

Н. К. ПОЛУЯНОВИЧ

# Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий

*Издание второе, стереотипное*

## ДОПУЩЕНО

*УМО по образованию в области энергетики  
и электротехники в качестве учебного пособия  
для студентов высших учебных заведений,  
обучающихся по специальности 140610 —  
«Электрооборудование и электрохозяйство предприятий,  
организаций и учреждений»  
направления подготовки 140600 —  
«Электротехника, электромеханика  
и электротехнологии»*



САНКТ-ПЕТЕРБУРГ • МОСКВА • КРАСНОДАР  
2016

ББК 31.29-5я73

П 53

**Полуянович Н. К.**

**П 53** Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие. — 2-е изд., стер. — СПб.: Издательство «Лань», 2016. — 396 с.: ил. — (Учебники для вузов. Специальная литература).

**ISBN 978-5-8114-1201-3**

Рассмотрены вопросы, связанные с правильным хранением, монтажом и техническим обслуживанием электрических машин и аппаратов, трансформаторов, распределительных электрических сетей, осветительных установок и электрической бытовой техники.

Приведены порядок действия, способы выполнения пусконаладочных работ электротехнического оборудования, организационная структура, а также методы планирования электроремонтного производства, типовые технологические процессы ремонта оборудования и краткая характеристика ремонтных испытаний. Особое внимание уделено устройству, конструкции и расчету различных заземляющих устройств.

Даны образцы нормативных документов, регламентирующих завершение монтажных, электромонтажных, пусконаладочных и ремонтных работ.

Пособие предназначено для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению подготовки «Электроэнергетика и электротехника».

**ББК 31.29-5я73**

**Рецензенты:**

**А. А. ЛАВРЕНТЬЕВ** — доктор физико-математических наук, профессор, зав. кафедрой электротехники ДГТУ;

**С. А. ЦЫРУК** — кандидат технических наук, доцент, зав. кафедрой ЭПП Московского энергетического института.

**Обложка**

**Н. А. ГОНЧАРОВА**

© Издательство «Лань», 2016

© Н. К. Полуянович, 2016

© Издательство «Лань»,

художественное оформление, 2016

## ВВЕДЕНИЕ

Структурные преобразования в экономике России, планируемые правительством в долгосрочной концепции, предусматривают до 2020 г. не только ее стабилизацию, но и существенное развитие — прежде всего за счет производства новых материалов, технологического оборудования для выпуска конкурентоспособной продукции.

Состояние электрооборудования, выполняющего функцию электроснабжения, во многом определяет эффективность основного производства. Отказ оборудования системы электроснабжения может повлечь за собой опасность для жизни людей, расстройство сложного технологического процесса, массовый недоотпуск продукции и другой материальный ущерб. Поэтому основной целью эксплуатации электрооборудования является обеспечение требуемого уровня его надежности в течение срока службы.

От качественного выполнения электромонтажных работ зависит уровень надежности оборудования, достижение им проектных технико-экономических показателей.

Монтаж оборудования и его последующая эксплуатация выполняются в соответствии с проектно-сметной документацией, отраслевыми правилами, нормами, заводскими инструкциями и другими нормативно-техническими документами. Специалист должен знать нормативно-технические документы, уметь вести эксплуатационную документацию по электрооборудованию.

Большую роль в обеспечении надежности работы и увеличении эффективности использования электрического

и электромеханического оборудования играет его правильная эксплуатация, составными частями которой являются, в частности, хранение, монтаж, техническое обслуживание и ремонт. Важным является также правильный выбор оборудования по мощности и уровню использования. Это позволяет экономить до 20...25% потребляемой электрической энергии. В процессе эксплуатации под воздействием окружающей среды и эксплуатационных режимов работы происходит постепенный износ оборудования. Поддержание работоспособности оборудования осуществляется за счет его технического обслуживания, при котором выполняются периодические осмотры, профилактические измерения, испытания, диагностирование состояния оборудования, устраняются выявленные дефекты и неисправности. Инженер должен знать методы профилактических испытаний и диагностики состояния электрооборудования.

Наиболее действенным средством поддержания оборудования в требуемом техническом состоянии, восстановления работоспособности и продления срока эксплуатации является своевременный и качественный ремонт. Он может быть обеспечен только на специализированном предприятии с высоким уровнем технологической дисциплины и с использованием технологических процессов, применяемых на заводах-изготовителях этого оборудования. Ремонт крупных электрических машин, мощных трансформаторов и электрических аппаратов, как правило, обеспечивается за счет применения фирменного ремонта, осуществляемого силами предприятия-изготовителя.

Централизованному ремонту подвергается до 25% электрооборудования, а основная его часть ремонтируется самими потребителями. Если крупные заводы обладают для этого специализированными цехами, то на большинстве предприятий ремонт производится по упрощенной технологии с невысоким качеством и повышенной себестоимостью. Ранее такой подход был оправдан дефицитом соответствующего оборудования. Сейчас дефицит практически отсутствует, что делает некачественный ремонт экономически нецелесообразным. Поэтому при определении це-



лесообразности осуществления ремонта и выборе его формы следует иметь в виду, что после капитального ремонта оборудование не должно уступать по своим энергетическим и эксплуатационным свойствам новому. Исключение может быть сделано лишь в случае внезапного отказа оборудования при отсутствии необходимого равноценного оборудования. Специалист должен знать системы обслуживания и ремонта оборудования, уметь организовать эффективную систему эксплуатации оборудования с наименьшими материальными затратами.

В данной работе использовались материалы учебного издания «Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования» авторов Н. А. Акимовой, Н. Ф. Котеленеца, Н. И. Сентюрихина, а также обобщены литературные материалы [1, 3, 10] и практические рекомендации по вопросам монтажа, наладки, эксплуатации и ремонта электрооборудования и систем электроснабжения промышленных предприятий с учетом современных ГОСТов и ТУ, собранные, доработанные и систематизированные автором. В работе использован материал, изданный автором ранее [11], и новый (§§ 2.1–4, 2.8.1–2, 2.9, 2.10, 2.11, 3.7–3.11, 3.23–25, 6.1, 6.3–6.4 и размещенный в Приложениях).

Учебное издание ориентировано на выполнение студенческих контрольных работ, курсовых и дипломных проектов по всем электротехническим дисциплинам, а также может служить полезным материалом для практических работников.

Автор с признательностью примет все замечания и пожелания, направленные на улучшение этого учебного издания.

# ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И МОНТАЖ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

**Т**ехническая эксплуатация электрооборудования начинается с момента его выхода с территории завода-изготовителя и заканчивается сдачей его в переработку [1, 3]. Процесс эксплуатации электрооборудования состоит из следующих этапов:

- транспортировка;
- хранение;
- монтаж;
- пробный пуск и сдача в эксплуатацию, техническое обслуживание (ТО) оборудования;
- ремонт в процессе ТО.

*Целью правильной эксплуатации является обеспечение надежности работы оборудования в течение установленного срока службы с наилучшими технико-экономическими показателями (уменьшение потерь энергии или увеличение КПД оборудования).*

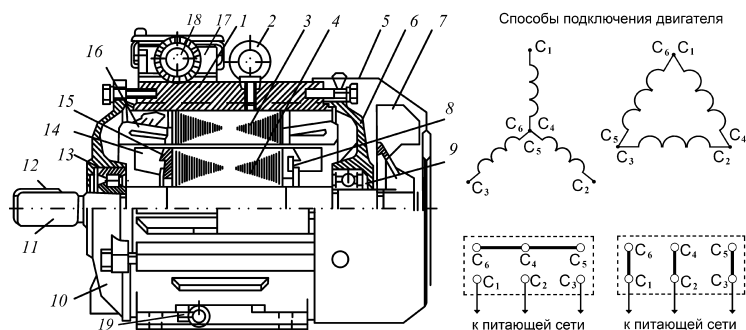
## 1.1. ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Электрооборудование поступает заказчику в упаковке, предохраняющей его от воздействия окружающей среды в процессе транспортировки и хранения. Условия хранения электрического оборудования приведены в Приложении 1. Существуют четыре основные группы складов для хранения [1]. *Первую* составляют склады группы Л (легкие условия), в которых обеспечиваются комфортные условия хранения, на складах *второй* группы обеспечиваются хо-

рошие условия хранения (группа С), на складах *третьей* и *четвертой* групп существуют 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 (Ж1, Ж2 и Ж3), группа ОЖ — четыре (ОЖ1, ОЖ2, ОЖ3 и ОЖ4).

В инструкциях завода-изготовителя указываются условия и предельный срок хранения оборудования, при которых не нарушается его работоспособность. Перед приемом на хранение следует убедиться в сохранности упаковки (консервации) и в случае необходимости восстановить ее, проверив комплектность. Нарушение условий хранения может привести к повреждению отдельных элементов оборудования, связанному с коррозией металлических деталей, окислением контактных поверхностей и др.

**Электрические машины.** Консервации подвергаются поверхности изделий из черных и цветных металлов, а также резьбовые и штифтовые отверстия. Могут применяться пластичные и жидкие смазки, легко снимаемые лакокрасочные покрытия, парафинированные бумаги, синтетические пленки и др.



**Рис. 1.1**

Асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором  
(степень защиты — IP 44, способ охлаждения — IC 0141,  
способ монтажа — IM 1001):

1 — станина; 2 — рым-болт; 3 — сердечник статора; 4 — сердечник ротора; 5 — кожух; 6, 10 — подшипниковые щиты; 7 — вентилятор; 8 — балансировочный грузик; 9, 13 — подшипники; 11 — вал ротора; 12 — шпонка; 14 — вентиляционная лопатка; 15 — короткозамыкающее кольцо; 16 — лобовая часть обмотки статора; 17 — коробка выводов; 18 — сальник; 19 — болт.

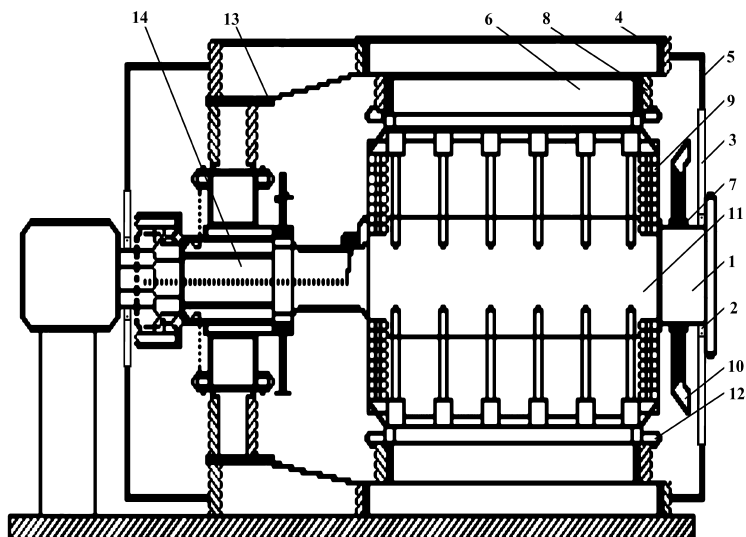


Рис. 1.2

Синхронный генератор (степень защиты — IP 22, способ охлаждения — IC 01, способ монтажа — IM 7312):

1 — вал; 2, 3 — головка и стойка подшипника; 4 — кожух; 5 — корпус; 6, 8 — сердечник и обмотка статора; 7 — шпилька; 9 — полюс; 10 — лопатка вентилятора; 11 — крестовина ротора; 12 — контактные кольца; 13 — клиноременная передача; 14 — возбудитель.

С позиций транспортировки и хранения электрические машины можно условно разбить на два конструктивных типа: машины со щитовыми (см. рис. 1.1) и со стоячковыми подшипниками (рис. 1.2).

У машин первого типа подшипниковый узел встроен в корпус, и поэтому они могут транспортироваться в собранном виде. У второго — подшипники расположены вне корпуса машины в собственных корпусах. Машины транспортируются и хранятся разобранными на отдельные узлы. В процессе длительной транспортировки из-за вибрации и ударов может происходить бринеллирование (появление лунок на дорожках качения) и наклеп подшипников качения. При транспортировке машины устанавливаются поперек движения.

Синхронные машины и асинхронные двигатели с фазным ротором в собранном виде обычно хранятся на скла-

дах группы Л в районах умеренного климата и группы ЖЗ — в районах тропического климата; асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором в собранном виде — на складах группы С и ЖЗ; машины постоянного тока в собранном виде — Л и ЖЗ; статоры крупных машин переменного тока, магнитные системы крупных машин постоянного тока, кожухи, щиты, маховики и вентиляторы — С и ЖЗ; стояковые подшипники, роторы крупных электрических машин, аппараты и щиты управления — Л и ЖЗ; фундаментные плиты — ЖЗ и ОЖЗ.

**Масляные трансформаторы и электрические аппараты** отправляются собранными и залитыми маслом. Крупные высоковольтные трансформаторы — частично демонтированными (без расширителя и высоковольтных вводов), залитыми маслом ниже крышки. Надмасляное пространство внутри бака заполняется инертным газом или сухим воздухом [1, 9].

Масляные трансформаторы (расширитель, выхлопная труба, маслоочистительные и термосифонные фильтры и т. п.) транспортируются без упаковки, их следует защитить от попадания влаги. Вводы напряжением до 35 кВ, комплектующая аппаратура и приборы, система охлаждения и запасные части отправляются упакованными вместе с трансформатором. Маслонаполненные вводы класса напряжения 66...750 кВ перевозят в упаковке.

Сухие трансформаторы и электрические аппараты транспортируются в собственной упаковке.

После доставки масляного трансформатора к месту хранения 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 должен находиться в пределах 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°C. Пробивное напряжение масла в баке

контактора устройства регулирования напряжения под нагрузкой должно быть не менее 45 кВ/мм, влагосодержание — не более 0,0025%. При удовлетворительных результатах проверки свойств масла трансформатор разрешается хранить без ограничения срока.

У трансформаторов, не полностью залитых маслом, проверяется герметичность надмасляного пространства, пробивное напряжение,  $\text{tg}\delta$  и содержание влаги в масле. При отсутствии избыточного давления или вакуума бак проверяется на герметичность, и при необходимости герметичность восстанавливается.

Силовые трансформаторы, а также трансформаторы тока должны находиться под навесом (группа ОЖ4) в собственных кожухах, герметически закрытых и залитых маслом. Комплектующую аппаратуру, 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 уровнем масла по маслоуказателю.

Оборудование маслоохладителей 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 входит в гарантийный срок и увеличивает стоимость оборудования.

Идеальным вариантом является монтаж «с колес», когда оборудование поступает с завода-изготовителя прямо на монтажную площадку, минуя стадию хранения.

## 1.2. КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Конструктивное исполнение электрооборудования определяют три фактора [1, 11]: IP — защита от воздействия окружающей среды, IC — способ охлаждения и IM — способ монтажа.

**Способ защиты от воздействия окружающей среды** зависит от места установки оборудования и свойств окружающей среды. Нормальные значения температуры внешней среды приведены в Приложении 2 в соответствии с ГОСТ 15150-86.

Стандартом установлено 10 вариантов климатических исполнений и 5 категорий размещения оборудования. Исполнение У — для эксплуатации в районах с умеренным климатом; УХЛ — для районов с умеренным и холодным климатом; ТС (ТВ) — для районов с тропическим сухим и влажным климатом; М (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 на море.

На работу электрооборудования оказывают влияние и характеристики окружающей среды (Приложение 1): I — условно-чистая, II — промышленная, III — морская, IV — приморско-промышленная. Оборудование климатических исполнений У, УХЛ, ТС, ТВ, Т предназначено для эксплуатации в окружающей среде категорий I и II, климатического исполнения О — категории IV, климатических исполнений М, ТМ, ОМ — категории III, климатического исполнения В — категорий III, IV.

Категория размещения 1 [1] (Приложение 2) предусматривает эксплуатацию оборудования на открытом воздухе, 2 — под навесом, 3 — в закрытых помещениях, 4 — в помещениях с искусственно регулируемыми климатическими условиями, 5 — в помещениях с повышенной влажностью, где возможно длительное наличие воды или конденсация влаги на стенах и потолке.

**Степень защиты** обозначается латинскими буквами IP и двумя цифрами. Первая характеризует степень защиты персонала от соприкосновения с токоведущими или подвижными частями, находящимися внутри корпуса, 0 означает, что защита отсутствует; 1 — защита от проникновения твердых тел размером более 50 мм; 2 — защита от проникновения твердых тел размером более 12 мм; 3 — защита от твердых тел размером более 1 мм; 4 — защита

от попадания внутрь проволоки или твердых тел размером более 1 мм; 5 — защита от попадания пыли; 6 — проникновение пыли полностью предотвращено. Вторая цифра означает степень защиты от проникновения влаги внутрь корпуса: 0 — что защита от проникновения влаги отсутствует; 1 — имеется 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°; 4 — защита от брызг; 5 — защита от водяных струй любого направления; 6 — защита от волн воды; 7 — защита при погружении в воду; 8 — защита при длительном погружении в воду.

Отдельно нормируются степени защиты оборудования, расположенного во взрывоопасных пожароопасных зонах. Классификация этих зон приведена в Приложении 4.

**Способ охлаждения электрических машин** в соответствии с ГОСТ 20459-87 обозначается буквами ИС и последующей группой знаков, в которой латинская буква обозначает вид хладагента, используемого для охлаждения: А (или отсутствие буквы) — воздух, N — азот, H — водород, С — углекислый газ, F — фреон, W — вода, V — трансформаторное масло, Kr — керосин. Последующая первая цифра обозначает устройство цепи для циркуляции хладагента (от 0 до 9), например: 0 — свободная циркуляция хладагента между машиной и окружающей средой; 4 — первичный хладагент циркулирует по замкнутому контуру внутри; 7 — первичный хладагент циркулирует по контуру и отдает тепло вторичному хладагенту, не являющемуся окружающей средой. Вторая цифра определяет способ перемещения хладагента (от 0 до 9), например: 0 — свободная конвекция хладагента за счет разницы температур; 1 — самовентиляция за счет вентилирующего действия ротора; 5 — вентиляция при помощи встроенного вентилятора, имеющего независимое 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 сред.



Для *сухих трансформаторов* используют следующие 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*: 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 ненаправленного потока масла; НМЦ — то же, что МЦ, но с направленным потоком масла; ДЦ — с принудительной циркуляцией воздуха и ненаправленного потока масла; НДЦ — то же, что ДЦ, но с направленным потоком масла; Ц — с принудительной циркуляцией воды и ненаправленного потока масла; НЦ — то же, что Ц, но с направленным потоком масла.

У *трансформаторов с жидким негорючим диэлектриком* принято обозначать системы охлаждения следующим образом: Н — естественное охлаждение; НД — то же, но с принудительной циркуляцией воздуха; ННД — с принудительной циркуляцией воздуха и направленного потока жидкого диэлектрика.

Конструктивное исполнение электрических машин по способу монтажа оговорено в ГОСТ 2479-79\*. Обозначение состоит из латинских букв **ИМ** и четырех цифр. Первая обозначает конструктивное исполнение машины, например: 1 — на лапах с подшипниковыми щитами; 3 — без лап с подшипниковыми щитами; 5 — без лап и подшипниковых щитов; 7 — на лапах со стоячковыми подшипниками; 8 — с вертикальным валом. Вторая и третья цифры информируют о способе монтажа, например: 00 — машина устанавливается валом горизонтально влево; 03 — валом вертикально вверх; 07 — валом горизонтально вправо. Четвертая цифра обозначает исполнение выходного конца вала, например: 0 — машина не имеет выходного конца вала; 1 — один цилиндрический конец вала; 2 — два цилиндрических конца вала; 3 — один конический конец вала; 5 — один фланцевый конец вала.

### 1.3. ОПИСАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ

Техническое обслуживание (ТО) включает регулярные осмотры электрического и электромеханического оборудования в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя, проводимые по графику [1, 5, 11]. В состав ТО входит также ремонт оборудования. Поскольку ТО проводится на неработающем оборудовании, то графики ТО должны быть согласованы с графиками работы основного технологического оборудования. Стоимость ТО входит в себестоимость готовой продукции.

Электрическое и электромеханическое оборудование делится на **основное** и **вспомогательное**. *Основное* — это оборудование, без которого невозможно проведение нормального технологического процесса по выпуску продукции. *Вспомогательное* — это электрическое и электромеханическое 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** заключается в обеспечении надежной работы, исключающей поломки и отказы оборудования. Однако аварии могут происходить и вследствие нарушения стандартов качества электрической энергии (см. ГОСТ 13109-97). Аварии и отказы приводят к материальным и экономическим затратам, поэтому выявление их причин также является задачей эксплуатации. Для этого необходимо проводить мониторинг качества электроэнергии, чтобы энергоснабжающие компании несли свою долю ответственности.

Существуют три вида ТО:

- практически без обслуживания;
- планово-предупредительная система обслуживания и ремонтов (ППР);
- обслуживание с ремонтами по мере необходимости.

*Первый вид* ТО применяется к вспомогательному электрооборудованию типа осветительных, вентиляционных

и электронагревательных устройств. Стоимость такого оборудования невелика, что позволяет проводить в случае надобности его замену.

*Второй вид ТО* является основным и применяется для основного и большей части вспомогательного оборудования. ППР предусматривает плановые осмотры и ремонты оборудования.

Недостатком 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 число отключений (включений) без учета токов отключения, которые и определяют их износ. Для электрических машин и трансформаторов критерием является время работы без учета реальной нагрузки и т. д.

*Третий вид ТО* обеспечивает необходимый уровень надежности работы оборудования — мониторинг режимов работы оборудования, а также контроль условий окружающей среды. Мониторинг осуществляется с помощью системы датчиков, сигналы от которых передаются на микропроцессоры и далее на ЭВМ пункта управления. Последняя с помощью математических моделей надежности обрабатывает полученную информацию и выдает данные по уровню надежности и необходимости ремонта оборудования. Достоинством этого вида ТО является выведение из эксплуатации оборудования, ремонт которого объективно необходим.

#### 1.4. ВИДЫ И ПРИЧИНЫ ИЗНОСА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

В процессе эксплуатации происходит износ оборудования [1]; выделяют три его вида.

**Механический износ** является следствием длительных и многократных знакопеременных механических воздействий на отдельные узлы и детали оборудования. В результате их первоначальные форма и качество ухудшаются. В электрических машинах подвержены износу трущиеся детали — коллектор, контактные кольца, щетки,

подшипники, шейки валов, а в электрических аппаратах — контактные поверхности, пружины и др. Под влиянием перечисленных воздействий истирается изоляция в местах выхода проводников обмотки из пазов электрических машин, обмоток трансформаторов и электрических аппаратов.

**Электрический износ** приводит к потере электроизоляционными материалами своих изоляционных свойств под действием четырех факторов: тепловых, электрических, механических и окружающей среды. С повышением температуры уменьшаются механическая прочность изоляции и коэффициент теплопередачи, при тепловом расширении изоляции ослабляется ее структура. 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.

Наибольший износ оказывают коммутационные и атмосферные перенапряжения. Неравномерное распределение напряжения характерно для обмоток электрических машин, питаемых от преобразователей частоты с широтно-импульсной модуляцией.

**Моральный износ** обусловлен появлением в эксплуатации нового оборудования с более высокими технико-экономическими показателями (КПД, производительность, высокая надежность работы и меньшая стоимость). Использование устаревшего оборудования нецелесообразно из-за повышенных издержек, высокой стоимости готовой продукции по сравнению со стоимостью аналогичной продукции, произведенной на новом оборудовании.

### 1.5. КЛАССИФИКАЦИЯ РЕМОНТА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Важнейшим условием правильной эксплуатации оборудования является своевременное проведение планово-предупредительного ремонта и периодических профилактических испытаний [3].

Наряду с повседневным уходом и осмотром оборудования в соответствии с ППР через определенные промежутки времени проводят плановые профилактические осмотры, проверки (испытания) и различные виды ремонта.

**При плановых ремонтах в результате модернизации оборудования улучшают его технические параметры.**

Оборудование может иметь ремонтнопригодную и неремонтнопригодную конструкцию.

По объему ремонт подразделяется на **текущий, средний и капитальный**. *Текущий* ремонт проводится во время эксплуатации оборудования для гарантированного обеспечения его работоспособности и заключается в замене, восстановлении отдельных частей и в их регулировке; его осуществляют на месте установки оборудования с его остановкой и отключением. *Средний* ремонт предполагает полную или частичную разборку оборудования, ремонт и замену изношенных деталей и узлов, восстановление качества изоляции. При *капитальном* ремонте проводится полная разборка оборудования с заменой или восстановлением любых его частей, включая обмотки, при этом достигается полное восстановление ресурса оборудования.

По назначению ремонт подразделяется на:

- **восстановительный**, который осуществляется без изменения конструкции отдельных узлов и всего устройства в целом, технические характеристики оборудования остаются неизменными;
- **реконструкцию**, когда возможны изменение конструкции отдельных узлов и материалов, из которых они изготовлены, при практически неизменных технических характеристиках оборудования;
- **модернизацию** — благодаря замене и усовершенствованию существующих узлов и применяемых материалов предполагается улучшить характеристики оборудования, приблизив их к характеристикам нового современного оборудования.

