Таблица 4

Импульсное испытательное напряжение витковой изоляции обмоток статора двигателей переменного тока

Тип изоляции витков	Амплитуда напряжения, В/виток	
	до укладки секций в пазы	после укладки и бандажировки
Провод ПБО	210	180
Провода ПБД, ПДА, ПСД	420	360
Провод ПБД с однослойной изоляцией из бумажной ленты	700	600
Провода ПБД и ПДА с изоляцией слоем микаленты через виток	700	600
То же, с прокладками миканита в пазовой части между витками	1000	850
Провод с однослойной изоляцией микалентой толщиной 0,13 мм вполнахлеста	1100	950
Провод ПБД с однослойной изоляцией шелковой лакотканью толщиной 0,1 мм вполнахлеста	1400	1200
Провода ПБД и ПДА с однослойной изоляцией микалентой толщиной 0,13 мм вполнахлеста или 1/3 нахлеста	1400	1200

Тип изоляции витков	Амплитуда напряжения, В/виток	
	до укладки секций в пазы	укладки и бандажировки
Провод ПБД или ПДА с однослойной изоляцией микалентой толщиной 0,13 мм вполнахлеста и сверху слоем хлопчатобумажной ленты впритык	2100	1800
Провод ПДА, изолированный двумя слоями микаленты толщиной 0,13 мм вполнахлеста	2800	2400

Таблица 5

Допустимые значения воздушного зазора

Номинальный диаметр вала, мм	Зазор, мкм, при частоте вращения, об/мин		
	до 1000	1000 ... 1500	более 1500
18 ... 30	40 ... 93	60 ... 130	140 ... 280
31 ... 50	50 ... 112	75 ... 160	170 ... 340
51 ... 80	65 ... 135	95 ... 195	200 ... 400
81 ... 120	80 ... 160	120 ... 235	230 ... 460
121 ... 180	100 ... 195	150 ... 285	260 ... 530
181 ... 260	120 ... 225	180 ... 300	300 ... 600
261 ... 360	140 ... 250	210 ... 380	340 ... 680
361 ... 600	170 ... 305	250 ... 440	380 ... 760

Таблица 6

Испытательное напряжение промышленной частоты для изоляции машин постоянного тока мощностью более 3 кВт

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ
Обмотки машин постоянного тока: на номинальное напряжение до 100 В на номинальное напряжение более 100 В и мощностью до 1000 кВт	$1,6 U_n + 0,8$ $1,6 U_n + 0,8$ (но не менее 1,2)
на номинальное напряжение более 100 В и мощностью более 1000 кВт	$1,6 U_n + 0,8$
Обмотки возбуждателей синхронных генераторов	$8 U_n$ (но не менее 1,2 и не более 2,8)
Обмотки возбуждателей синхронных двигателей и компенсаторов	$8 U_n$ (но не менее 1,2)
Бандажи якоря	1,0
Реостаты и пускорегулирующие резисторы (допускается испытание совместно с изоляцией цепей возбуждения)	1,0

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Алексеев Б. А. Определение состояния (диагностика) крупных турбогенераторов. — М.: Научно-учебный центр ЭНАС, 1997.
2. Алексеев Б. А. Определение состояния (диагностика) крупных гидрогенераторов. — М.: Научно-учебный центр ЭНАС, 1998.
3. Антонов М. В. Технология производства электрических машин: Учеб. для вузов. — М.: Энергоатомиздат, 1993.
4. Антонов М. В., Акимова Н. А., Котеленец Н. Ф. Эксплуатация и ремонт электрических машин: Учеб. пособие для вузов. — М.: Высш. шк., 1989.
5. Аншин В. Ш., Худяков З. И. Сборка трансформаторов и их магнитных систем: Учеб. пособие для средних ПТУ. — М.: Высш. шк., 1985.
6. Глебов И. А., Данилевич Я. Б. Диагностика турбогенераторов. — Л.: Наука, 1989.
7. Гольдберг О. Д. Испытания электрических машин: Учеб. для вузов. — М.: Высш. шк., 2000.
8. Измерение электрических и неэлектрических величин: Учеб. пособие для вузов / Под ред. Н. Н. Евтихиева. — М.: Энергоатомиздат, 1990.
9. Каганович Е. А., Райхлин И. М. Испытания трансформаторов мощностью до 6300 кВ·А и напряжением до 35 кВ. — М.: Энергия, 1980.
10. Копылов И. П. Электрические машины: Учеб. для вузов. — М.: Высш. шк.: Логос, 2000.
11. Котеленец Н. Ф., Кузнецов Н. Л. Испытания и надежность электрических машин: Учеб. пособие для вузов. — М.: Высш. шк., 1988.
12. Кудрин Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учеб. для вузов. — М.: Энергоатомиздат, 1995.
13. Кулаковский В. Б. Работа изоляции в генераторах. Возникновение и методы выявления дефектов. — М.: Энергоиздат, 1981.
14. Липштейн Р. А., Шахнович М. И. Трансформаторное масло. — М.: Энергоатомиздат, 1983.
15. Объемы и нормы испытаний электрооборудования / Под ред. Б. А. Алексеева, Ф. Л. Когана, Л. Г. Мамиконянца. — М.: Научно-учебный центр ЭНАС, 2001.
16. Панфилов В. А. Измерения в электрических цепях. — М.: УМИТЦ Мосгосэнергонадзора, 2001.
17. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. — М.: Энергосервис, 1997.
18. Правила устройства электроустановок Минтопэнерго РФ. — 6-е изд., перераб. и доп. — М.: Главгосэнергонадзор, 1998.
19. Правила эксплуатации электроустановок потребителей. — 5-е изд. — М.: Энергосервис, 1997.