По методу проведения ремонт подразделяется на **принудительный и послеосмотровый**. *Принудительный* ремонт применяется для ответственного оборудования. Суть его состоит в том, что через определенные промежутки

времени оборудование в обязательном порядке подвергаются капитальному, текущему и среднему ремонту. Ресурс оборудования между проведением ремонта полностью не используется, и в ремонт может попасть исправное оборудование. Поэтому данный вид ремонта является наиболее дорогим. При *послеосмотровом* методе ремонта оборудование подлежит капитальному ремонту только после осмотра и испытаний; ресурс оборудования используется при этом методе ремонта полностью, поэтому стоимость ремонта снижается.

По форме организации ремонт подразделяется на **централизованный, децентрализованный и смешанный**. При *централизованной* форме ремонт, испытания и наладка оборудования осуществляются специализированными ремонтно-наладочными предприятиями без использования местных ремонтно-эксплуатационных служб. Такая форма ремонта обеспечивает наиболее высокое качество работ. При *децентрализованной* форме ремонт, испытания и наладка оборудования производятся ремонтными службами предприятия, на котором оно установлено. При *смешанной* форме ремонта часть работ выполняется централизованно (сторонними организациями), а часть — децентрализованно (собственными ремонтными службами).

**Ремонтный цикл** определяется календарным временем между двумя капитальными ремонтами. Для вновь вводимого оборудования под ремонтным циклом понимается время от ввода его в эксплуатацию до первого капитального ремонта. Продолжительность ремонтного цикла определяется условиями эксплуатации, требованиями к надежности, ремонтпригодностью, правилами технической эксплуатации и инструкциями завода-изготовителя. Ремонтный цикл исчисляется исходя из 8-часового рабочего дня при 41-часовой рабочей неделе. Реальная сменность работы оборудования и условия его работы учитываются соответствующими эмпирическими коэффициентами.

При определении длительности ремонтного цикла используют график распределения частоты отказов  $\lambda$ , тех-

**Рис. 1.3**  
«Кривая жизни»:

область 1 — время послеремонтной приработки, когда вероятность отказов повышается из-за некачественных материалов, несоблюдения технологии ремонта и т. п.; область 2 — нормальный этап работы с практически неизменной частотой отказов; область 3 — время старения отдельных узлов и оборудования в целом.



нических изделий от времени  $t$ , так называемую «кривую жизни» (рис. 1.3).

Длительность ремонтного цикла не должна превышать длительности нормального этапа работы (область 2 на рис. 1.3). Ее следует согласовывать с межремонтным периодом основного оборудования.

Ремонт 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.

## 1.6. 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 [1, 2].

Все электротехническое и электромеханическое оборудование подпадает под определение «электрические установки».

**По условиям электробезопасности** электрические установки разделяются по уровню рабочего напряжения на установки с напряжением до 1 кВ и свыше 1 кВ.

**По месту размещения** электрические установки могут быть открытыми (наружными) и закрытыми (внутренними). В первом случае электрические установки не защищены от атмосферных воздействий, во втором — защищены.

Установки, защищенные сетками или навесами, относятся к открытым.

**По типу опасности поражения людей электрическим током** помещения разделяются на три группы. К первой относятся помещения, в которых имеются условия, создающие повышенную опасность: наличие сырости или токопроводящей пыли (относительная влажность воздуха 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 (более +35°C). Ко второй группе относятся особо опасные помещения, в которых есть особая сырость (относительная влажность воздуха приблизительно 100%, потолок, пол и стены покрыты влагой); химически активная или агрессивная среда (содержатся агрессивные пары, газы и жидкости, разрушающие изоляцию и токоведущие части электрических установок). В третью группу входят помещения без повышенной опасности (отсутствуют условия повышенной или особой опасности).

Территории, на которых размещаются наружные электрические установки, относятся к особо опасным помещениям.

Помещения, предназначенные для монтажа и эксплуатации электрического и электромеханического оборудования, должны удовлетворять следующим требованиям.

Расстояние между элементами здания и электрическими установками — не менее 0,3 м по вертикали и не менее 0,5 м по горизонтали.

Ширина проходов — не менее 1 м. Для оборудования с напряжением 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.

### **Контрольные вопросы и задания**

1. Каковы основные этапы и цели технической эксплуатации?
2. В каком виде транспортируются к месту установки (хранения) трансформаторы, электрические машины и аппараты?



3. Назовите климатические исполнения оборудования. Воздействия каких факторов внешней среды оно учитывает?
4. Какие категории размещения оборудования вы знаете и в чем их отличие друг от друга?
5. Назовите существующие в настоящее время системы технического обслуживания. Чем они отличаются?
6. Назовите виды износа оборудования и причины их возникновения.
7. Приведите классификацию ремонта. Каковы достоинства и недостатки различных форм организации ремонта?
8. Чем характеризуются три области «кривой жизни» технического изделия?
9. Что такое ремонтный цикл и из каких соображений выбирается его длительность?
10. Каковы требования к помещениям, в которых проводятся электроремонтные работы?

## ГЛАВА 2

# ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ, ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Электроснабжение потребителей осуществляется с помощью электрических сетей, по которым электроэнергия передается от источников к потребителям и распределяется между ними [3, 4, 8]. Монтаж распределительных электрических сетей и осветительных установок выполняется в соответствии с требованиями строительных норм и правил (СНиП), правил устройства электроустановок (ПУЭ) и монтажных инструкций заводов-изготовителей.

Монтировать высоковольтное оборудование намного труднее, чем низковольтное, так как оно характеризуется большей сложностью, значительными объемами и массой. Требования к его установке также значительно ужесточены.

Последовательность монтажа представлена в табл. 2.1.

Т а б л и ц а 2.1

Обобщенная схема процесса монтажа

Предварительные работы	Производство монтажа
1. Приемка поступающего оборудования	1. Подготовка мест установки оборудования
2. Ознакомление с местами установки оборудования	2. Установка оборудования
3. Заготовка материалов, инструмента и приспособлений	3. Электромонтажные работы
	4. Пусконаладочные работы и сдача заказчику оборудования

Электроснабжение осуществляется по **воздушным и кабельным** линиям. Кабели напряжением 10 кВ и выше используют для электроснабжения в городах, где требования к условиям безопасности очень жесткие, а также на территориях промышленных предприятий.

## 2.1. ОБЩИЕ ПРИНЦИПЫ ЭЛЕКТРОМОНТАЖНЫХ РАБОТ

Электромонтажные работы являются частью комплекса строительных работ и выполняются в рамках **договора строительного подряда** (контракта), в соответствии с которым подрядчик обязуется в установленный договором срок выполнить работы, а заказчик — создать подрядчику необходимые условия для выполнения работ, принять их результат и оплатить выполненные работы.

**Заказчиками** выступают юридические лица (предприятия, организации), имеющие финансовые средства (инвесторы). Финансирование электромонтажных работ осуществляется за счет раздела капитальных вложений, предусмотренного для нового строительства, расширения, реконструкции и технического перевооружения объектов электроэнергетики.

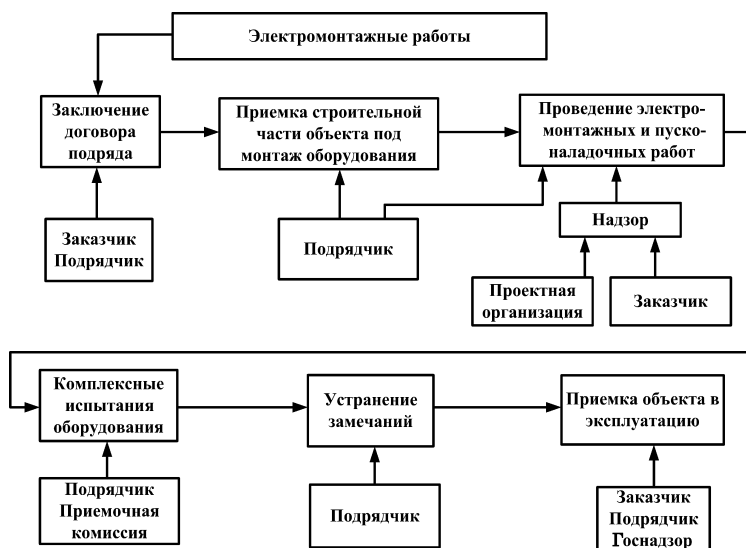
**Подрядчиками** при проведении электромонтажных работ являются, как правило, электромонтажные организации независимо от форм собственности, зарегистрированные в установленном порядке в налоговых органах и имеющие лицензию и другие документы, подтверждающие легитимность организации и гарантии качества на выполнение электромонтажных работ. При больших объемах электромонтажных работ и нескольких претендентах на их выполнение заказчик организывает конкурсные тендерные торги.

Лицензирование деятельности электромонтажных организаций осуществляется с целью защиты прав и интересов потребителей строительно-монтажной продукции. Гарантии и сроки предъявления заказчиком претензий к подрядчику определяются в договоре подряда и по электромонтажным работам составляют, как правило, 1...2 года.

Договор подряда является основным правовым документом, регламентирующим взаимоотношения заказчика и подрядчика. Он иногда заключается на выполнение работ «под ключ»: выполнение полного инвестиционного цикла, включающего проектирование, строительные, электромонтажные, пусконаладочные работы и сдачу объекта в эксплуатацию.

Для выполнения комплекса или отдельных видов работ, например пусконаладочных работ, подрядчик может привлекать другие организации — субподрядчиков. В этом случае подрядчик выступает уже в роли генерального подрядчика. Основные этапы выполнения электромонтажных работ показаны на рис. 2.1.

Подготовка к проведению электромонтажных работ, в частности приемка строительной части объекта под монтаж оборудования, ответственность перед заказчиком за выполнение всех видов работ в сроки, предусмотренные договором, и надлежащего качества возлагаются на генерального подрядчика.



**Рис. 2.1**  
Основные этапы проведения электромонтажных работ

Подрядчик планирует и осуществляет работы в соответствии с проектно-сметной документацией и договорной ценой, определяющими объем, содержание и стоимость работ. Проектная документация должна соответствовать требованиям нормативных документов, регламентирующих электромонтажные работы:

- СНиПам;
- ГОСТам в области строительства;
- ПУЭ;
- правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ ЭП).

Кроме того, обязанности подрядчика включают соблюдение природоохранного законодательства и организацию охраны труда при выполнении работ.

В ходе выполнения работ заказчик и подрядчик вправе по согласованию с проектной организацией вносить изменения в техническую документацию при неизменности характера предусмотренных договором подряда работ, а также выделять пусковой комплекс из всего проектного объема работ.

Обязанности и ответственность по обеспечению электромонтажных работ комплектами оборудования, материалами и конструкциями несет, как правило, подрядчик. Для этого подрядчик получает от проектной организации расчеты (спецификации) о потребности основных видов оборудования, материалов, конструкций.

Для проверки качества поставляемого на монтажную площадку оборудования подрядчик осуществляет входной контроль, оформляет акты приемки оборудования в монтаж или предъявляет претензии к поставщикам в случаях нарушения требований к качеству оборудования, его повреждения при транспортировке.

При выполнении электромонтажных работ заказчик осуществляет технический надзор за качеством работ, за соблюдением сроков их выполнения, качеством поставляемого оборудования, его испытаниями при проведении пусконаладочных работ. Технический надзор заказчик может осуществлять с привлечением проектной организации (авторский надзор). При большом объеме работ надзор

ведется по отдельным разделам проекта: строительные, электромонтажные, сантехнические, пусконаладочные и другие работы.

После выполнения заказчиком и подрядчиком всех обязательств по договору осуществляется приемка выполненных работ. В договоре подряда предусматриваются сроки уведомления подрядчиком заказчика о готовности объекта к приемке, сроки проведения приемки и сроки устранения замечаний, выявленных при приемке выполненных работ. Приемка крупных объектов осуществляется рабочей и государственной приемочными комиссиями с подписанием актов соответствующей стандартной формы (КС-11 и КС-14). При небольших объемах работ (замена выключателей, трансформаторов небольшой мощности при сохранении существующих фундаментов) приемка выполненных работ осуществляется одной приемочной комиссией. С момента приемки объекта по акту заказчик вступает в полное владение и распоряжение объектом.

## 2.2. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОМОНТАЖНЫХ РАБОТ

Организация электромонтажных работ возлагается на подрядчика и состоит из трех основных этапов.

На **инженерно-техническом этапе** производятся приемка, проверка и изучение проектно-сметной документации. В проектной документации должен быть предусмотрен проект организации строительства (ПОС), на основе которого электромонтажной организацией разрабатывается проект производства электромонтажных работ (ППЭР).

На **организационном этапе** выполняется приемка от строителей под монтаж оборудования зданий, сооружений, фундаментов, проемов и ниш в конструкциях зданий и сооружений; контролируется установка закладных деталей, проверяется наличие предусмотренных проектом стационарных кран-балок, монтажных тележек и талей.

На **материально-техническом этапе** осуществляются обеспечение и комплектация электромонтажных работ оборудованием, материалами, изделиями, монтажными

заготовками; на этом же этапе выполняется оснащение монтажных работ механизмами, инструментами, инвентарем и средствами безопасного труда.

Важным моментом организации электромонтажных работ на сложных объектах, требующих определенной очередности выполнения строительных и электромонтажных работ, является составление ППЭР. Этот проект обязательно разрабатывается для выполнения электромонтажных работ, сопровождающихся сложными такелажными работами с применением механизмов (автокранов, автовышек), верхолазных работ, а также для работ, выполняемых в действующих электроустановках, например, при реконструкции существующих подстанций.

ППЭР разрабатывается специальными группами подготовки производства монтажных организаций и утверждается ее техническим руководителем (главным инженером); он должен быть согласован с заказчиком или техническим руководителем эксплуатирующей организации.

Исходными данными для разработки ППЭР служат:

- рабочие чертежи и сметы проектной документации объекта;
- данные о поставке оборудования и материалов, наличии машин и механизмов;
- действующие нормативные документы, монтажные инструкции, отраслевые правила по охране труда;
- сроки возможного отключения действующих электроустановок при реконструкции и техническом перевооружении объектов.

Содержание ППЭР состоит из трех разделов. В *первый раздел* входят пояснительная записка, содержащая общие сведения об объекте, организационную структуру монтажа, ситуационный план, совмещенный со схемой электроснабжения, план расположения оборудования, технико-экономические показатели объекта. Во *втором разделе* приводятся наиболее эффективные методы организации и технология выполнения электромонтажных работ. Здесь указываются технологические приемы выполнения трудоемких операций, их механизации, предложения по совмещению монтажных и наладочных работ, указания по

охране труда, приводятся графики производства работ. *Третий раздел* объединяет задания непосредственно для электромонтажного персонала с указанием ответственных инженерно-технических работников по этапам работ, ведомости узлов, блоков и конструкций, подлежащих сборке, необходимые чертежи или ссылки на типовые альбомы, ведомости закладных деталей, их эскизы и места установки, спецификации на оборудование и материалы для производства работ.

### 2.3. ПЛАНИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОМОНТАЖНЫХ РАБОТ

Планирование является одной из главных функций управления процессом производства строительных работ, в том числе электромонтажных [15]. Одной из задач планирования является нахождение вариантов рациональной взаимосвязи этапов производства электромонтажных работ. Важный момент — взаимная увязка работ во времени при условии непрерывности их выполнения, особенно при производстве работ в действующих электроустановках.

Наиболее простая форма планирования работ предполагает составление календарного плана-графика работ — это документ, регламентирующий поставку во времени оборудования и комплектующих изделий, потребность в механизмах, машинах, трудовых и энергетических ресурсах, распределение капитальных вложений и объемов электромонтажных работ.

Линейные календарные графики работ отражают только одну возможную ситуацию хода работ. При возникающих отклонениях во времени и во взаимосвязи по факторам производства данная модель должна быть скорректирована или построена заново.

При планировании электромонтажных работ используются сетевые модели, основными элементами которых являются сетевые графики. Разработка сетевого графика начинается с установления перечня работ, которые необходимо выполнить, определения их продолжительности,



рациональной технологической последовательности и взаимосвязей между ними.

Основные составляющие сетевого графика — события и работы. Каждая работа, отраженная в графике, имеет свою продолжительность: детерминированную, устанавливаемую нормативами времени, или вероятностную, определяемую, например, на основе статистических данных. Работа может быть фиктивной, не требующей временных затрат, но указывающей на возможность начала данной работы только после завершения другой (установка трансформатора возможна только после затвердевания железобетонного фундамента).

Событие представляет собой завершение одной или нескольких работ, создающих возможность для начала других работ. На сетевом графике (рис. 2.2) события изображаются кружком, разделенным на секторы. В верхнем секторе указывается номер события, в левом — ранний из

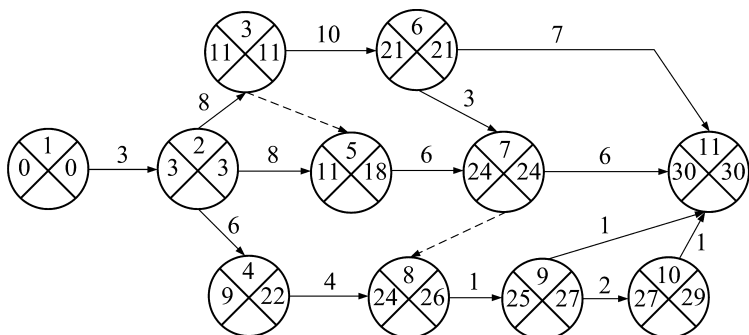


Рис. 2.2

Сетевой график монтажа подстанции 10/0,4 кВ:

1, 2 — монтаж освещения подстанции, 3 дня; 2, 3 — монтаж панелей щитов (распределительных, управления, учета), 8 дней; 2...4 — ревизия, монтаж и наладка силовых трансформаторов, 6 дней; 2...5 — монтаж РУ 10 кВ, 8 дней; 3...5 — фиктивная работа; 3...6 — прокладка контрольных кабелей и силовых кабелей 0,4 кВ, 10 дней; 4...8 — ввод кабелей 10 кВ к трансформаторам, 4 дня; 5...7 — ввод и разделка кабелей в камерах РУ 10 кВ, 6 дней; 6, 7 — разделка и подключение кабелей к щитам 0,4 кВ, 3 дня; 6...11 — проверка схемы, регулировка аппаратуры, наладка панелей щитов 0,4 кВ, 7 дней; 7, 8 — фиктивная работа; 7...11 — наладка схем РУ 10 кВ, 6 дней; 8, 9 — фазировка кабелей 10 кВ в камерах трансформаторов, 1 день; 9, 10 — разделка и присоединение кабелей 10 кВ к трансформаторам, 2 дня; 9...11 — привязка наружных трасс кабелей, выполнение надписей на стенах и дверях подстанции, 1 день; 10, 11 — высоковольтные испытания кабелей и трансформаторов, 1 день.

возможных сроков совершения события, в правом — поздний из допустимых сроков совершения события.

На сетевом графике работа  $i-j$  изображается стрелкой, соединяющей два события — предшествующее  $i$  и последующее  $j$  (сплошная стрелка — действительная, пунктирная — фиктивная работа). Направление стрелки показывает порядок выполнения работы; продолжительность работы  $t$  указывается цифрой у стрелки.

Цепь последовательных работ, соединяющая исходное  $I$  и завершающее  $II$  события, называется **полным путем сетевого графика**. Полный путь, имеющий наибольшую продолжительность, называется критическим путем. В соответствии с рис. 2.2 критический путь составляет 30 дней. По отношению к критическому все остальные пути сетевого графика имеют резерв времени.

Обычно разработку и анализ сетевых моделей выполняют в два этапа: на первом строят сетевой график и рассчитывают все его параметры, на втором — осуществляют анализ, корректировку и оптимизацию сетевого графика.

Процесс оптимизации сетевого графика по времени заключается, прежде всего, в сокращении продолжительности критического пути. Здесь можно выделить три способа оптимизации. Первый заключается в такой корректировке сетевого графика, которая позволяет сократить продолжительность работ критического пути за счет ресурсов (трудовых и материальных), отведенных для работ, не лежащих на критическом пути. Эти работы могут быть отодвинуты на какое-то время, поскольку сроки их выполнения не влияют на конечный срок.

Второй способ оптимизации по времени состоит в изменении топологии сети графика, что осуществляется введением в сетевую модель многовариантной технологии выполнения работ, установлением новых путей и взаимосвязей работ и сокращением в конечном итоге критического пути.

Третий способ оптимизации по времени связан с расчленением продолжительных работ на отдельные параллельно выполняемые работы (части).

В целом система сетевого планирования позволяет наглядно представить и оценить организацию электромонтажных работ, осуществить более обоснованное планирование и оперативное управление этими работами.

#### **2.4. ПОДГОТОВКА К ПРОИЗВОДСТВУ ЭЛЕКТРОМОНТАЖНЫХ РАБОТ**

До начала производства электромонтажных работ на объекте должны быть выполнены следующие мероприятия:

- получена подрядчиком проектно-техническая документация, утвержденная штампом заказчика «к производству работ»;
- согласованы между подрядчиком и предприятиями-поставщиками график поставки оборудования с учетом технологической последовательности производства работ, перечень сложного электрооборудования, монтируемого с привлечением шефмонтажного персонала предприятий-поставщиков, условия транспортирования к месту монтажа тяжелого и крупногабаритного электрооборудования;
- подготовлены помещения для размещения бригад рабочих, инженерно-технических работников, производственной базы, а также для складирования материалов и инструмента;
- осуществлена приемка по акту строительной части объекта под монтаж электрооборудования и выполнены предусмотренные нормами и правилами мероприятия по охране труда, противопожарной безопасности, охране окружающей среды.

При приемке оборудования для монтажа производятся его осмотр, проверка комплектности (без разборки), а также наличия и срока действия гарантий предприятий-изготовителей. Результаты осмотра оформляются соответствующим актом.

Электрооборудование при монтаже вскрытию и ревизии не подлежит за исключением случаев, когда это предусмотрено государственными и отраслевыми стандартами или техническими условиями, а также случаев длительного

хранения оборудования с нарушением заводских инструкций. Разборка оборудования, поступившего опломбированным с предприятия-изготовителя, запрещается.

Деформированное и поврежденное электрооборудование подлежит монтажу только после устранения повреждений и дефектов.

Электрооборудование, у которого истек нормативный срок хранения, указанный в государственных стандартах или технических условиях, монтируется только после проведения предмонтажной ревизии, исправления дефектов и испытаний. Результаты проведенных работ должны быть занесены в формуляры, паспорта и другую сопроводительную документацию на оборудование, необходим акт о проведении указанных работ.

Помещения закрытых распределительных устройств, фундаменты под электрооборудование сдаются под монтаж с полностью законченными строительными и отделочными работами. Сдача-приемка помещений и фундаментов для установки сложного и дорогостоящего электрооборудования, монтаж которого будет выполняться с привлечением шефмонтажного персонала, производится совместно с представителями предприятия, осуществляющего шефмонтаж.

До начала электромонтажных работ, например на открытых распределительных устройствах, генподрядчик должен закончить планировку территории, сооружение подъездных путей, кабельных каналов, установить шинные и линейные порталы, соорудить фундаменты под электрооборудование, ограждения вокруг распределительного устройства, резервуары для аварийного сброса масла, подземные коммуникации.

В конструкциях порталов и фундаментов под оборудование распределительных устройств должны быть установлены предусмотренные проектом закладные части и крепежные детали, необходимые для крепления гирлянд изоляторов и оборудования. В кабельных каналах и тоннелях — закладные детали для крепления кабельных конструкций. Необходимо также закончить сооружение водопровода и предусмотренных проектом автоматических устройств пожаротушения.

В зданиях и сооружениях, сдаваемых под монтаж электрооборудования, генподрядчиком или прямым строительным подрядчиком должны быть выполнены предусмотренные архитектурно-строительными чертежами постоянные проемы, ниши, отверстия в стенах и перекрытиях, необходимые для перемещения электрооборудования и монтажа низковольтных электрических сетей и контрольных кабелей. После выполнения электромонтажных работ генподрядчик обязан осуществить заделку временных отверстий, борозд, ниш и гнезд.

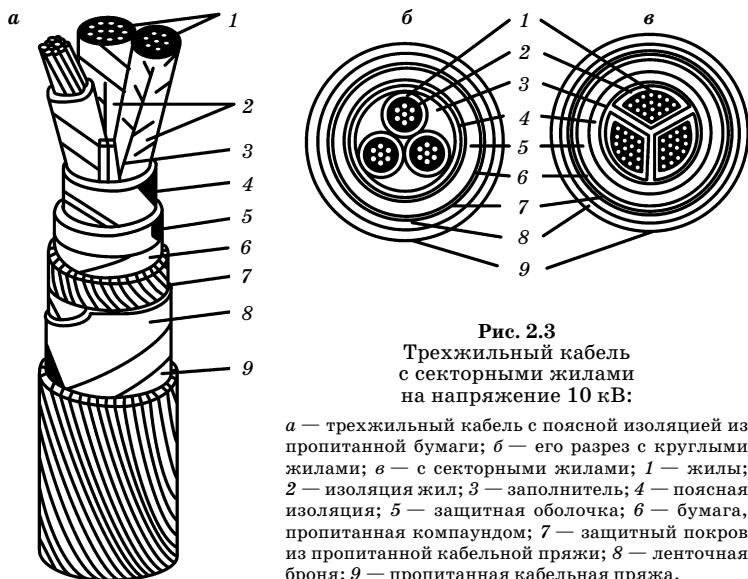
## 2.5. МОНТАЖ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Кабели прокладывают в кабельных сооружениях, траншеях, блоках, на опорных конструкциях, в лотках [1, 3, 8] в соответствии с проектно-технической документацией, где указаны трассы линий; также необходимо учитывать назначение кабелей (силовые или контрольные).

**Силовые кабели** служат для передачи распределения электрической энергии в осветительных и силовых электроустановках. Линии электропередачи 6...10 кВ и выше выполняют из специального силового кабеля. Конструкции силовых кабелей зависят от класса напряжения. Наиболее распространены трех- и четырехжильные силовые кабели с бумажной изоляцией. Для напряжения 10 кВ их выполняют с поясной изоляцией в общей свинцовой оболочке для всех жил, а для напряжений 20 и 35 кВ — из отдельно освинцованных жил. Жилы кабеля обычно состоят из большого числа медных проводников малого сечения. Кабели напряжением до 6 кВ и сечением до 16 мм<sup>2</sup> изготавливают из круглых жил, напряжением выше 6 кВ и сечением более 16 мм<sup>2</sup> — из секторных жил (в поперечном разрезе форма окружности).

На рис. 2.3 показан трехжильный кабель с секторными жилами на напряжение 10 кВ.

Каждая жила изолирована от другой специальной кабельной бумагой 2, пропитанной специальной массой, в состав которой входят масло и канифоль. Все жилы изолированы от земли поясной изоляцией 4 из пропитанной



**Рис. 2.3**  
Трехжильный кабель  
с секторными жилами  
на напряжение 10 кВ:

*а* — трехжильный кабель с поясной изоляцией из пропитанной бумаги; *б* — его разрез с круглыми жилами; *в* — с секторными жилами; 1 — жилы; 2 — изоляция жил; 3 — заполнитель; 4 — поясная изоляция; 5 — защитная оболочка; 6 — бумага, пропитанная компаундом; 7 — защитный покров из пропитанной кабельной пряжи; 8 — ленточная броня; 9 — пропитанная кабельная пряжа.

бумаги. Для обеспечения герметичности кабеля на поясную изоляцию накладывают свинцовую оболочку без швов. От механических повреждений кабель защищен броней 8 из стальной ленты, а от химических воздействий — асфальтированным джутом. Выпускают кабели, у которых свинцовое покрытие заменено алюминиевым либо пластмассовым (сопрен, винилит).

Конструктивное обозначение силовых кабелей состоит из нескольких букв:

- если *первая* буква **А** — жилы кабеля алюминиевые, если таковой нет — жилы из меди;
- *вторая* буква обозначает материал изоляции жил: **Р** — резина, **В** — поливинилхлорид, **П** — полиэтилен. Для кабелей с бумажной изоляцией буква не ставится;
- *третья* буква обозначает материал оболочки: **С** — свинец, **А** — алюминий, **Н** и **НР** — негорючая резина-найрит, **В** и **ВР** — поливинилхлорид, **СТ** — гофрированная сталь;
- *четвертая* буква обозначает защитное покрытие: **А** — асфальтированный кабель, **Б** — бронированный лен-

тами, Г — голый, без оплетки, К — бронированный круглой стальной оцинкованной проволокой, П — бронированный плоской стальной оцинкованной проволокой, Н — защитный покров негорючий, Т — возможность прокладки кабеля в трубах, Шв или Шп — оболочка кабеля заключена в полиэтиленовый шланг, Ц — бумажная изоляция пропитана церезином.

**Контрольные кабели** служат для создания цепей контроля, сигнализации, дистанционного управления и автоматики. Имеют от 4 до 37 жил сечением  $0,75 \dots 10 \text{ мм}^2$  и изоляцию из пропитанной кабельной бумаги или резины. Для их герметичности используют оболочку из свинца, алюминия или поливинилхлорида, которая защищена от механических повреждений броней из стальных лент. Стальная броня покрыта джутовой пряжей. Контрольные кабели можно прокладывать в земле, тоннелях, помещениях с агрессивной средой, в шахтах и под водой.

Контрольные кабели, в отличие от силовых, имеют в обозначении марки кабеля букву К, размещаемую после обозначения материала жилы. Цифры после букв обозначают рабочее напряжение (кВ), на которое рассчитан кабель, число жил и площадь поперечного сечения каждой жилы ( $\text{мм}^2$ ).

При прокладке кабелей необходимо соблюдать разность уровней на концах линии (не более 25 м), а также минимальные расстояния (в метрах) от линий до сооружений. Например:

До трубопроводов (кроме нефте-, газо-, теплопроводов) при параллельной прокладке	0,5
До нефте-, газопроводов при параллельной прокладке	1,0
При защите асбоцементными трубами	0,25
До теплопроводов при параллельной прокладке	2,0
До теплопроводов при их пересечении кабельными линиями (теплопровод должен иметь изоляцию на длине 2 м в обе стороны от пересечения)	0,5
До полотна дорог при пересечении кабельными линиями трамвайных и неэлектрифицированных железных дорог (кабель должен прокладываться в изолирующих блоках)	9,0
До электрифицированных железных дорог	10,0
До трубопроводов при пересечении их кабельными линиями	0,5

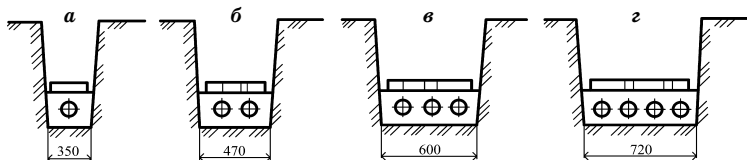


Рис. 2.4

Размеры кабельных траншей и размещение в них кабелей с кирпичной защитой от механических повреждений:

*a* — для одного кабеля; *б* — двух; *в* — трех; *г* — четырех.

Радиус изгиба кабеля на поворотах трассы должен составлять не менее 15...25 его диаметра.

Если кабели пересекаются с инженерными сооружениями, их прокладывают в стальных или асбоцементных трубах, причем на переходах через автомобильные и железные дороги укладывают в трубах по всей ширине полосы отвода дорог, а при прокладке вдоль дорог — за ее пределами. При пересечении кабели более высокого напряжения располагают ниже кабелей более низкого напряжения.

*Монтаж кабелей в траншеях* — наиболее распространенный и легко выполняемый способ их прокладки.

При прокладке выполняют следующие работы: подготовительные, устройство траншей, доставку барабанов с кабелем к месту монтажа, раскатку кабеля и его укладку в траншею, защиту кабеля от механических повреждений, засыпку траншей.

Размеры кабельных траншей и размещение в них кабелей с кирпичной защитой от механических повреждений показаны на рис. 2.4.

Глубина траншеи — не менее 700 мм, а ширина такая, чтобы расстояние между несколькими параллельно проложенными в ней кабелями напряжением до 10 кВ было не менее 100 мм, а от стенки траншеи до ближайшего крайнего кабеля — не менее 50 мм. Глубину уменьшают до 0,5 м на участках длиной до 0,5 м при вводе в здания, пересечениях при условии защиты кабеля асбоцементными трубами.

Для предохранения от механических повреждений кабели напряжением 6...10 кВ поверх присыпки защищают красным кирпичом марки 100–150 или железобетонными плитами; кабели напряжением 20...35 кВ — плита-



ми; кабели напряжением до 1 кВ — кирпичами и плитами только в местах частых раскопок.

В местах кабельных соединений траншеи расширяют, образуя колодцы для соединительных муфт. На кабельной линии длиной 1 км допускается установка не более шести муфт. Соединения в кабельной муфте должны быть герметичными, влагостойкими, должны обладать механической и электрической прочностью, а также противокоррозионной устойчивостью.

*Кабельные муфты* разделяют по:

- напряжению (до 1, 6, 10, 35 кВ);
- назначению (соединительная, ответвительная, концевая);
- размерам (нормальная, малогабаритная);
- материалу (чугунная, свинцовая, эпоксидная);
- форме (У-образная, Т-образная, Х-образная);
- месту установки (внутренняя, наружная);
- числу фаз (концевая трехфазная или четырехфазная).

*Чугунные муфты* (рис. 2.5) применяют для соединения кабелей напряжением до 1 кВ; после монтажа их заливают нагретой кабельной мастикой МБ-70 или МБ-90.

*Свинцовые муфты* (см. рис. 2.6) применяют для соединения кабелей напряжением 6 кВ.

После монтажа муфты заливают нагретой кабельной мастикой МБ. Для защиты от механических повреждений их помещают в чугунный или стеклопластиковый кожух. Выпускаются муфты шести типоразмеров

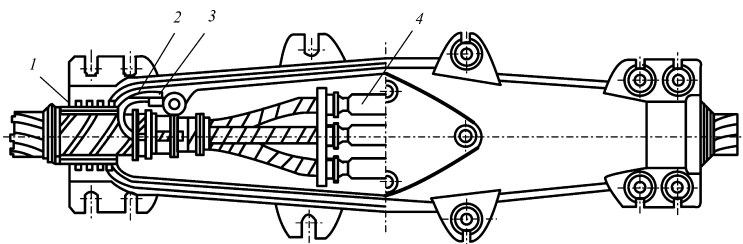


Рис. 2.5  
Чугунная муфта:

1 — подмотки; 2 — герметизирующая прокладка в пазу нижней половины корпуса; 3 — заземляющий проводник; 4 — соединительная гильза.

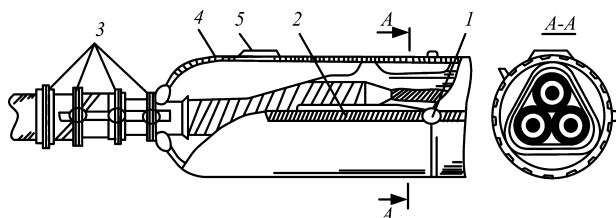


Рис. 2.6  
Свинцовая муфта:

1 — участок присоединения заземляющего провода к корпусу муфты;  
2 — заземляющий провод; 3 — проволочные бандажи; 4 — корпус; 5 —  
заливочное отверстие, закрытое свинцовой пластиной.

в соответствии с сечением жил соединяемых кабелей и классом напряжения.

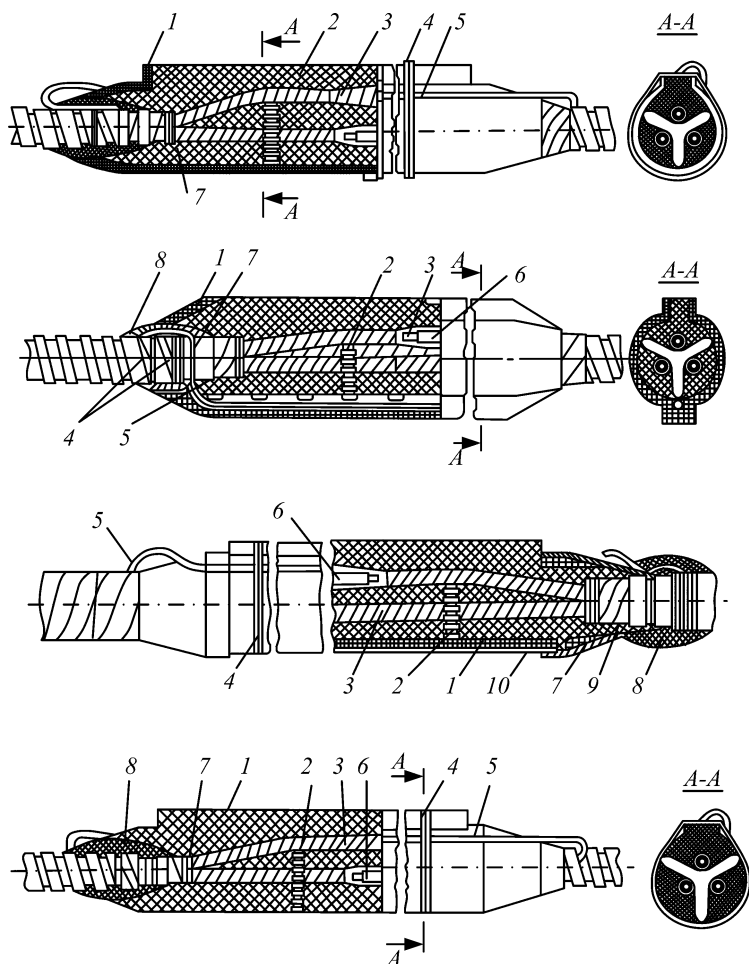
Муфты имеют буквенно-цифровую маркировку. Буквой Ч обозначают чугунную муфту, С — свинцовую, СС — свинцовую соединительную. Цифры 60, 70, 80, 90, 100, ТПГ обозначают диаметр кабеля в мм.

*Эпоксидные муфты* (рис. 2.7) применяют для соединения кабелей напряжением 1, 6 и 10 кВ и для ответвлений кабелей до 1 кВ. Муфты имеют полый корпус, который после соединения кабелей заполняется эпоксидным компаундом. Эпоксидным соединительным муфтам присвоено общее обозначение СЭ, осветительным — ОЭ. Исполнения муфт: СЭп (рис. 2.7а), СЭв (рис. 2.7б), СЭм (рис. 2.7в), СЭс (рис. 2.7г).

Котлован для единичной кабельной муфты напряжением до 10 кВ выполняется шириной 1,5 м и длиной 2,5 м, для каждой монтируемой параллельно с первой муфты его ширину увеличивают на 350 мм.

Если температура в течение суток до начала прокладки падала ниже 0°C, кабели перед прокладкой прогревают в помещении или электрическим током, пропускаемым по закороченным с одной стороны жилам, контролируя температуру нагрева.

*Прокладка кабелей в блоках* применяется для их защиты от механических повреждений. Блок (см. рис. 2.8) представляет собой подземное сооружение, выполненное из нескольких труб (асбоцементных, керамических и др.) или железобетонных панелей.



**Рис. 2.7**  
Эпоксидные муфты:

1 — корпус; 2 — распорка; 3 — подмотка жилы; 4, 7 — бандажи из проволоки и суровых ниток; 5 — провод заземления; 6 — соединение жил; 8 — герметизирующая подмотка; 9 — экран корпуса; 10 — свинцовая манжета.

Глубина заложения не должна быть меньше расстояний, допустимых при прокладке кабелей в траншеях. В местах изменения направления трассы сооружают кабельные колодцы.

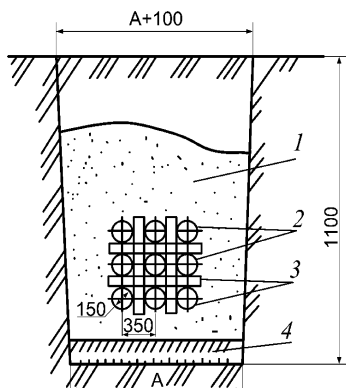


Рис. 2.8

Блок:

1 — песок или просеянный грунт; 2 — труба; 3 — деревянные прокладки; 4 — бетонная подушка.

Блоки укладывают с уклоном в сторону колодцев не менее чем 100 мм на каждые 100 м. На дне колодца устраивают водосборник, представляющий собой закрытое металлической решеткой углубление, которое служит для сбора просачивающейся в колодец влаги.

Монтаж кабелей в бетонных блоках повышает надежность их защиты, но при этом усложняется прокладка, увеличиваются стоимость работ и затраты на эксплуатацию.

Допустимые токовые нагрузки кабелей в блоках меньше, чем у кабелей, проложенных открыто или в земле, из-за худших условий охлаждения.

*Прокладка кабелей на опорных конструкциях и в лотках* выполняется в цехах предприятий, по стенам зданий, в туннелях. Опорные конструкции изготавливают из стали в виде стоек с полками. Специальные перфорированные и сварные лотки используют для прокладки проводов

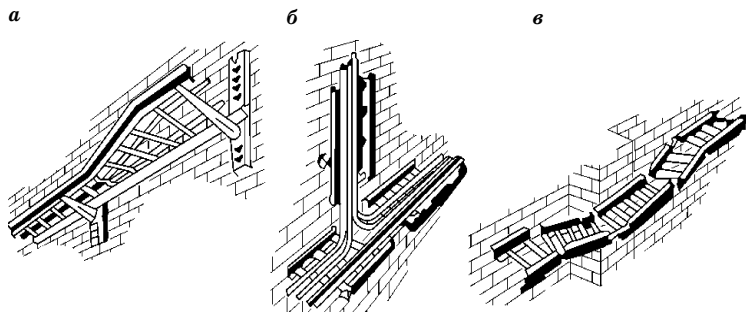


Рис. 2.9

Установка лотков и размещение на них кабелей:

а — горизонтально расположенные кабели; б — с переходом трассы кабелей с одной горизонтальной отметки на другую; в — с ответвлением вверх на ребро.

и небронированных кабелей по стенам на высоте не менее 2 м. Их обязательно заземляют не менее чем в двух местах.

Допускается совместная прокладка силовых кабелей, осветительных и контрольных цепей при условии разделения каждой из них стальными разделителями. Силовые кабели 6 и 10 кВ можно размещать в лотках в один ряд и с просветами между ними 35 мм. Для муфт устраивают специальные лотки. Кабели закрепляются через 0,5 м при вертикальном расположении и через 3 м — при горизонтальном. Установка лотков и размещение на них кабелей показаны на рис. 2.9.

Для соединения кабелей при монтаже выполняют разделку их концов и соединение жил. Размеры разделки определяются специальными разметочными линейками ЛК-1 (до 1 кВ) и ЛК-2 (6...10 кВ). Соединение жил кабеля выполняют с помощью специальных инструментов, обеспечивая надежный электрический контакт и механическую прочность. Способ соединения зависит от материала и сечения жил, особенностей муфт.

*Пайку* для соединения жил кабелей 1, 6 и 10 кВ производят мощным паяльником либо путем помещения концов жил в ванночки с расплавленным припоем. Используют полужесткие и жесткие припои.

*Опрессовку* применяют в основном для соединения алюминиевых жил кабелей до 1 кВ и выполняют с помощью гильз и опрессовочных инструментов и механизмов — клещей и прессов. В гильзу с двух сторон помещают соединяемые жилы кабелей и сжимают ее. Под действием прессы металл гильзы и жил спрессовывается, образуя монолитное соединение.

*Газовая и электрическая сварки* служат для соединения алюминиевых жил сечением 16...240 мм<sup>2</sup>. При газовой сварке используется теплота сжигаемого газа (например, смеси пропанбутана) температурой 2300°C и выше. При электрической сварке — теплота электрической дуги.

*Термитная сварка* — наиболее совершенный способ соединения алюминиевых жил. Выполняется при помощи специальных патронов типа А. Провода в патроне устанавливаются встык, а затем его поджигают специальной

спичкой. Внутри патрона находится термитный состав, при горении которого температура достигает нескольких тысяч градусов.

Кабели перед введением в эксплуатацию должны быть заземлены. В чугунных муфтах заземление выполняют двумя отрезками гибкого медного провода, сечение которого соответствует сечениям жил кабеля. Оболочку и броню кабелей соединяют проводом, присоединяя его к контактной площадке муфты. В свинцовых — одним куском гибкого медного провода, присоединяемого пайкой и проволочными бандажами к оболочкам и броне обоих кабелей, а также к корпусу муфт. В эпоксидных муфтах технология присоединения провода заземления зависит от конструкции последних.

Для оконцевания кабелей вне помещений применяют концевые кабельные муфты, а внутри помещений — концевые заделки.

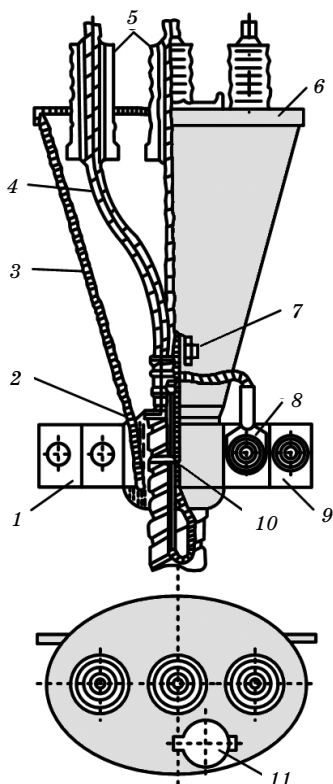
В качестве *концевых муфт* для кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной изоляцией используют мачтовые муфты КМ с заливкой изолирующей кабельной массой или эпоксидные КНЭ, для кабелей напряжением 20...35 кВ — однофазные КНО или КНЭО, а для кабелей с пластмассовой изоляцией — КНЭ или ПКНЭ.

Концевые заделки бывают в стальных воронках (тип КВВ), в воронках из эпоксидного компаунда (КВЭ), из поливинилхлоридных лент (КВВ), в резиновых перчатках (КВР).

**Концевая заделка в стальных воронках** распространена в электроустановках до 10 кВ, размещаемых в сухих отапливаемых помещениях. Воронки бывают трех исполнений: КВБм (с малогабаритной воронкой), КВБк (с круглой воронкой и расположением жил кабеля треугольником) и КВБо (с овальной воронкой и расположением жил токопроводов в ряд).

Заделки КВБо и КВБк применяют для оконцевания кабелей до 10 кВ. При напряжениях 3, 6 и 10 кВ воронку монтируют с крышкой и фарфоровыми втулками (рис. 2.10), а при напряжении до 1 кВ — без крышки и втулок.

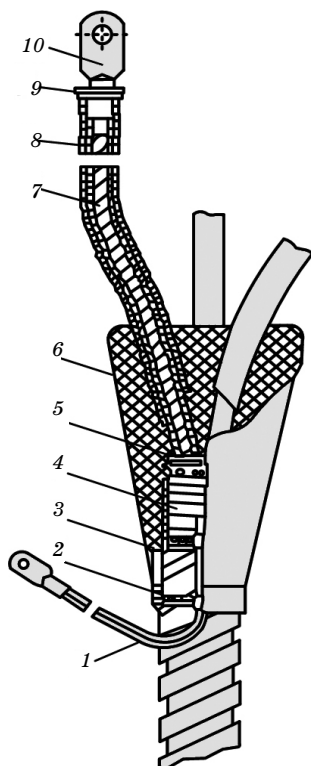
После монтажа заделку заливают кабельной мастикой, нагревая воронку до 50...60°C, а мастику — до 130°C.



**Рис. 2.10**

Заделки КВБо и КВБк:

1, 9 — верхний и нижний полухомуты; 2 — подмотка просмоленной лентой; 3 — воронка из кровельной стали; 4 — жила кабеля, обмотанная липкой поливинилхлоридной лентой; 5 — фарфоровые втулки; 6 — крышка воронки; 7 — болт М8; 8 — наконечник; 10 — провод заземления; 11 — крышка заливочного отверстия.



**Рис. 2.11**

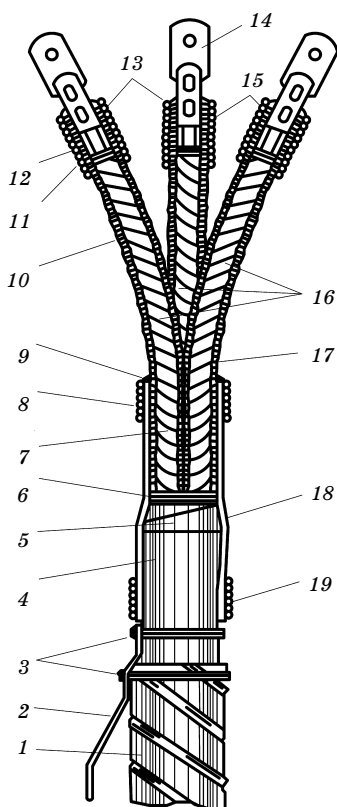
Концевая заделка в воронке из эпоксидного компаунда (КВЭ):

1 — провод заземления; 2 — проволоочный бандаж провода заземления; 3 — двухслойная подмотка; 4 — оболочка кабеля; 5 — бандаж из суровых ниток на поясной изоляции; 6 — корпус из эпоксидного компаунда; 7 — токопроводящая жила в заводской изоляции; 8 — трубка из найритовой резины; 9 — бандаж или хомут; 10 — наконечник.

**Концевая заделка в воронке из эпоксидного компаунда (КВЭ)** проста по исполнению, обладает высокой электрической и механической прочностью, что позволяет изготавливать ее без фарфоровых втулок и защитного металлического кожуха. Применяется для оконцевания кабелей до 10 кВ

внутри помещений, а для наружных установок ее защищают от атмосферных осадков и солнечных лучей. Заделки КВЭ с эпоксидным корпусом конической формы могут быть различных исполнений — КВЭд, КВЭп, КВЭз, КВЭн (см. рис. 2.11).

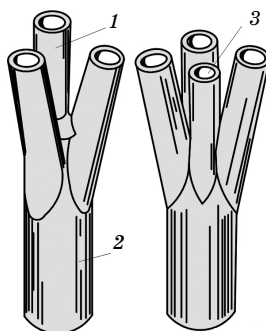
**Концевая заделка поливинилхлоридными лентами** (рис. 2.12) применяется в случае кабелей с бумажной изоляцией для напряжений до 10 кВ внутри помещений и в наружных установках с температурой не выше 40°C при условии защиты от осадков и солнечных лучей и разности уровней концов кабеля не более 10 м.