20. Проектирование электрических машин: Учеб. для вузов / И.П.Копылов и др.; Под ред. И.П.Копылова. — М.: Высш. шк., 2002.
21. Пястолов А.А., Райхлин И.М. Ремонт трансформаторов I и II габаритов. — М.: Энергия, 1977.
22. Синягин Н.Н., Афанасьев Н.А., Новиков С.А. Система планово-предупредительного ремонта оборудования и сетей промышленной энергетики. — 3-е изд. — М.: Энергоатомиздат, 1984.
23. Соколов Р.И. Эксплуатация и ремонт электродвигателей с термореактивной изоляцией. — М.: Энергоатомиздат, 1992.
24. Справочник по монтажу силового и вспомогательного электрооборудования на электростанциях и подстанциях / С.Е.Коршунов, Н.М.Лернер, Г.П.Синцов; Под ред. Н.А.Иванова, Н.Г.Этуса. — 3-е изд. — М.: Энергоатомиздат, 1991.
25. Тихомиров П.М. Расчет трансформаторов: Учеб. пособие для вузов. — М.: Энергоатомиздат, 1986.
26. Фарбман С.А. Ремонт и модернизация трансформаторов. — М.: Энергия, 1976.
27. Янг С., Эллисон А. Измерение шума машин. — М.: Энергоатомиздат, 1988.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
РАЗДЕЛ I. ИСПЫТАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И ТРАНСФОРМАТОРОВ	
Глава 1. Общие положения	4
1.1. Виды и краткая характеристика испытаний	5
1.2. Метрологическое обеспечение испытаний	8
1.3. Автоматизация испытаний	12
Глава 2. Испытания по определению электрических величин	19
2.1. Измерение тока, активного сопротивления обмоток и электрической мощности	20
2.2. Измерение сопротивления изоляции и испытание ее на электрическую прочность	23
2.3. Методы определения коэффициента полезного действия	28
2.4. Определение степени искрения коллекторных машин	34
Глава 3. Испытания по определению неэлектрических величин	38
3.1. Измерение температуры	38
3.2. Измерение частоты вращения	45
3.3. Измерение скольжения машин переменного тока	48
3.4. Измерение угла нагрузки синхронных машин	50
3.5. Измерение механического момента на валу	53
3.6. Измерение расхода охлаждающего газа	60
Глава 4. Измерение уровня шума и вибрации при испытаниях электрических машин и трансформаторов	68
4.1. Шум электрических машин	68
4.2. Шум трансформаторов	69
4.3. Оборудование и установки для измерения уровня шума и вибрации	72
4.4. Методы измерения уровня шума и вибрации электрических машин	78
4.5. Особенности измерения уровня шума трансформаторов	82
Глава 5. Испытания трансформаторного масла	86
5.1. Виды испытаний трансформаторного масла	86
5.2. Определение пробивного напряжения масла при частоте 50 Гц	89
5.3. Определение тангенса угла диэлектрических потерь	92
5.4. Физико-химическая оценка состояния трансформаторного масла	96

Глава 6. Виды нагрузки при испытаниях электрических машин и трансформаторов	99
6.1. Метод непосредственной нагрузки электрических машин и трансформаторов без отдачи энергии в сеть	99
6.2. Метод непосредственной нагрузки электрических машин и трансформаторов с отдачей энергии в сеть	100
6.3. Метод взаимной нагрузки электрических машин и трансформаторов	103
6.4. Метод косвенной нагрузки электрических машин	109

Глава 7. Особенности испытаний трансформаторов и отдельных видов электрических машин	113
7.1. Испытание трансформаторов на стойкость при внезапном коротком замыкании	113
7.2. Определение области безыскровой работы машин постоянного тока	116
7.3. Определение индуктивных сопротивлений и постоянных времени обмоток синхронных машин	118
7.4. Испытания на кратковременную перегрузку и методы определения максимального вращающего момента асинхронных двигателей	122
7.5. Общая характеристика испытаний на надежность	124