**Рис. 2.12**

Концевая заделка поливинилхлоридными лентами:

1, 4 — броня и оболочка кабеля; 2 — провод заземления; 3 — провололочные бандажи; 5 — поясная изоляция; 6, 11 — бандажи из хлопчатобумажной пряжи; 7 — токопроводящая жила; 8, 15, 19 — бандажи из крученого шпагата; 9 — поясная стаканобразная подмотка; 10 — подмотка жил поливинилхлоридной лентой; 12 — оголенный участок жилы; 13, 18 — выравнивающие подмотки; 14 — кабельный наконечник; 16 — участок наложения временного бандажа; 17 — наполнитель.



**Рис. 2.13**

Концевая заделка в резиновых перчатках:

1 — отросток (палец); 2 — корпус (тело) перчатки; 3 — отросток для четвертой (нулевой) жилы четырехжильного кабеля.



**Концевая заделка в резиновых перчатках** (см. рис. 2.13) предназначена для оконцевания кабелей напряжением до 6 кВ, монтируемых в помещениях с нормальной средой при разности уровней концов кабелей не более 10 м. Перчатки бывают девяти размеров для трехжильных кабелей сечением до 240 мм<sup>2</sup> с изоляцией от напряжений 1 и 6 кВ и пяти — для трехжильных кабелей сечением до 185 мм<sup>2</sup> с изоляцией от напряжения до 1 кВ. Их приклеивают клеем 88-14.

Для оконцевания токопроводящих жил кабелей применяют наконечники, присоединяемые опрессовкой, сваркой или пайкой. Наиболее надежной является опрессовка, которую выполняют с помощью специальных опрессовочных механизмов. Алюминиевые жилы сечением 16...240 мм<sup>2</sup> опрессовывают трубчатыми наконечниками ТА или ТАМ, медные жилы сечением 4...240 мм<sup>2</sup> — наконечником Т. При сварке применяют литые наконечники ЛА, при пайке — медные наконечники серии П.

## 2.6. МОНТАЖ ВНУТРЕННИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Внутренние электрические сети предназначены для обеспечения питания электродвигателей, электроустановок, приборов, осветительных цепей и других потребителей [1, 3]. Внутренняя проводка может быть скрытой или открытой.

**Открытая проводка** выполняется струнной, тросовой, в коробах или на лотках как проводами, так и токопроводами. Наиболее мощные цепи монтируются из шинопроводов (например, КЗШ-0,4). Допускается совместная прокладка проводов и кабелей силовых и контрольных цепей.

Для предотвращения опасного нагрева стальных и изоляционных труб со стальной оболочкой из-за возникающих в них потерь от магнитных полей, созданных протекающими по проводам токами, не разрешается совместная прокладка проводов, если ток в них продолжительное время превышает 25 А.

Провода и кабели прокладывают по поверхности негорючих строительных конструкций зданий, а также по каналам в них. Исключают их случайное соприкосновение со сгораемыми материалами. В кабельных каналах, проходящих по электротехническим и производственным помещениям, прокладывают только кабели с оболочками, не поддающимися возгоранию.

Соединения и ответвления проводов и кабелей не должны испытывать механических усилий, при этом жилы проводов и кабелей следует изолировать. Провода в местах выхода из жестких труб и гибких металлических рукавов защищают от повреждений втулками, раззенковкой концов труб и другими способами. В местах, доступных для ремонта, предусматривают запас провода, обеспечивающий возможность повторного соединения, ответвления или присоединения.

При открытой прокладке кабелей с оболочками из сгораемых материалов расстояние от провода (кабеля) до ближайшей поверхности из сгораемых материалов выбирается не менее 10 мм, или провод отделяют от поверхности слоем негорючего материала толщиной не менее 10 мм.

Скрытая проводка выполняется в трубах, металлических рукавах, закрытых коробах, замкнутых каналах, пустотах строительных конструкций, заштукатуренных бороздах, под штукатуркой. При скрытой прокладке проводов в стенах, содержащих сгораемые элементы, провода защищают слоем негорючего материала не менее 10 мм.

Для стационарных электропроводок требуются алюминиевые провода (кроме цепей, где присутствуют вибрации). Там используются провода с медными жилами. Медные провода также применяются в музеях, картинных галереях, библиотеках, архивах и других хранилищах соответствующего значения.

Незащищенные изолированные провода при напряжении свыше 42 В в помещениях без повышенной опасности и при напряжении до 42 В в любых других помещениях прокладываются на высоте не менее 2 м, а в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных при напряжении свыше 42 В — на высоте 2,5 м от пола. Это требование

не распространяется на спуски к выключателям, штепсельным розеткам, щиткам, пусковым аппаратам и светильникам, устанавливаемым на стене. В производственных помещениях данная часть проводки защищается от механических повреждений на высоте не менее 1,5 м от уровня пола.

Если незащищенные изолированные провода пересекаются с любыми другими проводами и расстояние между ними менее 10 мм, то в местах пересечения на каждый провод накладывают дополнительную изоляцию. При пересечении трубопроводов кабелями и проводами последние располагают не ближе 50 мм от трубы, а если по трубопроводам перемещаются легковоспламеняющиеся жидкости и газы, то не ближе 400 мм. Провода и кабели должны иметь тепловую изоляцию от горячих трубопроводов.

В местах прохода проводов и кабелей через стены, межэтажные перекрытия следует обеспечить возможность смены электропроводки. Для этого проход выполняют в трубе, коробе, проеме и т. п. Для предотвращения проникновения воды или распространения пожара отверстия заделывают легкоудаляемой массой из негорящего материала. В случае перехода проводов в сырое помещение или выхода их из помещения наружу требуется отдельная труба для каждого провода. При переходе в сырое помещение или при выводе провода наружу соединение выполняют внутри сухого помещения.

Наиболее трудоемкая работа при монтаже скрытых проводок — пробивка отверстий и выполнение борозд под заделку проводов, если канальная система электропроводки не была заложена при строительстве объекта, а также в случае изменения проекта. Для этих целей применяются средства малой механизации: ручные электродрели и сверлилки, пневматические молотки, перфораторы, гидравлические прессы, строительно-монтажные пистолеты, электромагнитобуры, электромолотки, бороздофрезы, пороховые колонки, ручные и пиротехнические оправки, электрошлифовальные машины, универсальный электрифицированный или пневматический привод, различные

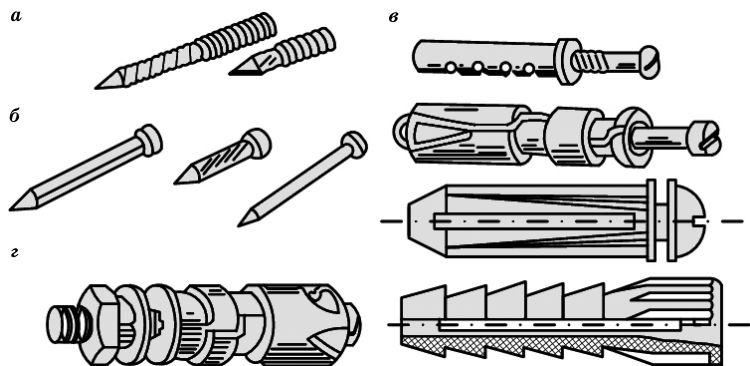


Рис. 2.14  
Крепежные элементы:

*а* — крепежные элементы с наружной резьбой; *б* — гвоздеобразные; *в* — распорные; *г* — с распорной гайкой.

домкраты, лебедки, тали, механизмы для обработки стальных труб и др.

Для крепления проводов и корпусов электрических аппаратов используют пластмассовые и металлические дюбели, болты, шпильки, скобы, штыри, крюки, специальные дюбели для строительно-монтажных пистолетов (рис. 2.14).

Для упрощения работ по монтажу и снижения стоимости работ некоторые крепежные детали и мелкие изделия (масса — до 200 г, опорная поверхность — не менее 4 см<sup>2</sup>) можно приклеивать к ровной поверхности стен с помощью клея БМК-5.

Основания и приклеиваемые детали должны быть сухими и очищенными от грязи и пыли. Места приклеивания зачищают стальной щеткой, а металлические поверхности дополнительно обезжиривают ацетоном или бензином. Деталь прижимают к месту приклеивания и удерживают прижатой в течение 8...10 мин. Навеска проводов и арматуры на приклеенные детали допускается через 4...5 ч.

Монтаж плоских алюминиевых проводов марок АППВ и АППВс имеет ряд особенностей. Их нельзя прокладывать открыто в пожароопасных помещениях, на черда-

ках и в санузлах и применять во взрывоопасных и особенно сырых помещениях, в помещениях с активной агрессивной средой, а также в детских и лечебных учреждениях, спортивных и зрелищных сооружениях, клубах и школах.

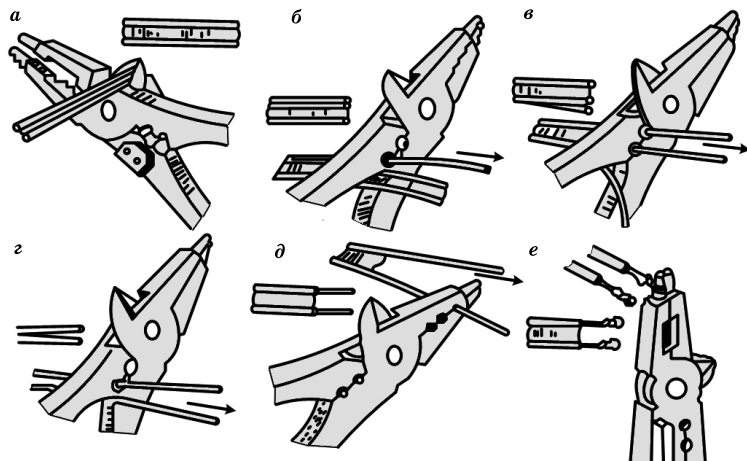


Рис. 2.15  
Универсальные клещи:

*a* — перекусывание провода; *б, в, г* — вырезание разъединяющей перемычки в проводах; *д* — снятие изоляции; *е* — изготовление колечек.

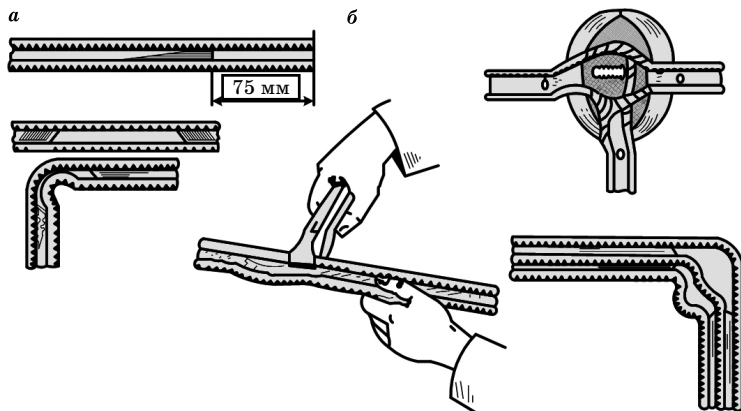


Рис. 2.16  
Изгиб и соединение провода:

*a* — изгибание на ребро; *б* — соединение и ответвление проводов.

При открытой проводке по стенам и потолкам провод прокладывают на расстоянии не менее 20 мм от карнизов, выступающих декоративных элементов, при скрытой проводке — на расстоянии 100...200 мм от потолка. При параллельной прокладке, как скрытой, так и открытой, расстояние между проводами должно быть не менее 5 мм. Крепление проводов может осуществляться приклеиванием, скобами или алебастровым раствором.

Плоские провода удобны при разделке, когда применяются обычные универсальные клещи (см. рис. 2.15). Под изгиб и соединение провода готовятся в соответствии с рис. 2.16.

При открытой прокладке проводов применяют малогабаритные пластмассовые коробки, при скрытой — за-

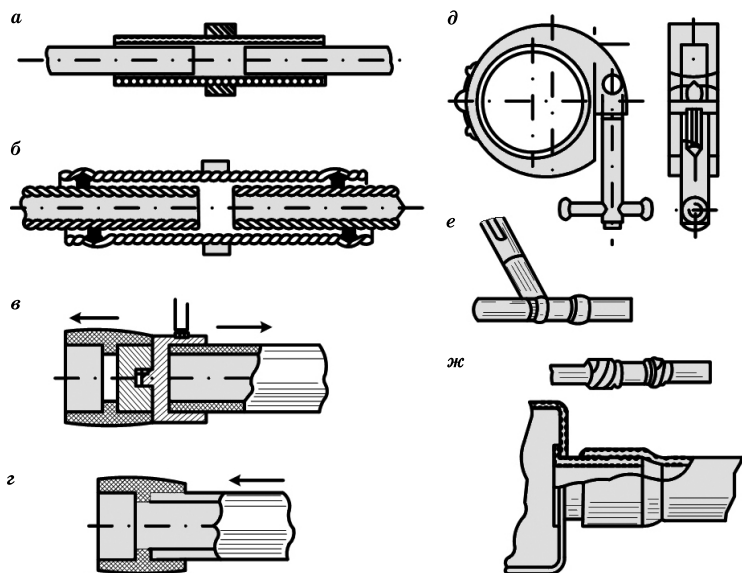


Рис. 2.17

Варианты соединения пластмассовых труб:

*а, б* — соединение винипластовых труб соответственно без уплотнения и с уплотнением; *в* — оплавление конца полиэтиленовой или полипропиленовой трубы и муфты на оправке для сварки; *г* — сваренные полиэтиленовые и полипропиленовые трубы; *д* — ограничительный хомут; *е* — соединение полиэтиленовых и полипропиленовых труб горячей посадкой; *ж* — соединение с коробкой с помощью раструба.

деланные в стену заподлицо пластмассовые или металлические ответвительные коробки, а также коробки для установки выключателей и штепсельных розеток. Внутреннюю поверхность металлических коробок покрывают изоляционным лаком или обкладывают электрокартоном.

В местах ввода и вывода проводов устанавливают втулки из изоляционного материала. При вводе проводов в металлическую коробку на концы проводов накладывают дополнительную изоляцию из липкой изоляционной ленты. В местах соединения оставляют запас провода не менее 50 мм.

Монтаж проводов в трубах проводится в два этапа. На первом размечается трасса и устанавливаются крепежные детали, затем проводят точные замеры, делают необходимые заготовки. На втором — элементы трубной проводки закрепляют на подготовленных местах и затягивают в них провода.

Затяжка проводов выполняется с помощью предварительно натянутой в трубы стальной проволоки диаметром 1,5...3,0 мм с петлей на конце. Для облегчения затягивания в трубы вдувают тальк (уменьшается сила трения проводов о стенки трубы), провода также протирают тальком. Стальные трубы соединяют между собой стандартными резьбовыми муфтами, пластмассовые — сваркой, склеиванием, муфтами. Варианты соединения пластмассовых труб показаны на рис. 2.17.

## 2.7. МОНТАЖ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Совокупность проводов и кабелей с относящимися к ним креплениями, а также изолирующими, поддерживающими и защитными конструкциями, предназначенными для осветительных установок, называется **осветительными электропроводами** [1, 11]. Виды, типы и формы осветительных электропроводов и светильников выбираются в зависимости от характера, общего состояния и технологической среды помещений.

По форме осветительные установки делятся на стационарные и переносные, которые могут быть внутренними или наружными. Напряжение сети питания для **стационарного освещения** составляет 380/220 В, а сеть выполняется с заземленной нейтралью. В особых и опасных условиях, а также для **переносного освещения** используется напряжение 42 В.

Для светильников, располагаемых на высоте менее 2,5 м от пола в помещениях, относящихся к категории особо опасных и с повышенной опасностью, применяются конструкции, которые исключают возможность доступа к лампе без применения инструмента. Ввод проводов в светильник осуществляется в трубах, металлорукавах или защитных оболочках кабелей. Для ручных переносных ламп и электрифицированного инструмента используется напряжение не выше 42 В, а для переносных ламп при работе внутри металлических отсеков (например, котлов) — не выше 12 В.

Присоединение сети напряжением 12...42 В к общей сети освещения 380/220 В выполняется с помощью трансформаторов, применение для этих целей автотрансформаторов не допускается. Вилки к электрическим розеткам на напряжение 12...42 В не должны подходить к розеткам на напряжение 220 В. Допускается применение напряжения до 220 В для светильников специальной конструкции, являющихся составной частью аварийного освещения с независимым источником питания, при их установке в помещениях с повышенной опасностью (но не особо опасных).

В зависимости от назначения освещение подразделяется на:

- *общее*, обеспечивающее в помещении и на рабочих местах определенную освещенность, которая соответствует нормам в зависимости от характера помещения и выполняемых в нем работ;
- *местное*, предназначенное для освещения поверхности только на рабочих местах;
- *аварийное*, выполняемое отдельно от рабочего и местного. При нормальном режиме работы сеть аварийного освещения питается от того же щита переменного тока, что и рабочее. При аварийном исчезновении



напряжения сеть аварийного освещения автоматически переключается на питание постоянным током от аккумуляторной батареи.

Электротехнические материалы и изделия, применяемые при монтаже осветительных проводок, называются **установочными**. К ним относятся провода, кабели, изоляторы, ролики, стальные трубы, рукава, коробки, лотки, коробки осветительные, выключатели, патроны, электрические розетки и др.

**Провод** может состоять:

- из одной неизолированной или одной и более изолированных жил, покрытых в зависимости от условий прокладки и эксплуатации неметаллической оболочкой;
- из одного или нескольких изолированных проводов, имеющих общую обмотку или оплетку из изолирующего материала. Изоляция выполняется из резины или поливинилхлорида.

**Шнуром** называют провод с особо гибкими изолированными жилами, каждая сечением не более  $1,5 \text{ мм}^2$ .

Провода, шнуры и кабели различают по маркам в зависимости от материала и изоляции токопроводящих жил, наличия и конструкции защитной оболочки. Марка состоит из буквенного обозначения: первая буква указывает на название изделия (П — провод, Ш — шнур); вторая обозначает материал изоляции (Р — резиновая, В — поливинилхлоридная, Н — найритовая резина); третья указывает на наличие и материал защитной оболочки или оплетки (П — панцирная оплетка из тонких оцинкованных проволок, Ф — металлическая фальцованная оболочка).

Буквой Т обозначаются трубчатые провода либо их жилы, оплетенные вокруг троса.

В проводах с алюминиевыми жилами материал жилы обозначается буквой А перед буквенным обозначением провода. Буква Г (как правило, в конце обозначения) указывает, что провод имеет гибкую жилу.

Монтаж осветительных цепей осуществляется проводом, указанным в проекте. Замена допускается по согласованию с проектной организацией при условии внесения соответствующих изменений в проектную документацию.

### Основные виды осветительных электропроводок:

- открытая прокладка по стенам и под перекрытиями кабелей марок АВРГ, АВВГ, АНРГ, ВРГ, ВВГ, или плоских проводов АПН, АППВ, ППВ (рис. 2.18), или проводов АТПРФ, ТПРФ;

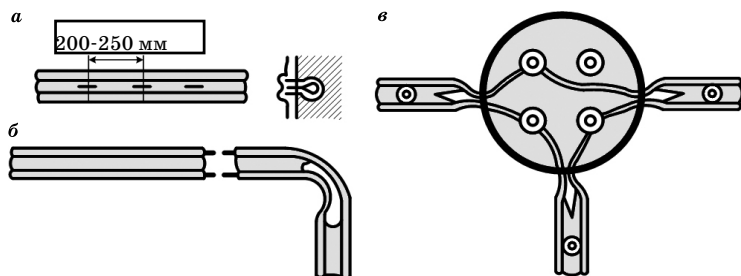


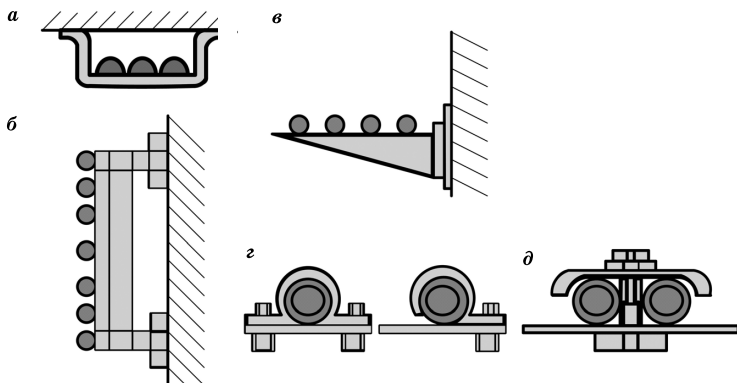
Рис. 2.18  
Открытая прокладка:

а — крепление проводов с помощью полосок с пряжками; б — изгиб провода; в — ввод проводов в коробку.

- скрытая проводка в резиновых (полутвердых) трубках проводами АПР, АПВ, ПР, ПВ или без трубок проводами АППВС, АПН;
- тросовая прокладка тросовыми проводами АРТ, АВТ-1, АВТ-2 (рис. 2.19), или на струне кабелями АВРГ, АВВГ, АНРГ, или проводом АТПРФ (рис. 2.20);

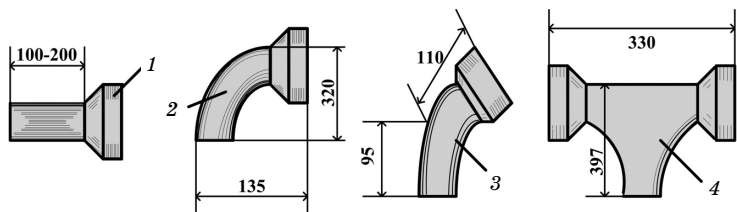


- в стальных трубах проводами АПР, АПВ, АПРТО, ПР, ПВ, ПРТО (рис. 2.21);
- в коробах проводами АПР, АПВ, АПРТО или проводами РКГМ, ПРКС с теплостойкой изоляцией, проводами на роликах или изоляторах — АПР, АПВ, ПР, ПВ (рис. 2.22).



**Рис. 2.21**  
Прокладка в стальных трубах:

*a* — потолочные опорные конструкции; *б, в* — настенные опорные конструкции и кронштейны; *г, д* — хомуты, полухомуты, двухлапковые и однолапковые скобы и накладки для крепления труб к опорным конструкциям.

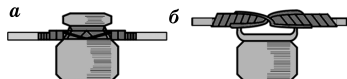


**Рис. 2.22**  
Прокладка в коробах:

*1* — прямая секция; *2* — левый угол  $90^\circ$  (УЛ- $90^\circ$ ); *3* — левый угол  $135^\circ$  (УЛ- $135^\circ$ ); *4* — ответвительная коробка на три (КПН) направления.

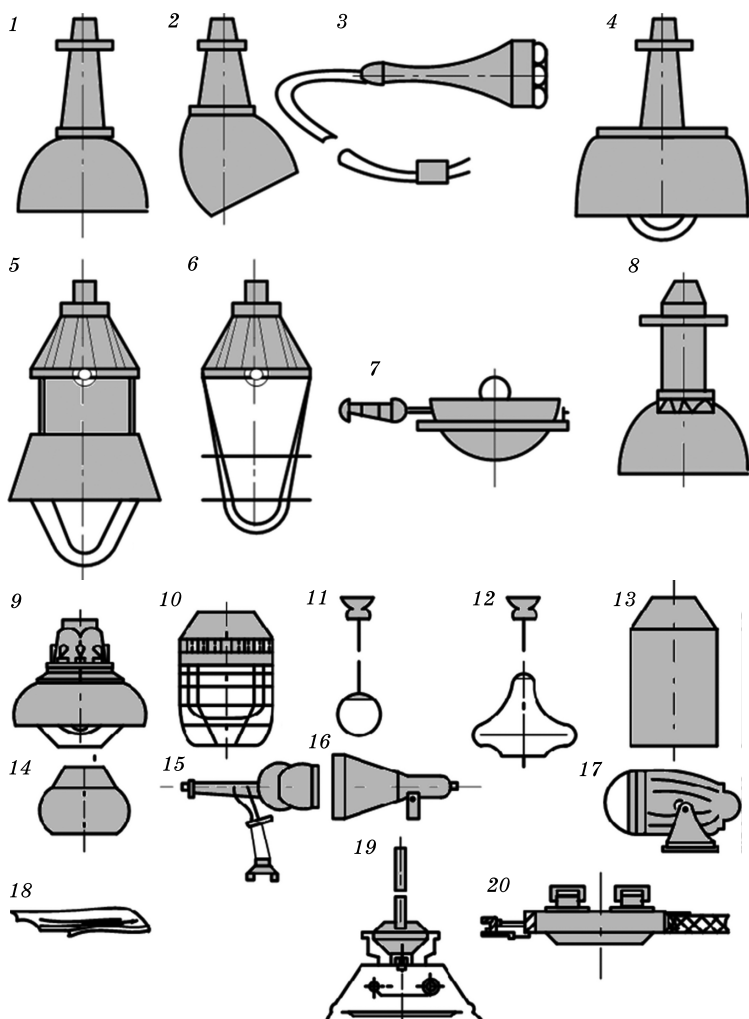
**Рис. 2.23**  
Фарфоровые изоляторы:

*a* — крепление провода на шейке; *б* — на головке.



**Фарфоровые изоляторы** применяют при монтаже неизолированных и изолированных проводов в наружных установках, а также при монтаже изолированных проводов в сырых помещениях и в помещениях с химически агрессивной средой (рис. 2.23).

**Фарфоровые ролики** используют при открытой прокладке изолированных проводов в сухих и влажных помещениях, а также под навесом.



**Рис. 2.24**  
Светильники, применяемые  
для освещения производственных помещений:

1 — ГСМ-500, -1000, -1500, «Астра-11», «Астра-12», УПД, ДРЛ; 2 — «Астра-22», «Астра-23»; 3 — ВО-36; 4 — ППД-100, -200; 5 — ППД-500; 6 — ППР-100, -200, -500; 7 — ППО1; 8 — НСПО7; 9 — Н4БН-1501, -15011; 10 — Н4Т2Н-3001; 11 — НСОО2-50 (шар); 12 — НСОО2-100 (люцетта); 13, 14 — ПУН; 15 — ПСМ30А2, ПСМ50А2; 16, 17 — СЗЛ1; 18 — «Лилия-1», «Лилия-2»; 19 — ЛДОР; 20 — ПВЛМ.

**Фарфоровые втулки** устанавливают при устройстве проходов через стены, перегородки и междуэтажные перекрытия.

**Фарфоровые воронки** требуются при устройстве вводов в здания, проходов в сырых помещениях.

**Светильники**, применяемые для освещения производственных помещений (рис. 2.24), должны удовлетворять требованиям ГОСТ-15597.

По *характеру светораспределения* светильники подразделяются на пять групп:

- П — прямого света, в которых более 80% светового потока лампы  $L$  направляется в нижнюю полусферу;
- Н — преимущественно прямого света ( $60\% < L < 80\%$ );
- Р — рассеянного света ( $40\% < L < 60\%$ );
- В — преимущественно отраженного света ( $20\% < L < 40\%$ );
- О — отраженного света ( $L < 20\%$ ).

По *степени защиты от пыли* светильники подразделяются на открытые пыленезащищенные (IP2X), перекрытые пылезащищенные (IP5X), пыленепроницаемые (IP6X).

По *степени защиты от влаги* светильники подразделяются на водонезащищенные (IPX0), каплезащищенные (IPX2), дождезащищенные (IPX3), брызгозащищенные (IPX4), струезащищенные (IPX5), водонепроницаемые (IPX7) и герметичные (IPX8). Например, пыленепроницаемый брызгозащищенный светильник имеет обозначение IP64.

По *степени защиты от взрыва* светильники классифицируются на рудничные нормальные, повышенной надежности против взрыва, взрывобезопасные и взрывонепроницаемые.

Подвеска светильников к потолку выполняется на арматурных крюках и выдерживает пятикратную массу светильника. Спуски светильников на длину до 1 м выполняются на стальной проволоке диаметром 1,0...1,5 мм. Провода к светильнику при длине спусков до 0,5 м свободно висят, а при большей длине заключаются в резиновую трубку.

Плафоны, стенные и потолочные патроны устанавливаются на деревянных розетках. Для ввода проводов

в плафон в деревянной розетке делается желобок, а при скрытой проводке — отверстие, через которое провода вводятся в плафон в резиновой трубке.

В качестве источников света применяются лампы накаливания и газоразрядные лампы.

**Лампы накаливания** выпускаются на напряжение от 12 до 220 В мощностью от 15 до 1500 Вт. Винтовой цоколь ламп имеет резьбу диаметром 27 мм (нормальная резьба Е-27) при мощности ламп до 300 Вт и 40 мм (большая резьба Е-40) при мощности 300 Вт и выше. Лампы малой мощности выпускаются также с цоколем, имеющим диаметр резьбы 14 мм (малая резьба Е-14).

**Газоразрядные источники света** имеют высокую светоотдачу, превышающую светоотдачу ламп накаливания. Используются люминесцентные лампы низкого давления, ртутные лампы высокого давления и ксеноновые безбалластные лампы. Люминесцентные лампы делят на серии ЛБ (белого света), ЛД и ЛДЦ (дневного света), ЛХБ (холодно-белого света) и ЛТБ (тепло-белого цвета). Лампы ЛБ наиболее экономичны.

Нормы освещенности промышленных предприятий приведены в [13].

*Монтаж осветительных электропроводок* базируется на тех же принципах, что и монтаж внутренних сетей, но имеет ряд особенностей. Подготовка трассы осветительной проводки состоит из разметки мест расположения проводов, установки щитков, выключателей, розеток, осветительной арматуры, пускорегулирующей аппаратуры, прокладки линий электропроводки, установки ответвительных коробок, проходов сквозь стены и междуэтажные перекрытия и заготовительных работ.

**Скрытые проводки** выполняются в горизонтальном направлении с незначительным уклоном к коробкам.

Крепление скобок для проводов, выключателей, розеток выполняют при помощи дюбелей. Легкие детали могут приклеиваться.

При выборе типа проводки предпочтение отдается скрытой, затем идет тросовая проводка; открытую выбирают в крайнем случае.

Скрытые проводки выполняются в резиновых трубках. При прокладке по стенам трубки могут приклеиваться алебастром, затем они покрываются слоем штукатурки толщиной не менее 5 мм.

Соединение и ответвление проводов осуществляется так же, как при монтаже внутренних электрических сетей (см. п. 2.2).

**Тросовые осветительные проводки** требуют малых трудозатрат и применяются везде, где это допустимо. Тросовая проводка выполняется тросовым проводом АРТ, у которого в общей оболочке с токоведущими жилами заключен несущий стальной трос, или кабелями АВРГ, АВВГ, АНРГ и проводом АТПРФ, подвешиваемыми с помощью зажимов или клиц к несущему стальному тросу.

Если провода или кабели крепятся к несущему тросу, то такая проводка называется *струнной*.

В качестве несущего троса применяется стальной оцинкованный канат диаметром 4,6...6,8 мм. Крепление кабелей и провода к тросу производится через каждые 0,5 м. Ответвления и соединение проводов выполняются в укрепляемых на тросе коробках. Осветительная арматура присоединяется к проводке гибким медным проводом и подвешивается к тросу.

Крепление несущего троса к конструкции здания выполняют с помощью анкеров, крюков, натяжных муфт (талрепов). Натяжение троса допускается производить с усилием, не превышающим 0,7 разрывного усилия троса. Стрела провеса для 6-метрового пролета между промежуточными креплениями должна быть в пределах 100...150 мм, для 12-метрового — 200...250 мм. Все металлические части тросовой проводки, включая несущий трос, должны быть заземлены. Использование в качестве заземляющего проводника несущего троса не допускается.

**Открытые электропроводки** на изоляторах применяются для освещения временных сооружений, для питания электродвигателей строительных механизмов, а также для освещения малоответственных зданий. Изоляторы закрепляют на крюках и штырях, на которые предварительно наматывают паклю, пропитанную суриком. К каменным

стенам скобы с изоляторами крепят дюбелями из монтажного пистолета. К металлическим конструкциям скобы с изоляторами крепятся сваркой или на болтах. При прокладке на промежуточных изоляторах провода крепятся на шейках изоляторов или в прорезях их головок (см. рис. 2.23).

Легкие изделия (массой до 200 г), имеющие опорную поверхность не менее  $4 \text{ см}^2$ , приклеиваются к поверхности клеем БМК-5 (см. п. 2.2).

Соединение проводов между собой и с устройствами требует оконцевания жил. Оконцевание жил проводов сечением от  $2,5$  до  $10 \text{ мм}^2$  выполняется изгибом проводника круглогубцами в кольцо, которое присоединяется к внешнему устройству винтом. Оконцевание алюминиевых жил сечением от  $16$  до  $240 \text{ мм}^2$  выполняют опрессовкой.

Оконцевание многопроволочных медных жил выполняется в кольцевых медных наконечниках (пистонах), закрепляемых опрессовкой. Соединение алюминиевых жил выполняется опрессовкой с применением гильз типа ГАО либо электросваркой угольным электродом.

Осветительная проводка содержит распределительные щитки, выключатели и розетки. Выключатели устанавливаются на высоте  $1,5 \dots 1,7$  м от пола, розетки — на высоте  $0,8 \dots 1,2$  м.

**Распределительные щитки** выполняются встроенными в стену и в виде навесных ящиков. Они укомплектованы пакетным трехполюсным выключателем на вводе и автоматическими выключателями или плавкими вставками на выходе для включения и защиты отходящих групповых линий. Все вводы и выводы в щитках должны быть уплотнены.

## 2.8. УСТРОЙСТВО И МОНТАЖ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ

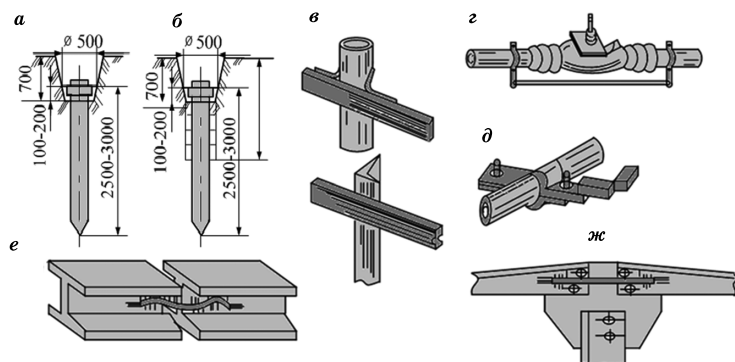
Для защиты обслуживающего персонала от электрического тока при эксплуатации электрооборудования ПУЭ предусмотрены заземляющие устройства (защитное заземление) [10].



**Заземляющим устройством** называют систему, состоящую из заземлителей и заземляющих проводников. Оно служит для защиты людей от поражения электрическим током при прикосновении их к элементам электроустановок, изолированным от токопроводящих частей, но вследствие тех или иных неисправностей оказавшихся под напряжением.

Наибольшая опасность поражения людей электрическим током возникает в сетях с глухозаземленной нейтралью. Причиной появления опасного напряжения обычно является неисправность изоляции сети, что приводит к замыканию одной из фаз сети на корпус. При прикосновении человека к части электроустановки, оказавшейся под напряжением, образуется цепь электрического тока, величина которого будет определяться сопротивлением тела человека относительно земли, его обуви, пола и заземления нейтрали трансформатора. Опасность может значительно увеличиться, если вблизи будет находиться заземленный предмет (труба водопровода, прибор отопления и т. д.).

*Целью заземления* является уменьшение напряжения на заземленном оборудовании в момент протекания



**Рис. 2.25**  
Заземлительные устройства:

*а* — заземление в грунте, не требующем специальной обработки; *б* — заземление в грунте, требующем искусственного повышения проводимости; *в* — соединение заземлителей с полосовой сталью; *г* — устройство перемычки; *д* — присоединение стальной полосы к трубе на хомуте; *е, ж* — соединение двух балок сваркой и болтами соответственно.

тока короткого замыкания на землю, а также выравнивание напряжения в зоне растекания тока и тем самым уменьшение напряжения прикосновения и напряжения шага, под которыми может оказаться обслуживающий персонал.

**Защитное заземление** представляет собой преднамеренное соединение с землей металлических частей электрической установки, нормально не находящихся под напряжением, но могущих оказаться под таковым из-за повреждения изоляции сети или электроприемников. Это основной способ, предотвращающий поражение людей электрическим током в случае прикосновения к корпусам электрооборудования при пробое его изоляции.

Заземление осуществляется с помощью металлических электродов, соединяющих корпуса электрооборудования с землей через заземляющие проводники. Такие электроды называются **заземлителями**, а совокупность заземлителей и заземляющих проводников — **заземлительным устройством** (см. рис. 2.25).

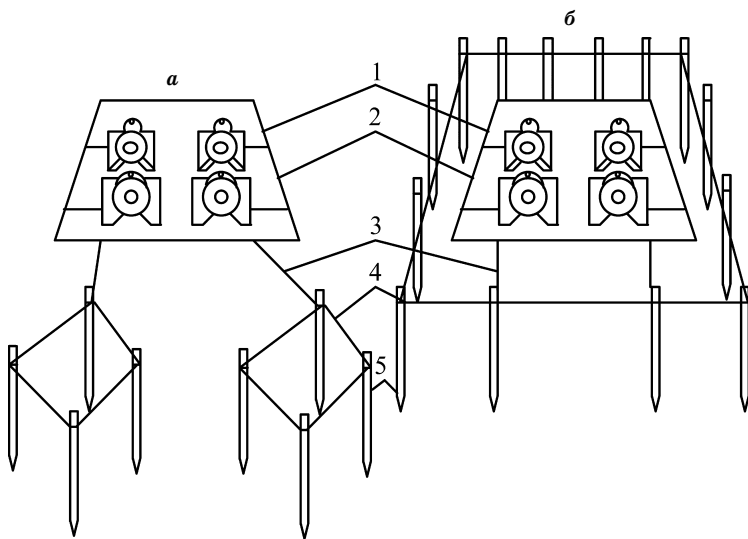
#### 2.8.1. ЗАЗЕМЛЕНИЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

При напряжении 380/220 В в сети с заземленным нулевым проводом (нейтралью) осуществляют зануление, т. е. заземление путем присоединения к нулевому проводу. При исправной защите это обеспечивает отключение неисправного участка сети при порче изоляции и замыкании на землю.

Для зануления электрооборудования в качестве зануляющей внутренней сети разрешается использовать рабочие нулевые провода электропроводки (особенно алюминиевые). В условиях агрессивной среды сельскохозяйственных помещений разрушается не только изоляция на проводах некоторых марок, но и алюминиевые жилы, на которых сначала образуется белый налет, а потом — раковины, приводящие к обрыву. Разрыв в цепи нулевого провода сразу же создает опасность, так как при этом на корпусах электродвигателей, пускателей, светильников

и облучателей появляется полное рабочее напряжение сети. Условия безопасности резко улучшаются, если нулевой провод многократно заземлен внутри здания. Это достигается его открытой прокладкой и присоединением к токоприемникам и нулевым шинам щитков, заземляющие проводники которых присоединяются несколькими выводами к внешнему заземляющему контуру и доступны для осмотра (рис. 2.26а).

К каждому электродвигателю подводят четырехпроводную линию. Фазные провода подключают к соответствующим клеммам, а посредством присоединения нулевого провода заземляют корпуса двигателей и пускателей, трубы электропроводки, корпуса светильников, металлические оболочки проводов и кабелей, каркасы шкафов, щитов и другие элементы, подлежащие заземлению согласно ПУЭ. Где это возможно, металлические элементы



**Рис. 2.26**

Схема заземления электрооборудования:

*а* — схема с выносными контурами заземления; *б* — схема с контуром заземления, расположенным вокруг здания: 1, 2 — внутренняя сеть заземления; 3 — заземляющие проводники, соединяющие заземлители, расположенные вне здания, с внутренней сетью заземления; 4, 5 — горизонтальные и вертикальные заземлители, расположенные в грунте.

присоединяют к заземляющей сети, примером которой является схема заземления электрооборудования.

Электродвигатель заземляют, присоединяя заземляющие проводники к обоим салазкам, а нулевой провод — к заземляющему болту на корпусе двигателя.

Стальные заземляющие проводники (обычно полосы) крепят к стенам с помощью дюбелей или приваривают к закладным деталям или вмазным «сухарям». При этом пользуются инструментами, описанными в п. 2.2, а также строительно-монтажными пистолетами и приспособлениями, описанными в разделе 2 [10].

В месте ввода в здание скрытых в земле заземляющих проводников наносят опознавательные знаки на стене в виде круга с расположенной в нем буквой «З» или устанавливают репер со стрелкой. Нулевой провод на ближайшей к зданию опоре воздушной линии заземляют путем соединения с заземлителем. Для этого по опоре прокладывают заземляющий спуск.

Если соединить металлические части электрооборудования и сети с заземлителями, расположенными в грунте, т. е. осуществить заземление, то падение напряжения на нем или напряжение прикосновения (а именно оно и является причиной электротравм) будет прямо пропорционально сопротивлению растекания тока заземления. При хорошей проводимости, т. е. малом сопротивлении заземления, напряжение прикосновения не достигнет значения, опасного для человека, даже в момент замыкания на землю.

Необходимое для безопасности сопротивление определяют расчетным путем. Сопротивление вертикальных электродов обычно меньше, чем горизонтальных, следовательно, первые экономичнее. Это объясняется тем, что горизонтальные электроды располагают ближе к поверхности земли, где растекание тока не идет равномерно во все стороны, как на глубине. Кроме того, верхние слои почвы обычно имеют большее электрическое сопротивление, чем глубинные, особенно зимой при промерзании или летом при высыхании. Наиболее экономичны глубинные вертикальные электроды, достигающие хорошо проводящих

слоев грунта. Размеры поперечного сечения заземляющих электродов мало влияют на сопротивление. Электроды из круглой стали (стержневые) легче погружать механизированным способом, чем электроды других профилей. Они более долговечны, так как при одинаковой массе у них меньше поверхность, где протекает процесс коррозии.

Заземляющие электроды и соединяющие их проводники имеют следующие минимальные размеры:

- круглая сталь — диаметр не менее 10 мм;
- круглая оцинкованная сталь — диаметр не менее 6 мм;
- угловая сталь — толщина полки не менее 4 мм;
- полосовая сталь — толщина не менее 4 мм при сечении не менее 48 мм<sup>2</sup>;
- трубы — толщина стенки не менее 3,5 мм (ввиду дефицитности кондиционные трубы использовать для заземлителей запрещено).

Внутри зданий проводники можно защитить от коррозии окраской, нормы допускают применение заземляющих проводников меньших размеров, например круглой стали диаметром 5 мм или полосовой стали сечением не менее 24 мм<sup>2</sup> при толщине 3 мм, но для магистралей заземления — сечением не ниже 100 мм<sup>2</sup>. Все размеры даны для электроустановок напряжением до 1 кВ.

В земле должны находиться неокрашенные заземлители. Можно применять защищенные от коррозии оцинкованные заземлители.

В установках напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтралью трансформаторов применяется **система зануления**, т. е. соединение металлических корпусов электроприемников с заземленной нейтралью проводниками с малым сопротивлением. Замыкание токоведущих частей на корпуса электроприемников приводит к короткому замыканию, вызывающему отключение аварийного участка с помощью защитной аппаратуры (предохранители, автоматические выключатели). В установках с изолированной нейтралью применение зануления не допускается.

Магистралы заземления выполняются из полосовой стали, заземляющие полосы крепятся непосредственно

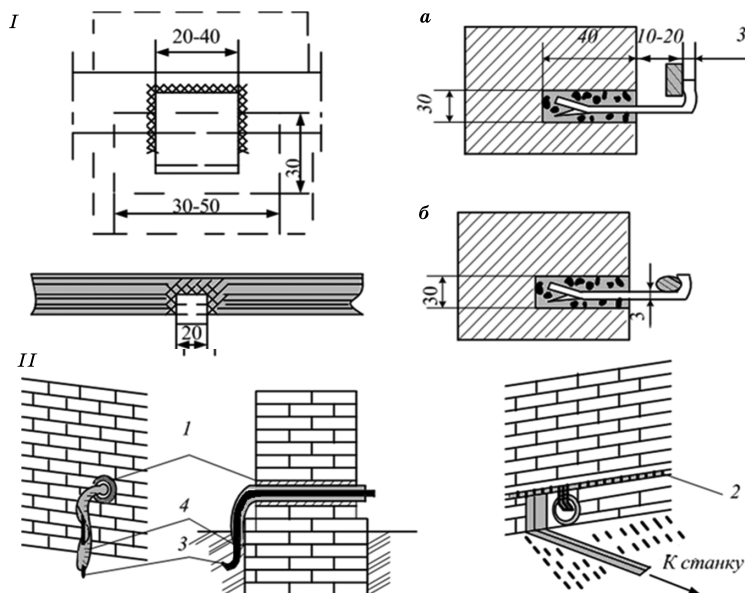


Рис. 2.27  
Крепление магистралей:

*I* — крепление магистралей в сырых помещениях (проводников плоского (*а*) и круглого (*б*) сечений); *II* — способы прохода через стены и обхода проемов (*1* — цемент; *2* — дюбель; *3* — полоса заземления; *4* — труба).

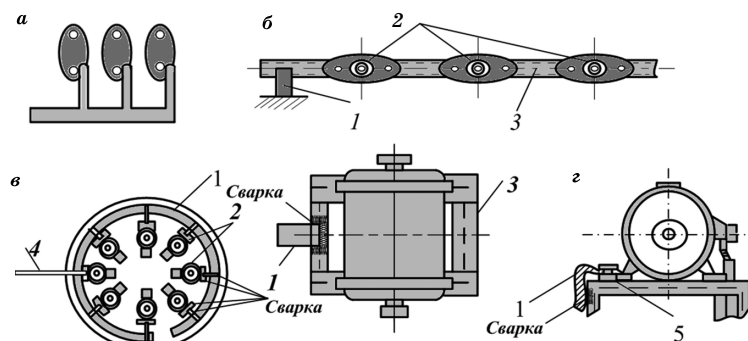


Рис. 2.28  
Присоединение заземляющих проводников:

*а* — присоединение изоляторов при их установке на бетонном основании; *б* — опорных изоляторов при их установке на металлических конструкциях; *в* — бетонных реакторов; *з* — электродвигателей; *1* — заземляющий проводник; *2* — фланец изолятора; *3* — металлическая конструкция; *4* — магистраль заземления; *5* — заземляющий болт.

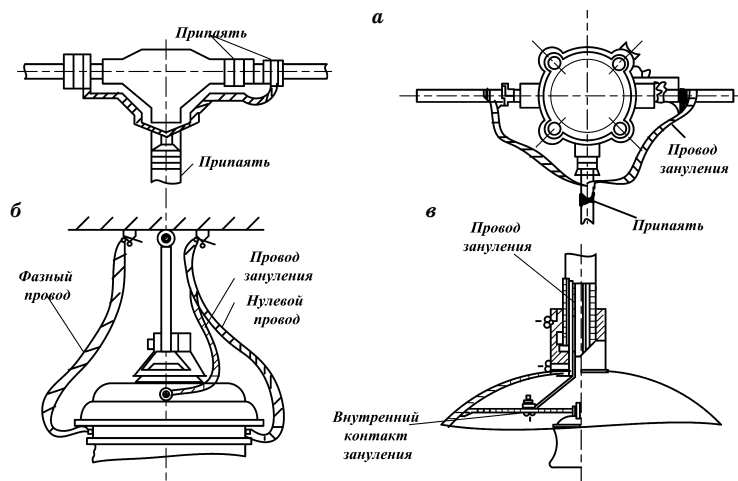


Рис. 2.29

Присоединение заземляющих проводников осветительных устройств:

*а* — защитное заземление (зануление) ответвительных коробок и металлических оболочек проводов и кабелей; *б* — корпуса светильников снаружи; *в* — внутри.

к стене. В сырых помещениях полосы крепят на опорах на расстоянии не менее 10 мм от стен. Крепление магистрали выполняется через каждые 1,5 м (рис. 2.27).

Положение заземляющих полос выверяется при помощи уровня и отвеса. Соединение полос заземления между собой выполняется сваркой внахлестку. Длина нахлеста должна быть не менее двойной ширины полосы и не менее шестикратного диаметра заземляющего проводника. Проходы заземляющих полос через стены выполняются в заложенных в стенах отрезках стальных труб.

Последовательное заземление двух или нескольких электрических аппаратов или электроприемников не допускается.

Крепление заземляющих проводников осуществляется: на прямом участке — через каждые 600...1000 мм, на поворотах и при разветвлении — через каждые 100 мм, от уровня пола — на высоте 400...600 мм.

Присоединение заземляющих проводников к оборудованию выбирается в зависимости от его основания и конструкции заземляющего контакта (рис. 2.28, 2.29).

В осветительных сетях с заземленной нейтралью при использовании нулевого провода для защитного зануления не допускается установка на нулевом проводе рубильников, предохранителей и выключателей (исключением является случай, когда защитный проводник отключается вместе с фазным).

При использовании в качестве заземляющих проводников стальных труб последние соединяются муфтами с контргайками. Для заземления светильников аварийного освещения прокладывается отдельный провод, присоединенный к общей сети заземления.

Наружный контур заземления представляет собой систему заглубленных вертикально в грунт электродов, соединенных между собой продольными и поперечными полосами. Его монтаж начинается с разметки и устройства траншеи глубиной 0,8 м, причем расстояние от стен зданий до центра траншеи должно быть не менее 2...2,5 м.

В траншее производится заглубление электродов в грунт. В их качестве используются стальные стержни диаметром 10...16 мм и длиной 5 м или стальные уголки с толщиной полки 4 мм и длиной 2,5...3 м. Электроды забиваются вертикально в дно траншеи так, чтобы их верхние концы выступали на 200 мм. Соединение электродов между собой осуществляется внахлестку полосовой сталью толщиной не менее 4 мм с помощью электросварки. Качество сварных соединений проверяется осмотром, а прочность — ударом молотка массой 1 кг. После проверки соединения траншея засыпается землей.

#### 2.8.2. ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Основной мерой электробезопасности электроустановок является заземление [10]. Сущность данного вида защиты заключается в создании устройства, которое имело бы сопротивление малой величины. Вследствие этого уменьшается напряжение на металлических частях электроустановок и ток, проходящий через тело человека при пробое изоляции.