РАЗДЕЛ II. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И ТРАНСФОРМАТОРОВ

Глава 8. Общие вопросы технической эксплуатации	131
8.1. Транспортирование и хранение оборудования	131
8.2. Конструктивное исполнение оборудования	135
8.3. Виды технического обслуживания	139
8.4. Классификация помещений с электроустановками	141
8.5. Критерии выбора электрических двигателей и трансформаторов	142
Глава 9. Монтаж электрических машин и трансформаторов	146
9.1. Организация электромонтажных работ	146
9.2. Проверка фундаментов под монтаж	148
9.3. Сушка обмоток электрических машин и трансформаторов	151
9.4. Монтаж электрических машин	156
9.5. Монтаж трансформаторов	164
9.6. Пусконаладочные работы	172
Глава 10. Диагностика электрических машин и трансформаторов	175
10.1. Состав и функционирование диагностических систем	175
10.2. Диагностика электрических машин	179
10.3. Диагностика трансформаторов	185
Глава 11. Эксплуатация электрических машин	189
11.1. Техническое обслуживание электрических машин	189
11.2. Виды и причины износа электрических машин	191
11.3. Выбор защиты электрических машин	196

Глава 12. Эксплуатация трансформаторов	200
12.1. Организация обслуживания	200
12.2. Режимы нагрузки	202
12.3. Нагрузочная способность	204
12.4. Оперативное обслуживание	210
12.5. Техническое обслуживание	214

РАЗДЕЛ III. РЕМОНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И ТРАНСФОРМАТОРОВ

Глава 13. Организация и структура электроремонтного производства	219
13.1. Классификация ремонта	219
13.2. Планирование ремонта электрических машин	221
13.3. Определение трудоемкости ремонта и численности ремонтного персонала	225
13.4. Структура цеха по ремонту электрических машин	230
13.5. Структура цеха по ремонту трансформаторов	234
13.6. Структура центральной электротехнической лаборатории	235
Глава 14. Содержание ремонта	238
14.1. Ремонт электрических машин	238
14.2. Ремонт трансформаторов	240
14.3. Предремонтные испытания электрических машин	244
Глава 15. Разборка и дефектация электрических машин	246
15.1. Разборка электрических машин	246
15.2. Удаление обмотки из круглого провода	252
15.3. Разборка обмоток из прямоугольного провода	257
15.4. Мойка деталей и узлов	260
15.5. Дефектация деталей и узлов электрических машин	261
Глава 16. Ремонт магнитопроводов и механических деталей электрических машин	264
16.1. Ремонт сердечников (магнитопроводов)	264
16.2. Ремонт корпусов и подшипниковых щитов	267
16.3. Ремонт валов	270
16.4. Ремонт короткозамкнутых обмоток ротора	275
16.5. Ремонт коллекторов и контактных колец	277
Глава 17. Ремонт обмоток и сборка электрических машин после ремонта	280
17.1. Изготовление и укладка обмоток из круглых проводов	280
17.2. Изготовление и укладка обмоток из прямоугольного провода	283
17.3. Ремонт стержневых обмоток роторов и обмоток полюсов	285
17.4. Пропитка обмоток статоров и роторов	286
17.5. Сборка электрических машин после ремонта	289
17.6. Испытания электрических машин после ремонта	293

Глава 18. Капитальный ремонт трансформаторов без разборки активной части	296
18.1. Подготовка к капитальному ремонту	296
18.2. Ремонт активной части трансформатора	300
18.3. Ремонт переключающих устройств и механических узлов	307
18.4. Заключительные операции при капитальном ремонте	310
Глава 19. Капитальный ремонт трансформаторов с разборкой активной части	314
19.1. Дефектация трансформатора	314
19.2. Демонтаж активной части трансформатора	316
19.3. Ремонт обмоток и магнитной системы трансформатора	318
19.4. Установка изоляции и обмоток	324
19.5. Сушка, чистка и дегазация трансформаторного масла	328
19.6. Испытания трансформаторов после капитального ремонта	333
РАЗДЕЛ IV. РАСЧЕТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ	
Глава 20. Расчеты электрических машин	338
20.1. Виды и методика поверочных расчетов	338
20.2. Методика поверочных расчетов асинхронных двигателей с обмотками из круглого провода	343
20.3. Пересчеты асинхронных двигателей на новое напряжение, частоту вращения и частоту питания	345
20.4. Основные направления модернизации	349
Глава 21. Расчеты трансформаторов	355
21.1. Объем расчета при капитальном ремонте с заменой обмоток	356
21.2. Порядок поверочного расчета при восстановительном ремонте	359
21.3. Расчет трансформатора при отсутствии паспортных и обмоточных данных	359
21.4. Модернизация трансформаторов	361
Приложения:	
1. Программа испытаний электрических машин и трансформаторов	363
2. Испытательные напряжения для электрических машин и трансформаторов	366
3. Допустимые значения уровня шума и вибрации для электрических машин	368
4. Определение кратности тока и продолжительности короткого замыкания по ГОСТ 11677 — 85*	369
5. Условия хранения электротехнического оборудования	370
6. Нормальные значения климатических факторов внешней среды	372
7. Классификация опасных зон	373
8. Периодичность ремонта	375
9. Нормы испытаний электрических машин после ремонта (по ПЭЭП)	376
Список литературы	379