В ПУЭ, СНиПах, ПЭЭП и других инструкциях перечислены все элементы электроустановок, подлежащие заземлению, рассмотрены условия применения заземляющих устройств, требования к данным устройствам, их расчет, монтаж и эксплуатация. Очень часто одно и то же заземляющее устройство одновременно является как рабочим, так и защитным [9].

Заземляющие устройства представляют собой совокупность заземлителей и заземляющих проводников, через которые осуществляется заземление элементов электроустановок. Их элементами являются:

- естественные заземлители, т. е. находящиеся в земле металлические части сооружений;
- искусственные заземлители, т. е. специально закладываемые в землю металлические электроды;
- заземляющие проводники, служащие для соединения заземлителей с заземляющим оборудованием.

Указанные выше элементы могут иметь различные конструкции, а также способы соединения. Для заземления электроустановок желательно использовать естественные заземлители, т. е. арматуру железобетонных конструкций, металлические подземные коммуникации и др. Естественные заземлители применяют только тогда, когда необходимо уменьшить токи, протекающие по ним и стекающие с них на землю. Использование искусственных заземлителей значительно снижает капиталовложения, затраты на материалы и облегчает эксплуатацию таких устройств.

Использование железобетонных конструкций в средне- и сильноагрессивных средах в качестве заземляющих устройств не допускается, так как это может усилить коррозию конструкций.

В качестве искусственных заземлителей применяют стальные проводники, закладываемые в грунт вертикально, наклонно или горизонтально. Но чаще применяется группа таких проводников, соединенных соответствующим образом между собой, называемая сложным заземлителем. Если электроды образуют контур, заземлитель носит название заземляющего контура. Для вертикальных

электродов необязательно соблюдение вертикальности. Горизонтальные заземлители укладывают на глубину около 0,5 м, и если верхний слой грунта обеспечивает требуемую величину электропроводности, то установка вертикальных электродов нецелесообразна.

Чаще всего верхние слои грунта имеют большие электрические сопротивления относительно глубинных слоев. Кроме того, в верхних слоях растекание тока во все стороны неравномерно, поэтому сопротивление горизонтальных электродов выше, чем вертикальных.

Для стационарных установок сечение заземлителей принимают с некоторым запасом, учитывая коррозию. Предпочтение отдается круглой стали, так как площадь соприкосновения поверхности электрода с грунтом в этом случае минимальна, а значит, и коррозия будет минимальной. На практике используют различные схемы искусственных заземлителей в соответствии с рис. 2.30.

В ряде случаев неравномерность распределения потенциалов у поверхности земли вокруг проводника с током создает опасное шаговое напряжение. Тогда для выравнивания потенциалов применяют заземлитель, выполненный в виде сетки из горизонтальных электродов. Сетчатый заземлитель понижает шаговое напряжение до допустимой величины, но за пределами сетки опасность сохраняется. Поэтому дополнительно в землю укладывают заземлители на постепенно увеличивающейся глубине, соединяя их с основными заземлителями.

Заземляющие проводники предназначены для соединения заземлителя с заземляющими элементами электроустановок. В качестве таких проводников преимущественно используют сталь (круглую или полосовую). Обычно используют круглую сталь диаметром 6...8 мм. Кроме того, применяют при открытой прокладке алюминиевые или медные проводники сечением не менее 4...6 мм<sup>2</sup> (неизолированные) и 1,5...2,5 мм<sup>2</sup> (изолированные).

В сетях напряжением 380/220 В с заземленной нейтралью заземление осуществляют путем присоединения заземлителя к заземленному нулевому проводу, т. е. зануляют, что обеспечивает отключение неисправного участ-

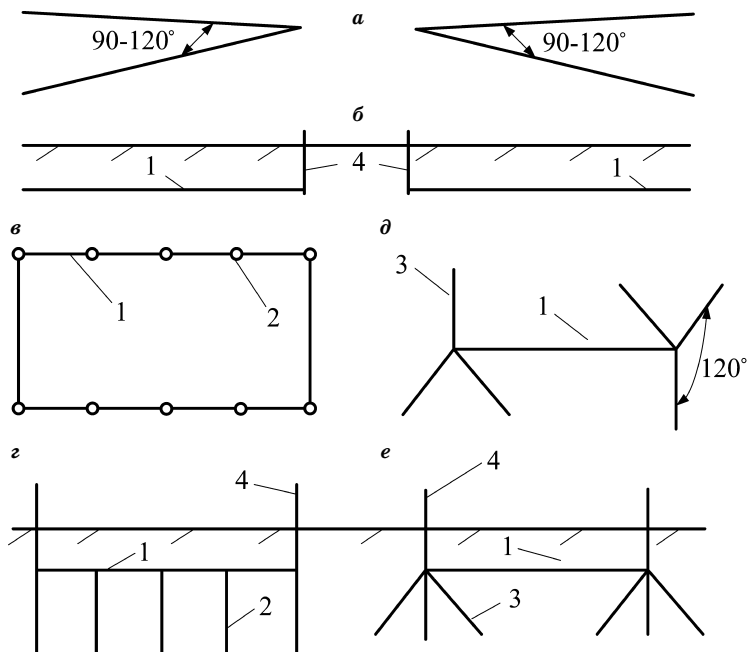


Рис. 2.30  
Схемы искусственных заземлителей

ка сети, где произошло короткое замыкание. Разрыв в цепи нулевого провода недопустим, так как при этом на корпусах электроустановки появляется полное рабочее напряжение сети, что способствует электротравмам. Для исключения таких ситуаций следует многократно производить повторное заземление нулевого провода.

В электроустановках, расположенных вне помещения, подверженных воздействию различных температур и атмосферных осадков, проводники покрывают слоем краски. Поскольку коррозия стальных проводников значительно увеличивается на открытом воздухе, их параметры должны быть следующими: сечение —  $25 \text{ мм}^2$  (нулевые провода воздушных линий — до 1 кВ); диаметр — 6 мм (сталь круглая); диаметр — 4 мм и сечение —  $48 \text{ мм}^2$  (полосовая сталь); толщина полок уголкового стали и стенок труб — 3 мм.

## 2.9. РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Основными исходными данными при проектировании заземляющих устройств являются значения их сопротивлений в зависимости от используемых элементов электроустановки, ее напряжения, режима нейтрали и т. д.

### 2.9.1. ДОПУСТИМЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства определяют следующим образом.

1. Для электроустановок выше 1 кВ с изолированной нейтралью нормативное сопротивление заземления:

$$r_3 \leq \frac{250}{I_3}, \text{ Ом}, \quad (2.1)$$

где  $I_3$  — расчетный ток замыкания на землю:

$$I_3 = \frac{U_n(l_n + 35l_k)}{350}, \text{ А}, \quad (2.2)$$

где  $U_n$  — номинальное напряжение сети, кВ;  $l_n$ ,  $l_k$  — длины электрически связанных воздушных и кабельных линий, включая ответвления, км.

При использовании этого же заземляющего устройства в электроустановках напряжением до 1 кВ с изолированной нейтралью сопротивление заземлителей следующее:

$$r_3 \leq \frac{125}{I_3}. \quad (2.3)$$

Сопротивление заземляющего устройства во всех перечисленных случаях должно быть не выше 10 Ом.

2. Для электроустановок с глухозаземленной нейтралью напряжением выше 1 кВ сопротивление  $r_3$  должно быть не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных заземлителей  $r_{\text{ест}}$ .

3. Для электроустановок с глухозаземленной нейтралью напряжением до 1 кВ сопротивление заземляющего устройства должно быть не более:

- а) 8 Ом — при напряжении 220/127 В;
- б) 4 Ом — при напряжении 380/220 В;
- в) 2 Ом — при напряжении 660/380 В.

Значения этих сопротивлений даны с учетом использования естественных заземлителей и повторных заземлений нулевого провода воздушной линии (ВЛ) напряжением до 1 кВ при не менее двух отходящих линиях. Сопротивление искусственного заземления не должно превышать:

- а) 60 Ом — при напряжении 220/127 В;
- б) 30 Ом — при напряжении 380/220 В;
- в) 15 Ом — при напряжении 660/380 В.

На концах ВЛ длиной более 200 м, а также на вводах в здания на электроустановках, подлежащих заземлению, производят повторное заземление нулевого провода. При размещении подлежащих заземлению электроустановок вне помещений расстояние от них до ближайшего повторного заземлителя должно быть не более 100 м. Полное сопротивление заземляющих устройств всех повторных заземлений не должно быть более:

- а) 20 Ом — при напряжении 220/127 В;
- б) 10 Ом — при напряжении 380/220 В;
- в) 5 Ом — при напряжении 660/380 В.

В данном случае сопротивление заземляющего устройства каждого из повторных заземлений не должно превышать:

- а) 60 Ом — при напряжении 220/127 В;
- б) 30 Ом — при напряжении 380/220 В;
- в) 15 Ом — при напряжении 660/380 В.

Согласно ПЭУ для электроустановок с глухозаземленной нейтралью напряжением до 1 кВ при удельном сопротивлении грунта  $\rho > 100$  Ом·м допускается увеличение сопротивления заземляющего устройства в  $\rho/100$  раз, для остальных систем при  $\rho > 500$  Ом·м допускается увеличение сопротивления в  $\rho/500$  раз. В общем случае допускается увеличение сопротивления заземляющего устройства не более чем в 10 раз [11].

### 2.9.2. РАСЧЕТ ПРОСТЫХ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Инженерные расчеты заземляющего устройства следует проводить в приведенном ниже порядке.

1. Учитывая тип электроприемника и напряжения питания, принимают стандартное нормативное значение сопротивления заземляющего устройства  $r_3$  [10].

2. Производят расчет сопротивления растеканию тока вертикального электрода  $R_B$ , Ом:

$$R_B = \frac{0,366 \rho_{\text{расч}} \left[ \lg \left( \frac{kl}{d} \right) + 0,5 \lg \left( \frac{4h_{\text{ср}} + l}{4h_{\text{ср}} - l} \right) \right]}{l}, \quad (2.4)$$

где  $\rho_{\text{расч}}$  — расчетное сопротивление грунта, Ом·м;  $k$  — числовой коэффициент вертикального заземлителя (для уголкового стали — 2,1; труб и тонких стержней — 2,0);  $l$  — длина электрода, м;  $d$  — внешний диаметр стержня или трубы, для уголкового стали — ширина полки, м;  $h_{\text{ср}}$  — глубина заложения электрода, равная расстоянию от поверхности грунта до середины стержня, м.

В случае приближенного расчета  $R_B$  определяется следующим образом:

$$R_B \approx \frac{\rho}{l}. \quad (2.5)$$

3. Определяют удельное сопротивление грунта по табл. П.7.1 или путем измерений. Если значение  $\rho_{\text{изм}}$  получено в результате измерений, то эту величину необходимо умножить на коэффициент сезонности  $k_c$ , зависящий от климатической зоны и приведенный в табл. П.7.2, и коэффициент, учитывающий состояние грунта при измерении и приведенный в табл. П.7.3. Если измерения проводились при большой влажности грунта, то учитывают коэффициент  $k_1$ , при средней влажности —  $k_2$ , при сухом грунте —  $k_3$ .

Расчетное сопротивление грунта определяется по формуле

$$\rho_{\text{расч}} = k_c k \rho_{\text{изм}} = k_c (k_1 \dots k_3) \rho_{\text{изм}}. \quad (2.6)$$

В случае, если электрод расположен вертикально в неоднородном грунте, т. е. в слоях с различными сопротивлениями, его сопротивление рассчитывается по формуле

$$r_{в.нд} = \frac{0,336 \left( \lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4h_{cp} + l}{4h_{cp} - l} \right)}{\frac{\Delta t_1}{\rho_1} + \frac{\Delta t_2}{\rho_2}}, \quad (2.7)$$

где  $\rho_1, \rho_2$  — удельные сопротивления слоев грунта, Ом·м;  $t_1, t_2$  — длины частей электрода, находящихся в различных слоях грунта, м [10].

Эквивалентный диаметр  $d_{уд}$  вертикального электрода, выполненного из уголкового стали, вычисляется с учетом активной поверхности растекания тока по равенству

$$d_{уд} = 0,95b, \text{ м}, \quad (2.8)$$

где  $b$  — ширина полки уголкового стали, м.

Сопротивление электрода временного заземлительного устройства находится по формуле

$$r_{в.в} = \frac{0,366\rho}{l_1} \lg \frac{4}{d}, \text{ Ом}, \quad (2.9)$$

где  $l_1$  — длина части электрода, находящейся в земле, м.

4. Эффективность горизонтальных заземлителей резко возрастает при их использовании с вертикальными электродами. Сопротивление такого горизонтального заземлителя  $R_T$  определяется по формуле

$$R_T = \frac{0,366\rho_{расч} \lg \left( \frac{k_\phi l_T^2}{dh} \right)}{l}, \text{ Ом}, \quad (2.10)$$

где  $l_T$  — длина горизонтального заземлителя, м;  $k_\phi$  — коэффициент формы горизонтального заземлителя (для круглого сечения  $k_\phi = 1$ , для прямоугольного сечения  $k_\phi = 2$ );  $d$  — диаметр круглой стали или ширина полосы прямоугольного сечения, м;  $h$  — глубина заложения горизонтального заземлителя, м.

Сопротивление горизонтального заземлителя (Ом) приближенно определяют по формуле

$$R_r = \frac{2\rho}{l}. \quad (2.11)$$

Сопротивление растеканию тока заземлителя в виде кольца из круглой стали можно определить по формулам:

а) при глубине заложения  $h_{cp} < D/2$

$$r_{\text{л}} = \frac{\rho}{2\pi^2 D} 2,31g \frac{8D^2}{2dh_{cp}}, \text{ Ом}; \quad (2.12)$$

б) при глубине заложения  $h_{cp} > D/2$

$$r_{\text{л}} = \frac{\rho}{2\pi^2 D} \left( 2,31g \frac{8D}{d} + \frac{\pi D}{2h_{cp}} \right), \text{ Ом}, \quad (2.13)$$

где  $D$  — диаметр кольца, м.

При использовании полосовой стали значение  $d$  заменяют на значение  $b/2$ .

В случае, если кольцо выполнено из стали прямоугольного сечения, его эквивалентный радиус

$$D = \frac{2(a+b)}{\pi}, \text{ м}, \quad (2.14)$$

где  $a, b$  — параметры прямоугольника, м.

Металлические пластины в качестве заземлителей используют в редких случаях, так как их установка связана с большими затратами. Сопротивление растеканию тока прямоугольной пластины, установленной вертикально в грунте, рассчитывается по формуле

$$r_{\text{пл}} \approx \frac{\rho}{4\sqrt{ab}}, \text{ Ом}. \quad (2.15)$$

Если же пластина имеет конфигурацию квадрата, сопротивление будет рассчитываться следующим образом:

$$r_{\text{пл}} \approx \frac{\rho}{4a}. \quad (2.16)$$



5. Определяют сопротивление искусственного заземлителя:

$$r_{\text{иск}} = \frac{r_3 r_{\text{ест}}}{r_{\text{ест}} - r_3}, \text{ Ом}, \quad (2.17)$$

где  $r_{\text{ест}}$  — сопротивление естественного заземлителя, Ом.

Когда естественный заземлитель не используется, принимается  $r_{\text{иск}} = r_3$ .

Сопротивление искусственного заземлителя для электроустановок напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, если естественные заземлители отсутствуют или же не используются, рассчитывается по формуле

$$r_{\text{иск}} = r_3. \quad (2.18)$$

При использовании естественных заземлителей сопротивление искусственного заземлителя рассчитывается следующим образом:

$$r_{\text{иск}} = \frac{r_3 r_{\text{п.з}} r_{\text{ест}}}{r_{\text{п.з}} r_{\text{ест}} - k_{\text{экp}} (r_{\text{п.з}} + r_{\text{ест}})}, \quad (2.19)$$

где  $r_{\text{п.з}}$  — полное эквивалентное сопротивление повторных заземлителей, Ом.

Рассмотрим случай, когда протяженный одиночный заземлитель в виде провода проложен параллельно уровню грунта (над или под ним), а по нему протекает ток. Вокруг проводника возникает переменное магнитное поле, вызывающее в грунте вихревые токи. В результате наложения этих полей на основное магнитное поле значительно возрастает реактивное сопротивление линии. Исходя из этого значение продольного сопротивления проводника рассчитывается по формуле, в которой учитывается влияние земли на продольное сопротивление протяженного проводника:

$$Z_{\text{пр}} = r_{\text{пр}} + 0,05 + j \left( x''_{\text{пр}} + 0,145 \lg \frac{0,178}{r_0 10^2 \sqrt{f \frac{10^{-2}}{\rho} 10^{-9}}} \right), \text{ Ом}, \quad (2.20)$$

где  $x''_{\text{пр}}$  — внутреннее индуктивное сопротивление проводника, Ом/км (в практических расчетах сопротивления свинцовой оболочки кабеля значением  $x''_{\text{пр}}$  чаще пренебрегают);  $r_0$  — радиус проводника, м;  $f$  — частота промышленных установок, Гц.

6. Определяют теоретическое число вертикальных заземлителей:

$$n_{\text{т}} = \frac{R_{\text{в}}}{r_{\text{иск}}}, \quad (2.21)$$

где  $R_{\text{в}}$  — числовое значение вертикального заземлителя, определяемое по формуле (2.4);  $r_{\text{иск}}$  — требуемая величина сопротивления З. У. согласно ПУЭ [13].

7. В зависимости от числа вертикальных заземлителей и отношения  $a$  по кривым рис. 2.31 определяют коэффициенты экранирования вертикальных  $k_{\text{эв}}$  (рис. 2.31а) и горизонтальных  $k_{\text{эг}}$  (рис. 2.31б) стержневых заземлителей и полосы связи; при этом  $a = L/n$  — расстояние между стержнями заземляющего контура, м.

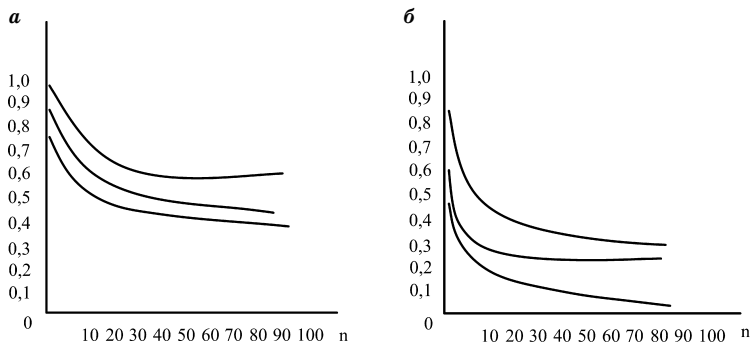


Рис. 2.31

Коэффициенты экранирования вертикальных  $k_{\text{эв}}$  и горизонтальных  $k_{\text{эг}}$  стержневых заземлителей и полосы связи

8. Действительное число стержней с учетом полосы связи  $n_{\text{д}}$  определяется по выражению

$$n_{\text{д}} = \frac{R_{\text{в}} k_{\text{эг}}}{k_{\text{эв}} \left( \frac{1}{r_{\text{иск}} k_{\text{эг}}} - \frac{1}{R_{\text{т}}} \right)}. \quad (2.22)$$

Если по результатам расчетов получается, что  $n_d \leq n_t$ , то принимают число вертикальных стержней равным  $n_d$ . Если  $n_d > n_t$ , то принимают число стержней равным  $n_t$ .

9. Определяют значение коэффициентов экранирования вертикальных и горизонтальных заземлителей при значении  $a$  и уточненном значении  $n_d$ .

10. Проводят проверочный расчет.

#### ПРИМЕР 2.1

Рассчитать заземляющее устройство трансформаторной подстанции напряжением 35/10 кВ с одним трансформатором мощностью 2500 кВ·А. Общая длина электрически связанных линий напряжением 35 кВ составляет 93 км. От распределительного устройства напряжением 10 кВ подстанции отходят три воздушные линии длиной 44, 53 и 38 км и одна кабельная линия длиной 16 км. К шинам 10 кВ присоединен трансформатор собственных нужд напряжением 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток  $Y/Y$ , нейтраль которого присоединяют к контуру заземления подстанции. Заземляющий контур выполняют в виде прямоугольника  $20 \times 13$  м. Удельное сопротивление грунта  $\rho$ , измеренное в дождливый период осени, составляет 60 Ом·м.

**Решение.**

Общая длина электрически связанных воздушных линий напряжением 10 кВ:

$$L_{\text{в}} = 44 + 53 + 38 = 135 \text{ км.}$$

Ток замыкания на землю на стороне 10 кВ определяют по формуле (2.22):

$$I_3 = \frac{135 \cdot 10}{350} + \frac{16 \cdot 10}{10} = 19,8 \text{ А.}$$

Ток замыкания на землю на стороне 35 кВ, определенный по формуле (2.22), составляет

$$I_3 = \frac{93 \cdot 35}{350} = 9,3 \text{ А.}$$

Из условия известно, что к общему контуру заземления присоединяют нейтраль трансформатора собственных

нужд. Следовательно, сопротивление не должно превышать 4 Ом. Принимаем для расчета  $r_3 = 4$  Ом. Заземление выполняем стальными уголками  $50 \times 50 \times 4$  мм длиной 2,5 м с заглублением на 0,7 м от поверхности земли. Заземлители связаны между собой стальной полосой сечением  $40 \times 4$  мм.

Расчетное сопротивление грунта с учетом коэффициентов сезонности  $k_c = 1,65$  и  $k_l = 1,15$  (табл. П.7.1):

$$\rho_{\text{расч}} = k_c k_l \rho = 1,65 \cdot 1,15 \cdot 60 \approx 120 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Сопротивление уголка (при  $h_{\text{cp}} = 0,7 + 2,5/2 = 1,95$ ) в Ом:

$$\begin{aligned} R_{\text{в}} &= 0,366 \rho_{\text{расч}} \frac{\lg \frac{2,1l}{d} + 0,5 \lg \frac{4h_{\text{cp}} + l}{4h_{\text{cp}} - l}}{l} = \\ &= 0,366 \cdot 120 \frac{\lg \frac{2,1 \cdot 2,5}{0,05} + 0,5 \lg \frac{4 \cdot 1,95 + 2,5}{4 \cdot 1,95 - 2,5}}{2,5} = 39. \end{aligned}$$

Расчетное сопротивление полосы связи (для полосы связи  $k_c = 4,5$ ;  $k_l = 1,6$  и  $\rho_{\text{расч}} = 4,5 \cdot 1,6 \cdot 60 = 430$  Ом):

$$R_{\Gamma} = 0,366 \rho_{\text{расч}} \frac{\lg \left( \frac{2l^2}{dh} \right)}{l} = \frac{0,366 \cdot 430 \lg \left( \frac{2 \cdot 66^2}{0,44 \cdot 0,82} \right)}{66} = 13,2 \text{ Ом}.$$

Теоретическое число уголков:

$$n_{\Gamma} = \frac{R_{\text{в}}}{r_3} = \frac{39}{4} \approx 10.$$

Расстояние между уголками:

$$a = \frac{l}{n_{\Gamma}} = \frac{66}{10} = 6,6 \text{ м}.$$

При  $n = 10$  и  $a/l = 6,6/2,5 = 2,64$  находим по кривым рис. 2.31  $k_{\text{эв}} = 0,73$  и  $k_{\text{эГ}} = 0,55$  и определяем действительное число уголков:

$$n_{\text{д}} = R_{\text{в}} k_{\text{эГ}} \frac{\frac{1}{r_3 \eta_{\Gamma}} - \frac{1}{R_{\Gamma}}}{k_{\text{эв}}} = 39 \cdot 0,55 \frac{\frac{1}{4 \cdot 0,55} - \frac{1}{13,2}}{0,73} = 11,2.$$

Принимаем к монтажу 12 уголков и выполняем поверочный расчет. При  $n = 12$ ,  $a = 66/12 = 5,5$  м,  $a/l = 5,5/2,5 = 2,2$  м,  $k_{эв} = 0,7$ ,  $k_{эг} = 0,5$  расчетное сопротивление составит

$$r_{\text{расч}} = \frac{R_{\text{в}} R_{\text{г}}}{R_{\text{г}} n k_{\text{эв}} + R_{\text{в}} k_{\text{эг}}} =$$

$$= \frac{39 \cdot 13,2}{13,2 \cdot 12 \cdot 0,7 + 39 \cdot 0,5} = 3,92 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом}.$$

#### ПРИМЕР 2.2

Рассчитать заземляющее устройство трансформаторной подстанции напряжением 10/0,4 кВ, расположенной в третьей климатической зоне. От подстанции отходят три воздушные линии 380/220 В, на которых в соответствии с ПЭУ намечено выполнить шесть поворотных заземлений нулевого провода. Удельное сопротивление грунта, измеренное при нормальной влажности:  $\rho_{\text{изм}} = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ . Заземляющий контур в виде прямоугольного четырехугольника выполняют путем заложения в грунт стальных вертикальных стержней длиной 5 м и диаметром 12 мм, соединенных между собой стальной полосой 40×4 мм. Глубина заложения стержней — 0,8 м, полосы — 0,9 м. Ток замыкания на землю на стороне 10 кВ  $I_{\text{з}} = 8 \text{ А}$ .

**Р е ш е н и е.**

Определяем расчетное сопротивление грунта для стержневых заземлителей:

$$\rho_{\text{расч}} = k_c k_l \rho_{\text{изм}} = 1,15 \cdot 1,0 \cdot 120 = 138 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Сопротивление вертикального заземлителя из круглой стали в Ом:

$$R_{\text{в}} = 0,366 \rho_{\text{расч}} \frac{\lg \frac{2l}{d} + 0,5 \lg \frac{4h_{\text{ср}} + l}{4h_{\text{ср}} - l}}{l} =$$

$$= 0,366 \cdot 138 \frac{\lg \frac{2 \cdot 5}{0,012} + 0,5 \lg \frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5}}{5} = 31,2.$$

Сопротивление повторного заземлителя  $R'_{\text{п.з}}$  не должно превышать 30 Ом при  $\rho_{\text{расч}} = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  и ниже.

При  $\rho > 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$  допускается принимать:

$$R'_{\text{п.з}} = \frac{30\rho}{100} = \frac{30 \cdot 138}{100} \approx 41 \text{ Ом.}$$

Для повторного заземления принимаем один стержень длиной 5 м и диаметром 12 мм, сопротивление которого  $31,2 \text{ Ом} < 41 \text{ Ом}$ .

Общее сопротивление всех шести повторных заземлителей:

$$r_{\text{п.з}} = \frac{R_{\text{п.з}}}{n} = \frac{R_{\text{в}}}{n} = \frac{31,2}{6} = 5,2 \text{ Ом,}$$

где  $R_{\text{п.з}}$  — сопротивление одного повторного заземлителя, Ом.

Определяем расчетное сопротивление заземлителя нейтрали трансформатора с учетом повторных заземлений:

$$r_{\text{иск}} = \frac{r_3 r_{\text{п.з}}}{r_{\text{п.з}} - r_3} = \frac{4 \cdot 5,2}{5,2 - 4} = 17,3 \text{ Ом.}$$

В соответствии с ПЭУ сопротивление заземляющего устройства при присоединении к нему электрооборудования должно быть не более 10 Ом и величины  $125/I_3$ , если последняя меньше 10 Ом:

$$r_{\text{иск}} = \frac{125}{8} = 15,6 \text{ Ом.}$$

Принимаем для расчета наименьшее из значений, а именно  $r_{\text{иск}} = 10 \text{ Ом}$ .

Определяем теоретическое число стержней:

$$n_{\text{т}} = \frac{R_{\text{в}}}{r_{\text{иск}}} = \frac{31,2}{10} = 3,12.$$

Берем четыре стержня и располагаем их в грунте на расстоянии 5 м один от другого. Длина полосы связи:

$$l_{\text{г}} = an = 5 \cdot 4 = 20 \text{ м.}$$

Определяем сопротивление полосы связи:

$$R_{\text{г}} = \frac{0,366\rho_{\text{расч}} \lg\left(\frac{2l^2}{dh}\right)}{l} = \frac{0,366 \cdot 300 \lg\left(\frac{2 \cdot 20^2}{0,04 \cdot 82}\right)}{20} = 24,2 \text{ Ом,}$$

где  $\rho_{\text{расч}} = k_c k_l \rho_{\text{изм}} = 2,5 \cdot 1 \cdot 120 = 300 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  при  $n = 4$  и  $a/l = 5/5 = 1$ , находим по кривым рис. 2.31  $k_{\text{эв}} = 0,69$  и  $k_{\text{эГ}} = 0,45$   
 Действительное число стержней:

$$n_d = \frac{r_{\text{иск}} r_{\text{п.з}}}{r_{\text{иск}} + r_{\text{п.з}}} = \frac{9,4 \cdot 5,2}{9,4 + 5,2} = 3,24.$$

Принимаем  $n_d = 4$ .

Если же расчет выполнить без учета полосы связи, то действительное число стержней

$$n_d = \frac{n_t}{k_{\text{эв}}} = \frac{4}{0,69} = 5,8$$

и для выполнения заземления нужно было бы использовать 6 стержней.

Определяют расчетное сопротивление заземляющего устройства:

$$r_{\text{расч}} = \frac{R_{\text{в}}}{n_d k_{\text{эв}}}. \quad (2.23)$$

Если в результате получилось, что  $r_{\text{расч}} \leq r_{\text{иск}}$ , то расчет считают завершенным. Если же получилось  $r_{\text{расч}} > r_{\text{иск}}$ , то увеличивают число стержней до тех пор, пока  $r_{\text{расч}}$  не станет равным  $r_{\text{иск}}$  или не будет меньше этого значения.

Заземлители, установленные в сетях с глухозаземленной нейтралью, проверяют на термическую и механическую устойчивость при протекании тока КЗ ( $I_3$ ) на землю. При наличии токов отсоса  $I_{\text{отс}}$  ток КЗ принимают равным току

$$I_3 = I_{\infty}^{(1)} - I_{\text{отс}}. \quad (2.24)$$

Термическая устойчивость проверяется по формуле

$$S \geq 1,2 I_3 \sqrt{\rho_{\text{расч}} t_{\text{пр}}}, \quad (2.25)$$

где  $t_{\text{пр}}$  — приведенное время КЗ, с.

Для уголкового стали

$$S = 2\pi(B + b - d), \quad (2.26)$$

для круглой стали

$$S = n\pi d, \quad (2.27)$$

где  $n$  — число заземлителей;  $B, b$  — параметры полок уголкового стали, м.

Определяют допустимую площадь сечения полосы связи, а также полос для выравнивания потенциала по формуле

$$F = \frac{I_{\infty}}{C\sqrt{t_{\text{пр}}}}, \quad (2.28)$$

где  $C$  — термический коэффициент (для стали  $C = 70$ ).

Определяют коэффициент использования заземлителей  $\eta$  как отношение проводимости заземлителя в целом к суммарному значению проводимостей отдельных электродов:

$$\eta = \frac{G}{g_0 n} = \frac{r_{\text{от}}}{r_3 n}, \quad (2.29)$$

где  $G$  — проводимость заземлителя;  $r_3$  — сопротивление заземлителя, Ом;  $g_0$  — проводимость отдельного электрода;  $r_{\text{от}}$  — сопротивление отдельного электрода.

Коэффициент использования заземлителя, состоящего из группы электродов, всегда меньше 1, поэтому сопротивление растеканию тока группы электродов определяется по следующим формулам:

а) для горизонтальных электродов

$$R_{\text{гг}} = \frac{r_{\text{г}}}{k_{\text{эг}}}; \quad (2.30)$$

б) для вертикальных электродов

$$R_{\text{гв}} = \frac{r_{\text{в}}}{k_{\text{эв}} n}; \quad (2.31)$$

в) для горизонтальных электродов в ряду из вертикальных

$$R_{\text{гп}} = \frac{r_{\text{г}}}{k_{\text{гп}}}; \quad (2.32)$$

г) для горизонтальных электродов в контуре из вертикальных



$$R_{\text{ГК}} = \frac{r_{\text{Г}}}{k_{\text{ГК}}}, \quad (2.33)$$

где  $r_{\text{Г}}$  — сопротивление соединительной полосы, Ом;  $r_{\text{В}}$  — сопротивление одного вертикального электрода, Ом;  $k_{\text{ЭГ}}$ ,  $k_{\text{ЭВ}}$ ,  $k_{\text{ГР}}$ ,  $k_{\text{ГК}}$  — коэффициенты использования групп заземлителей соответственно горизонтальных, вертикальных, горизонтальных в ряду из вертикальных и горизонтальных в контуре из вертикальных.

В табл. П.7.4...П.7.7 приведены значения коэффициентов использования.

Иногда для воздушных линий большой протяженности применяют так называемые лучевые заземлители, представляющие собой заземлители из круглой или полосовой стали, укладываемой в грунт на глубину 0,5...0,8 м в виде расходящихся лучей. Сопротивление растеканию тока такой формы заземлителей рассчитывается следующим образом:

$$R_{\text{Л}} = \frac{r_{\text{Л}}}{k_{\text{Л}} n_{\text{Л}}}, \quad (2.34)$$

где  $r_{\text{Л}}$  — сопротивление растеканию тока луча, Ом;  $k_{\text{Л}}$  — коэффициент использования заземлителя;  $n_{\text{Л}}$  — число лучей.

Оптимальные значения коэффициентов берутся из табл. П.7.8.

## 2.10. СЛОЖНЫЕ ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

Заземляющие устройства, расположение которых имеет сложную структуру, принято называть *сложными заземлителями* [10]. В процессе расчета их заменяют квадратной расчетной моделью с площадью  $S$ , суммарной длиной  $L_{\text{Г}}$  горизонтальных проводников, числом  $n_{\text{В}}$  вертикальных электродов, имеющих длину  $l_{\text{В}}$ , и глубиной заложения  $h$ . Считается также, что модель двухслойная, с неоднородной землей, т. е. с различными сопротивлениями верхнего  $\rho_1$  и нижнего  $\rho_2$  слоев толщиной  $h$  каждый. Однако эта неоднородная двухслойная модель с удельными сопротивлениями  $\rho_1$  и  $\rho_2$  должна быть приравнена к однородной

с эквивалентным сопротивлением  $\rho_3$ . Его моделью может служить квадратная сетка из взаимно пересекающихся стальных полос с вертикальными электродами с площадью  $S$ , эквивалентным сопротивлением  $\rho_3$ , стороной квадрата  $\sqrt{S}$  [9...11].

Исследования показали, что:

- полное сопротивление растеканию тока такого рода заземлителей, зависящее в основном от площади, занимаемой заземлителем, и удельного сопротивления нижнего слоя грунта, значительно уменьшается;
- плотность тока, стекающего в грунт, увеличивается в углах и уменьшается в середине сетки. В связи с этим угловые ячейки сетки уменьшают, компенсируя таким образом увеличение потенциала;
- вертикальные электроды длиной более 5 м снижают не только сопротивление заземлителя, но и улучшают выравнивание потенциалов на поверхности грунта.

#### 2.10.1. РАСЧЕТ СЛОЖНОГО ЗАЗЕМЛИТЕЛЯ

Полное сопротивление сетки прямоугольной формы площадью  $S$  при отсутствии вертикальных электродов в двухслойной земле с удельными сопротивлениями  $\rho_1$  и  $\rho_2$  определяется из выражения

$$R_3 = 0,866 \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \left( \frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L}, \quad (2.35)$$

где  $L$  — полная длина проводников;  $g$  — отношение, учитывающее глубину заложения электродов и площадь:

$$g = \frac{2H}{\sqrt{S}}. \quad (2.36)$$

Отношение  $(\rho_1/\rho_2)^g$  уточняет влияние верхнего слоя грунта в соответствии с его толщиной. Сравнение результатов вычислений по выражению (2.26) с результатами, полученными в процессе точного расчета, показало, что при условии  $H/\sqrt{S} < 0,4$  это влияние незначительно, а при условии  $H/\sqrt{S} \geq 1$  можно предположить, что грунт однородный.

Если сложный заземлитель, выполненный в виде сетки, дополняется еще вертикальными электродами, его полное сопротивление вычисляется по формуле

$$R_3 = 0,433 \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \left( \frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L + n l_e}, \quad (2.37)$$

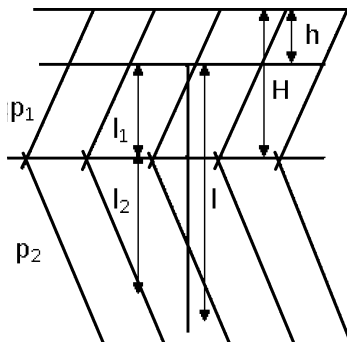
где

$$g = \frac{2H}{\sqrt{S} + n l_e}; \quad l_e = l_1 + l_2 \frac{\rho_1}{\rho_2};$$

$n$  — число вертикальных электродов.

Значения  $l_1$  и  $l_2$  поясняются рис. 2.32.

На практике вертикальные электроды устанавливают только по периметру сетки, а не по ее середине, где плотность тока и так мала.



**Рис. 2.32**  
Значения  $l_1$  и  $l_2$   
вертикального проводника  
в двухслойной земле

### 2.10.2. РАСЧЕТ НАПРЯЖЕНИЯ ПРИКОСНОВЕНИЯ И НАПРЯЖЕНИЯ ШАГА

Напряжение прикосновения и напряжение шага при заданных значениях сопротивления заземлителя и тока зависят соответственно от коэффициентов напряжения прикосновения ( $\alpha_n$ ) и напряжения шага ( $\alpha_{ш}$ ), а также от коэффициентов снижения напряжения прикосновения ( $\beta_n$ ) и напряжения шага ( $\beta_{ш}$ ):

$$\frac{U_{\max}}{\varphi_3} = \alpha_n; \quad (2.38)$$

$$\frac{U_{1-2\max}}{\varphi_3} = \alpha_{ш}; \quad (2.39)$$

$$\frac{R_n}{R_n + 1,5\rho_0} = \beta_n; \quad (2.40)$$

$$\frac{R_{\text{и}}}{R_{\text{и}} + 6\rho_0} = \beta_{\text{ш}}; \quad (2.41)$$

$$U_{\text{п}} = I_3 R_3 a_{\text{п}} b_{\text{п}}; \quad (2.42)$$

$$U_{\text{ш}} = I_3 R_3 a_{\text{ш}} b_{\text{ш}}, \quad (2.43)$$

где  $R_{\text{и}}$  — удельное сопротивление грунта, определяемое по табл. П.7.1.

Коэффициент напряжения прикосновения  $\alpha_{\text{п}}$  может быть вычислен приближенно для заземлителей в виде сетки с равномерно распределенными проводниками и с дополнительными вертикальными электродами:

$$\alpha_{\text{п}} = M \left( \frac{a\sqrt{S}}{lL} \right)^{0,45}, \quad (2.44)$$

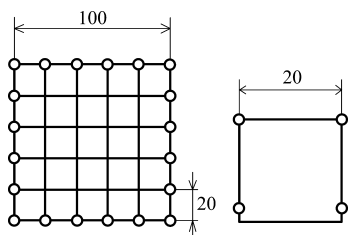
где  $a$  — расстояние между вертикальными электродами в метрах:

$$a = \frac{P}{N}, \quad (2.45)$$

где  $P$  — периметр сетки, м;  $M$  — функция отношения  $\rho_1/\rho_2$ , значения которой приведены в табл. П.7.9.

Коэффициент напряжения прикосновения  $\alpha_{\text{п}}$ , а следовательно, и напряжение прикосновения зависят от конструкции сетки, т. е. при использовании сетки с неравномерным распределением проводников напряжение сопротивления и напряжение шага уменьшаются до допустимых значений даже при самых тяжелых условиях.

Расчет сложного заземлителя дается в примерах 2.3 и 2.4.



**Рис. 2.33**  
Сложный заземлитель  
для распределительного  
устройства на 220 кВ

#### ПРИМЕР 2.3

Рассчитать заземлитель (рис. 2.33) для РУ 220 кВ в эффективно заземленной сети при следующих условиях:

$$\begin{aligned} A &= 10\,000 \text{ м}^2, L = 1200 \text{ м}, \\ l &= 20 \text{ м}, N = 20, h = 0,5 \text{ м}, \\ \rho_1 &= 300 \text{ Ом} \cdot \text{м}, H = 2 \text{ м}, \\ I_3 &= 5200 \text{ А}. \end{aligned}$$

Определяем сопротивление заземлителя:

$$R_1 = 0,433 \frac{\rho_2}{\sqrt{A}} \left( \frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L + N l_e} =$$

$$= 0,433 \frac{100}{100} \left( \frac{300}{100} \right)^{0,00032} + \frac{300}{1200 + 20 \cdot 57} = 0,571 \text{ Ом},$$

где

$$l_e = l_1 + l_2 \frac{\rho_1}{\rho_2} = 1,5 + 18,5 \cdot 3 = 57 \text{ м};$$

$$g = \frac{2H}{\sqrt{A} + N l_e} = 2 \frac{2}{100 + 20 \cdot 57} = 0,00032.$$

Определяем коэффициент  $\alpha_{\Pi}$ :

$$\alpha_{\Pi} = M \left( \frac{\alpha \sqrt{A}}{lL} \right)^{0,45} = 0,66 \left( \frac{20 \cdot 100}{20 \cdot 1200} \right)^{0,45} = 0,218.$$

Определяем коэффициент  $\beta_{\Pi}$ :

$$\beta_{\Pi} = \frac{R_{\Pi}}{R_{\Pi} + 1,5 l \rho_1} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 300} = 0,69.$$

Определяем напряжение прикосновения:

$$U_{\Pi} = I_3 R_3 \alpha_{\Pi} \beta_{\Pi} = 5200 \cdot 0,571 \cdot 0,218 \cdot 0,69 = 427 \text{ В}.$$

Допустимое напряжение при  $t = 0,15$  составляет 450 В.

Потенциал заземлителя  $\varphi_3 = I_3 R_3 = 5200 \cdot 0,571 = 2970 \text{ В}.$

Напряжение  $U_{1-2\max} = 2970 \cdot 0,218 = 646 \text{ В}.$

Выполненный расчет позволяет сделать вывод, что заземлитель с сопротивлением 0,571 Ом не отвечает требованиям первой нормы. Однако расчет по второй норме показывает, что он удовлетворяет условию безопасности при токе, не превышающем  $I_3 = 5200 \text{ А}.$

#### ПРИМЕР 2.4

Рассчитать заземлитель РУ 35 кВ в сети, заземленной через дугогасящие реакторы при следующих условиях:  $A = 400 \text{ м}^2$ ,  $L = 80 \text{ м}$ ,  $l = 20 \text{ м}$ ,  $N = 4$ ,  $H = 0,5 \text{ м}$ ,  $\rho_1 = 300 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $\rho_2 = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ ,  $H = 2 \text{ м}$ ,  $I_3 = 0 \text{ А}.$

Определяем сопротивление заземлителя:

$$R_1 = 0,433 \frac{\rho_2}{\sqrt{A}} \left( \frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L + Nl_e} =$$

$$= 0,433 \frac{100}{20} 3^{0,016} + \frac{300}{80 + 4 \cdot 57} = 3,18 \text{ Ом},$$

где

$$l_e = l_1 + \frac{l_2 \rho_1}{\rho_2} = 1,5 + 18,5 \cdot 3 = 57 \text{ м};$$

$$g = \frac{2H}{(\sqrt{A} + Nl_e)} = \frac{4}{20 + 4 \cdot 57} = 0,016.$$

Определяем коэффициент  $\alpha_\Pi$ :

$$\alpha_\Pi = M \left( \frac{\alpha \sqrt{A}}{lL} \right)^{0,45} = 0,66 \left( \frac{20 \cdot 20}{20 \cdot 40} \right)^{0,45} = 0,49.$$

Определяем коэффициент  $\beta_\Pi$ :

$$\beta_\Pi = \frac{R_\Pi}{R_\Pi + 1,5l\rho_1} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 300} = 0,69.$$

Определяем напряжение прикосновения:

$$U_\Pi = I_3 R_3 \alpha_\Pi \beta_\Pi = 20 \cdot 3,18 \cdot 0,49 \cdot 0,69 = 21,5 \text{ В}.$$

Допустимое напряжение составляет 36 В.

Из рассмотренного примера видно, что в сетях, не заземленных и заземленных через дугогасящие реакторы, параметры ЗУ резко отличаются от аналогичных в эффективно заземленных сетях. Действительно, потенциал заземлителя составляет всего 63,6 В, сопротивление — несколько Ом, в отличие от эффективно заземленных сетей, где оно обычно не превышает нескольких десятых долей Ома.

## 2.11. ПРОВЕРКА СОЕДИНЕНИЯ ЗАЗЕМЛИТЕЛЕЙ

Первоначально при проверке соединения заземлителей с заземляемыми элементами простукиванием и осмотром выявляют видимые дефекты и обрывы [11]. Для окончательного заключения об исправности заземляющих про-

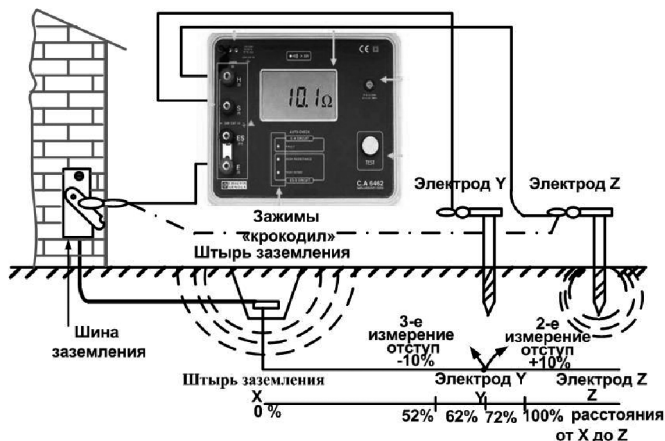
водников, надежности болтовых и сварочных соединений измеряют сопротивление участков цепи между заземлителем и заземленными элементами.

На рис. 2.34 изображена проверка соединения заземлителей.

*a*



*б*



Проверка соединения заземлителей:

*a* — вид заземления электрооборудования; *б* — измерение сопротивления заземления.

Соппротивление металлосвязи не нормируется, но практика показывает, что в исправных сетях оно не превышает 0,05...0,10 Ом.

Результаты, полученные в период наладки, могут быть использованы как исходные для сравнения при последующих эксплуатационных проверках.

В сетях простой конфигурации измеряется непосредственно сопротивление между заземлителем и каждым заземляемым элементом. В сложных, разветвленных сетях сначала измеряют сопротивление между заземлителем и отдельными участками магистрали заземления (например, внутри цеха), а затем — между этими участками и заземляемыми элементами.

Перед измерением убеждаются в отсутствии напряжения на корпусах проверяемого оборудования!

Для присоединения провода к металлическим корпусам удобно пользоваться специальным щупом из трехгранного напильника с изолирующей ручкой и контактным зажимом. Работу выполняют два человека: один касается щупом корпуса, другой производит измерения прибором, жестко подсоединенным к магистральной шине проводом со струбциной.

Измерения можно производить омметрами любого типа, а также измерителями заземления типов М-416, Ф4103 и др. Скрытые дефекты проводки могут быть выявлены при измерениях методом амперметра-вольтметра: протекание токов 10...30 А вызывает нагрев или искрение в плохих контактных соединениях, а также выгорание случайных перемычек. В качестве источника тока может быть применен трансформатор со вторичным напряжением 12...42 В.

На проведение подготовительных монтажных работ, монтажа заземления и пр. составляют соответствующие акты и протоколы.

**Вывод.** Правильно рассчитанное и установленное заземление позволяет обеспечить безопасную работу персонала и своевременное отключение повредившегося оборудования. Рассчитав заземление, получили 12 уголков. Померочное сопротивление равно 4 Ом, что соответствует ГОСТу.



**Контрольные вопросы и задания**

1. Опишите конструкцию силового кабеля и его назначение.
2. Какие работы предшествуют прокладке кабельной линии?
3. Перечислите допустимые расстояния, отделяющие кабели от инженерных сооружений, а также укажите допустимую разность уровней концов кабельной линии.
4. Какие способы соединения жил кабелей вы знаете? Можно ли соединять жилы кабелей скручиванием?
5. Что такое кабельная муфта и каково ее назначение?
6. Перечислите виды концевых заделок кабеля. Чем определяется выбор типа концевой заделки?
7. Перечислите способы крепления проводок к стенам сооружений. В каких помещениях для проводки допускается применение только медных проводов?
8. Каковы особенности выбора напряжений, типа проводки и оборудования для монтажа электрического освещения?
9. Какие типы изоляторов вы знаете и как крепятся на них провода?
10. Перечислите способы присоединения заземляющих проводников к различным видам электрооборудования. Как осуществляется контроль за исправностью контура заземления?

## ГЛАВА 3

# ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО И ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

**Перед** началом монтажа следует ознакомиться с проектом оборудования, данными машин и аппаратов, техническими условиями для монтируемой аппаратуры, чертежами и нормами завода, требованиями заказчика, а также со стандартами и нормами [1, 3, 14].

### 3.1. ИНЖЕНЕРНАЯ ПОДГОТОВКА МОНТАЖА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Способы монтажа разнообразны из-за большого диапазона мощностей, конструктивных решений, типов и форм исполнения оборудования. В России функционируют специализированные организации по производству электромонтажных работ, действующие по договорам подряда с заказчиком. Монтажные организации занимаются монтажными, пусконаладочными работами, разработкой научно-технических проектов, изготовлением изделий и конструкций, не выпускаемых промышленностью серийно. Для выполнения электромонтажных работ необходимо провести разработку:

- технического проекта на базе изучения проектно-сметной документации электрической части объекта;
- экономического обоснования;
- проекта организации работ;
- проекта производства работ (ППР);
- необходимых чертежей, монтажных схем и технологических карт на проведение работ;

- сетевых графиков проведения монтажных и пусконаладочных работ.

На основании ППР оформляются спецификации и заявки на необходимые монтажные механизмы, оборудование и приспособления, инструменты и монтажные материалы, электрические конструкции, блоки и узлы, подлежащие изготовлению на заводах и в монтажно-заготовительных мастерских.

В процессе подготовки к монтажу необходимо обеспечить:

- комплектование и своевременную доставку на объекты материально-технических ресурсов;
- контроль за поступлением материалов и комплектующих изделий;
- контроль за своевременным исполнением заказов, а также качеством работ;
- комплектование и доставку готовой продукции мастерских на монтажные объекты.

Инженерная подготовка производства выполняется специальными группами подготовки — прорабами и мастерами, на которых возложено руководство монтажными работами, функции получения, проверки, обработки, учета и хранения проектной и сметной документации. При необходимости группа корректирует проект с целью повышения уровня индустриализации монтажных работ, а также возможной замены нестандартных конструкций на типовые.

Основной документ электромонтажных работ — утвержденный проект электроустановки (ПЭ). В строгом соответствии с ним должны производиться все электромонтажные работы. Изменения в проект можно внести только по согласованию с проектной организацией — автором проекта. К главным документам относятся действующие ПУЭ и строительные нормы и правила. На их основе разрабатываются ППР, монтажные инструкции и технологические карты, а также заводские инструкции на оборудование и материалы. Выполнение электромонтажных работ на объектах без ППР не допускается.

**Крупный проект производства работ по монтажу электрооборудования должен содержать:**

- локальный сетевой график электромонтажных работ;
- график движения рабочей силы;
- строительный генеральный план энергетического объекта (схемы энергоснабжения, водоснабжения, мастерских, складов, бытовых помещений);
- ведомость физических объемов электромонтажных работ;
- укрупненные калькуляции трудовых затрат;
- ведомость основного оборудования с указанием сроков комплектации;
- ведомость основных вспомогательных материалов;
- ведомость конструкций и изделий, подлежащих изготовлению;
- ведомость монтажных машин, механизмов, аппаратов;
- технологические карты работ, выполняемых по новой технологии;
- схемы такелаж крупногабаритного и тяжеловесного оборудования;
- решения по технике безопасности, требующие проектной разработки;
- краткую пояснительную записку, содержащую необходимые обоснования принятых в ППР основных решений и методов производства работ.

Объем электромонтажных работ при составлении ППР определяется по рабочим чертежам и сметам, а потребность в материальных ресурсах — по спецификациям, составленным по рабочим чертежам и действующим нормативным документам.

**Монтажные инструкции** — это директивные документы, регламентирующие технологию выполнения работ в общем виде.

**Технологические карты** содержат технологическую последовательность выполнения работ и описание приемов и методов труда, перечень механизмов, приспособлений и инструментов, график трудового процесса, калькуляцию затрат труда, схемы организации рабочих мест, нормы времени и расценки на выполнение работ. Имеются следующие разделы:

- технико-экономические показатели монтажных работ;

- организация и технология выполнения монтажных процессов;
- организация и методы труда рабочих, их количественный и квалификационный состав;
- материально-технические ресурсы (ведомость материалов, изделий, машин, механизмов, инструментов);
- калькуляция трудовых затрат.

Проектная техническая документация анализируется заказчиком, который обязан поставить на ней подпись и штамп «Разрешается к производству работ».

Перед началом электромонтажных работ на объекте проводятся:

- подготовительные работы по освоению монтажной площадки;
- подготовка производственных, складских, бытовых помещений и монтажной площадки;
- организация временного энергоснабжения объектов электромонтажа;
- мероприятия по технике безопасности, охране труда и противопожарной безопасности.

**Общие требования ко всем помещениям для электрооборудования:**

- помещение должно быть сухим, светлым, прохладным, чистым, свободным от пыли и паров;
- помещение должно давать возможность внести оборудование при монтаже и вынести его при демонтаже.

К началу монтажа строительные работы должны быть закончены, так как цементная пыль вредна для оборудования (разъедает обмотки, засоряет подшипники).

### **3.2. ПРОВЕРКА ФУНДАМЕНТОВ ПОД МОНТАЖ**

Электрические машины и электроприводы малой мощности обычно устанавливаются на металлических рамах, а средней и большой мощности — на бетонных или железобетонных фундаментах [1, 3]. Фундамент должен быть массивным, чтобы воспринимать статические и динамические нагрузки от работающего оборудования, не допуская

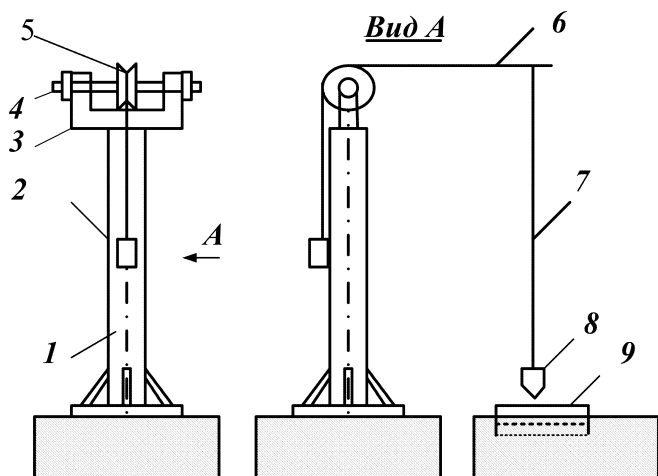


Рис. 3.1  
Оседержатели:

1 — стойка; 2 — груз; 3 — скоба; 4 — гайка; 5 — несущий ролик; 6 — струна; 7 — нитка; 8 — отвес; 9 — осевая плашка.

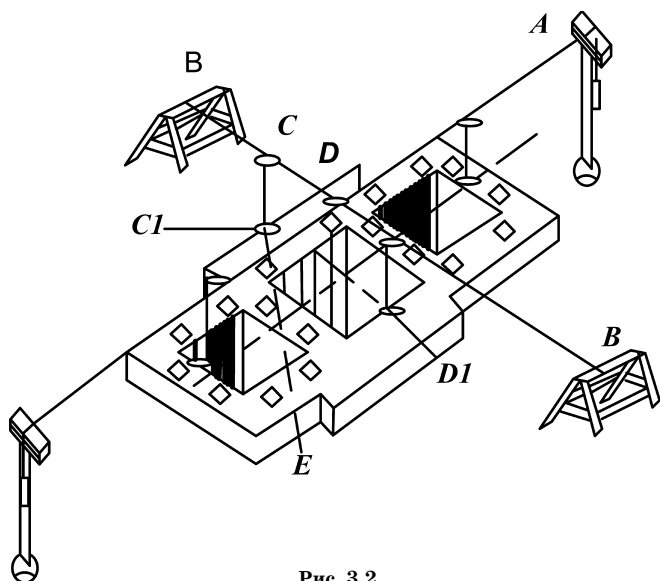


Рис. 3.2  
Схема разметки главных осей:

А-А — главная продольная ось; В-В — главная поперечная ось.

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.

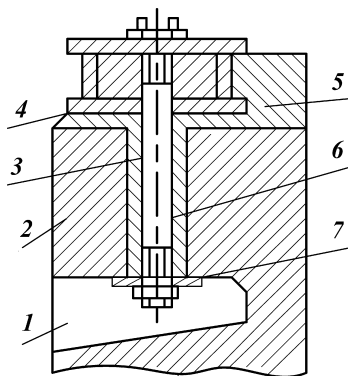
Перед монтажом следует проверить готовые фундаменты на их соответствие проектной документации, а именно правильность положения по основным осям.

Затем приступают к разметке главных осей фундамента. Для этого используются оседержатели (рис. 3.1), состоящие из стойки 1 и 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.

Схема разметки главных осей показана на рис. 3.2.

После разметки главные оси наносят на фундамент, используя для отметок нити с отвесами. По нанесенным на фундамент осям проверяют размеры колодцев под фундаментные болты (рис. 3.3), а также правильность их выполнения и расположения по отношению к главным осям.

Горизонтальность фундаментов определяется с помощью уровней или нивелира.



**Рис. 3.3**

Проверка размеров колодцев под фундаментные болты:

1 — ниша; 2 — фундамент; 3 — фундаментный болт; 4 — фундаментная плита; 5 — цементная подливка; 6 — колодец; 7 — анкерная плитка.

### 3.3. СУШКА ОБМОТОК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И ТРАНСФОРМАТОРОВ

Сушка обмоток электрических машин необходима, если сопротивление изоляции меньше минимально допустимого. Для электрических машин мощностью 5 МВт и более сопротивление изоляции можно рассчитать по формуле

$$R_{\text{из}} \geq \frac{K_{\text{п}} U_{\text{н}}}{1000 + 0,01 S_{\text{н}}}, \quad (3.1)$$

где  $U_{\text{н}}$  — номинальное напряжение электрической машины, В;  $S_{\text{н}}$  — ее номинальная мощность, кВ·А (кВт);  $K_{\text{п}}$  — поправочный коэффициент, учитывающий зависимость сопротивления изоляции от ее температуры  $T_{\text{н}}$ :

$T_{\text{н}}, ^\circ\text{C}$	75	70	60	50	40	30	20	10
$K_{\text{п}}$	1,0	1,2	1,7	2,4	3,4	4,7	6,7	9,4

Сопротивление изоляции обмоток низковольтных ( $U_{\text{н}} < 1000$  В) двигателей переменного тока должно быть не менее 1,0 МОм, а двигателей постоянного тока — не менее 0,5 МОм.

При измерении сопротивления изоляции электрических аппаратов, машин и трансформаторов большой мощности (свыше 400 кВт) поляризация может происходить в течение десятков минут, поэтому для характеристики изоляции используется коэффициент абсорбции

$$K_{\text{аб}} = R_{60''}/R_{15''}, \quad (3.2)$$

где  $R_{60''}$  и  $R_{15''}$  — сопротивления изоляции через 60 и 15 с соответственно.

Чем больше коэффициент абсорбции, тем выше качество изоляции. Для хорошей изоляции  $K_{\text{аб}} \geq 1,3$  при 10...30°C. Обмотки роторов крупных электрических машин можно не сушить, если сопротивление изоляции двигателей менее или равно 0,2 МОм для генераторов и синхронных компенсаторов и не менее 0,2 МОм для двигателей.

Для сушки обмоток применяются следующие методы: индукционный, токовый и внешнего нагрева.

При использовании **индукционного метода сушки** вокруг сердечника статора при вынутом роторе вокруг сердечника вынутого ротора или вокруг корпуса машины наматывается кольцевая намагничивающая обмотка, подключаемая к источнику переменного тока (рис. 3.4, 3.5).

Создаваемое переменное магнитное поле вызывает нагрев обмоток, за счет чего и происходит их сушка.



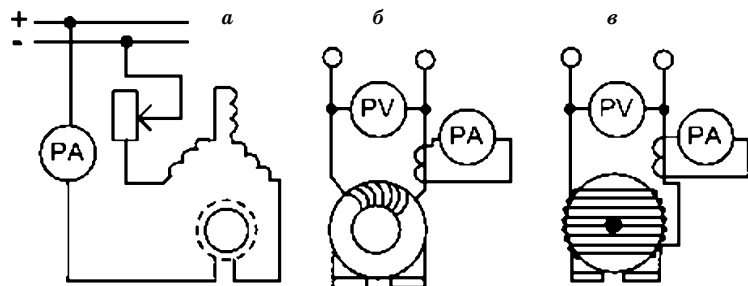


Рис. 3.4

Сушка обмоток током стороннего источника:

*a* — сушка током от постороннего источника; *б, в* — сушка индукционным способом.

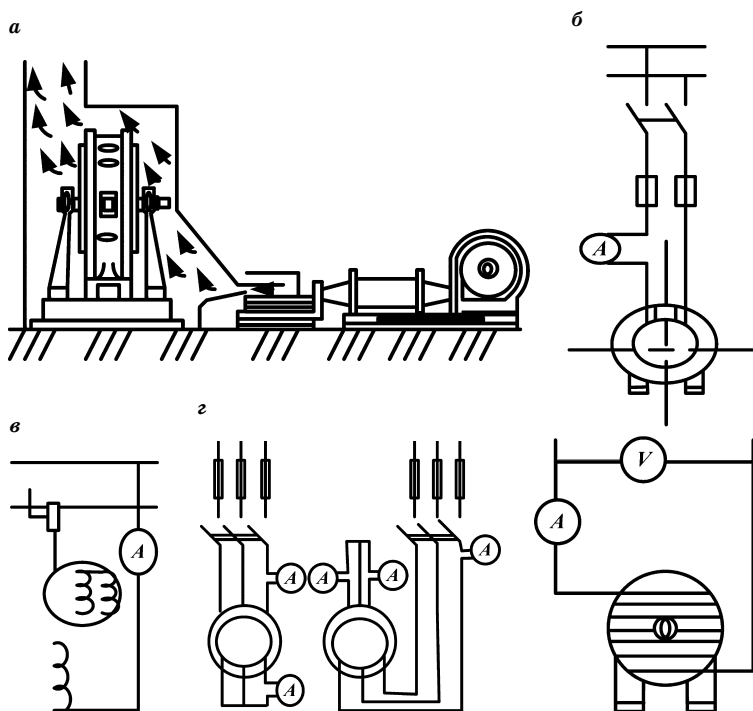


Рис. 3.5

Сушка обмоток индукционным способом:

*a* — непосредственно нагревом теплым воздухом; *б* — методом индукционных потерь; *в* — методом потерь в обмотках; *г* — токами короткого замыкания.

При использовании **метода токовой сушки** по обмоткам пропускается постоянный или переменный ток от постороннего источника. Сила тока составляет 40...60% от номинального значения. К разновидностям токовой сушки относится нагрев обмоток токами короткого замыкания, как показано на рис. 3.5*г* и рис. 3.6. В последнем случае ротор машины вращается с номинальной скоростью от постороннего двигателя.

При использовании **метода внешнего нагрева** горячий сухой воздух направляется на металлические элементы конструкции (рис. 3.5*а*), а не на обмотки во избежание неравномерного нагрева последних.

При сушке обмоток контролируют их температуру. Она не должна превышать 90...95°C для изоляции класса *B*, 120°C — для изоляции класса *F*, 100°C — для «незалеченных» обмоток класса *B*.

В ходе сушки через каждые 1...2 ч замеряют сопротивление изоляции. В процессе нагрева оно сначала может даже уменьшаться из-за распаривания изоляции, 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 неизменной температуре обмоток.

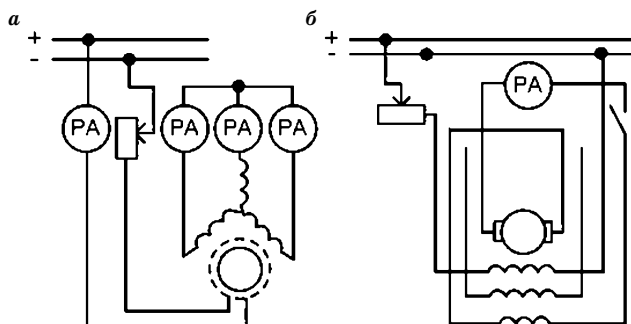


Рис. 3.6

Сушка обмоток токами короткого замыкания:

*а* — подключение синхронных машин; *б* — подключение машин постоянного тока.

Для электрических машин мощностью до 400 кВт коэффициент абсорбции обычно не контролируют.

Для определения возможности включения трансформаторов без сушки влажность изоляции контролируют по результатам измерений емкости изоляции с помощью приборов контроля влажности типа ПКВ.

*Степень увлажнения изоляции* определяется по значению отношения емкости изоляции при частоте 2 Гц к емкости изоляции при частоте 50 Гц ( $C_2/C_{50}$ ) и его отклонению от некоторых нормируемых значений.

*Емкость изоляции трансформаторов* можно определить по времени разряда, поэтому для определения степени увлажнения изоляции используют прибор типа ЕВ (емкость — время), принцип работы которого основан на однократном заряде и разряде емкости изоляции обмоток.

Можно определить даже незначительное увлажнение изоляции. В этом случае оценка производится по значению прироста емкости  $\Delta C$  за время разряда, равное 1 с, по отношению к геометрической емкости  $C$ .

В трансформаторах мощностью 80 МВ·А и выше для количественной оценки увлажнения твердой изоляции на заводе используется ее макет. Он состоит из набора пластин электроизоляционного картона толщиной 0,5...3,0 мм, установленного на верхней ярмовой балке. 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.

Значения изоляционных характеристик трансформаторов до 35 кВ и мощностью до 10 МВ·А в зависимости от температуры изоляции обмоток  $T_{\text{и}}$  приведены в табл. 3.1.

Для *контрольной подсушки высоковольтных трансформаторов* (110...750 кВ) разработан **метод низкотемпературной обработки** 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 от  $-70$  до  $-80^{\circ}\text{C}$  на поверхности ловушки. В качестве хладагента для ловушки используется смесь сухого азота с ацетоном. Ловушка

Таблица 3.1

## Значения изоляционных характеристик трансформаторов

$T_n, ^\circ\text{C}$	$\text{tg}\delta, \%$	Степень увлажнения, $C_2/C_{50}$	Увлажнение, $\Delta C/C, \%$
10	1,2/2,5	1,1/1,2	13/Н
20	1,5/3,5	1,2/1,3	20/Н
30	2,0/5,0	1,3/1,4	30/Н
40	3,4/11	Н/1,6	Н/Н
50	6,0/20	Н/1,8	Н/Н

*Примечание.* В числителях дробей даны значения характеристик для новых трансформаторов, в знаменателях — для бывших в эксплуатации; Н означает, что параметр не нормируется.

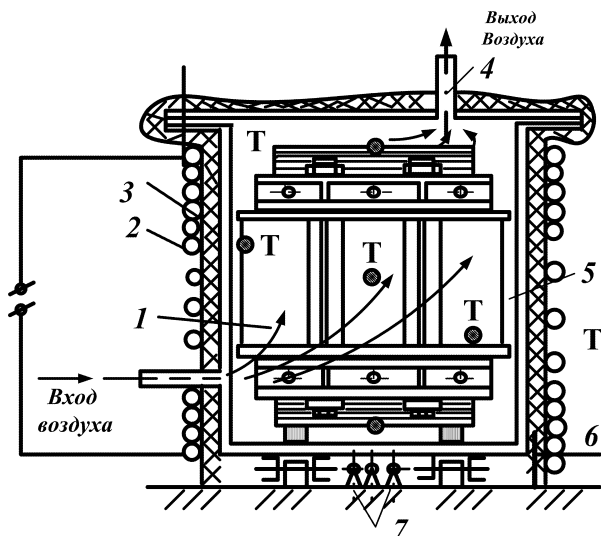


Рис. 3.7

Индукционный метод сушки изоляции 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.

подключается к трансформатору через патрубки для залива и слива масла. Для сушки достаточно температуры изоляции  $+20^\circ\text{C}$ .

Контрольная подсушка изоляции в масле может проводиться путем нагрева обмоток постоянным током или токами короткого замыкания. Возможна также сушка

токами нулевой последовательности. Происходит нагрев бака и магнитопровода за счет потерь в них от магнитных потоков нулевой последовательности. Нагрев производится при температуре верхних слоев масла не выше 70...80°C.

*Сушка изоляции трансформатора без масла* применяется, когда изоляция сильно увлажнена, на активной части трансформатора или на баке обнаружены следы воды, состояние изоляции существенно хуже допустимых значений, приведенных в табл. 3.1.

Одним из наиболее распространенных является *индукционный метод сушки изоляции в собственном баке* при слитом масле (рис. 3.7) в условиях пониженного давления. 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 стальном баке и, следовательно, его нагрев.

Сушка продолжается до прекращения выделения влаги в охладительной колонке, присоединенной к вытяжной трубе (на рис. 3.7 не показана), и достижения характеристиками изоляции нормированных значений, которые должны поддерживаться в течение 6...8 ч. Температура обмоток при этом сохраняется в диапазоне 95...105°C (давление в баке — не более 665 Па).

При сушке активной части трансформатора в специальной камере сухим воздухом при атмосферном давлении поток воздуха создается с помощью воздуходувок, а его нагрев осуществляется с помощью электрических печей или теплообменников с паром.

### 3.4. МОНТАЖ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

Перед началом монтажа проводят проверку [1]:

- соответствия машины ее проектной документации;
- комплектности машины и сохранности крепежных деталей;

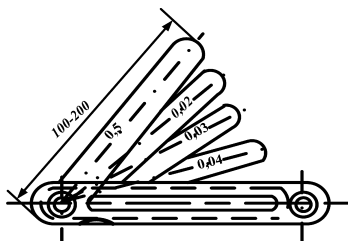


Рис. 3.8  
Пластинчатый раздвижной щуп

- появления возможных повреждений за время транспортировки и хранения машины путем ее предварительного осмотра после расконсервации;
- состояния подшипников, коробки выводов, коллектора, контактных колец, щеточного механизма и др.;
- сопротивления изоляции обмоток, подшипников и щеточных траверс.

Воздушный зазор между статором и ротором, а также зазоры в подшипниках скольжения и уплотнений валов изменяются с помощью пластинчатых раздвижных (рис. 3.8) и клиновых щупов (рис. 3.9). Проверка воздушного зазора на отсутствие задевания ротора о статор возможна лишь для машин в открытом и защищенном исполнениях, поскольку она проводится без разборки машины. Ротор машины должен свободно вращаться в подшипниках при его повороте рукой (при мощности до 10...15 кВт) или рычагом (для машин большей мощности).

Машины устанавливаются на металлических рамах или фундаментах.

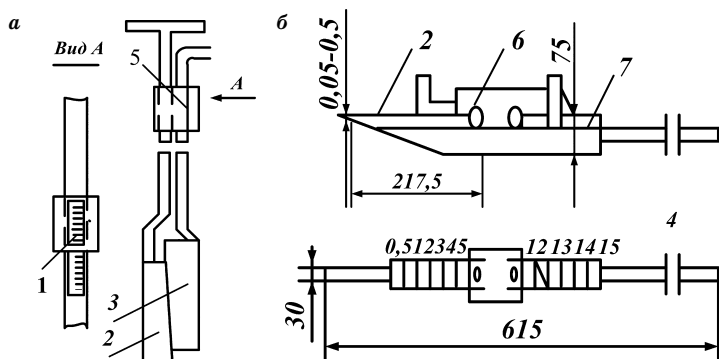


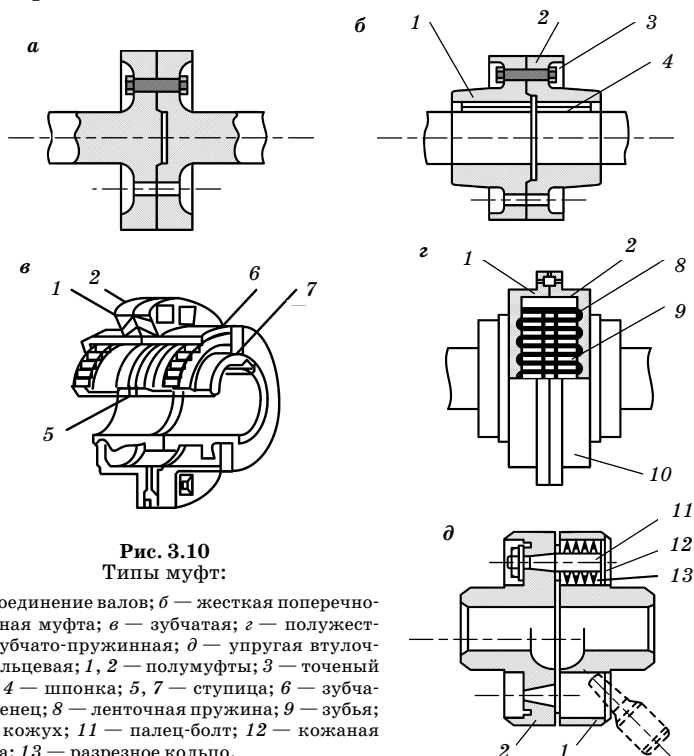
Рис. 3.9  
Клиновый раздвижной щуп:

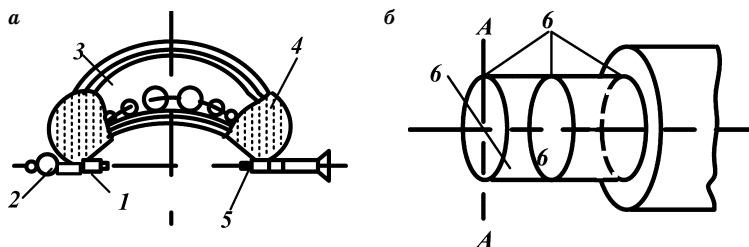
а — специальный; б — клиновой щупы; 1 — нониус; 2, 3 — клинья; 4 — стержни; 5 — обойма; 6 — движок; 7 — указатель.

### 3.4.1. 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. 3.10 показаны часто встречающиеся типы муфт.

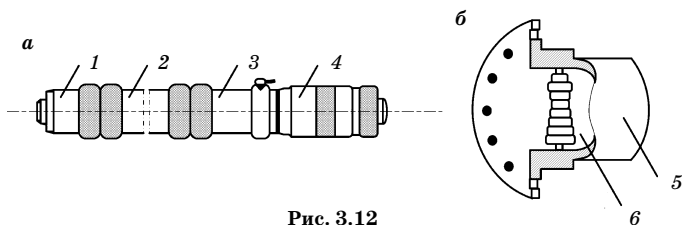
При соединении с помощью муфт на концы валов соединяемых машин насаживают полумуфты, предварительно проверив цилиндричность, соответствие наружного диаметра конца вала машины и внутреннего диаметра полумуфты с помощью измерительных скоб (см. рис. 3.11) и нутромеров (см. рис. 3.12). Величина натяга при посадке указывается на чертеже, а сама посадка осуществляется в горячем состоянии.





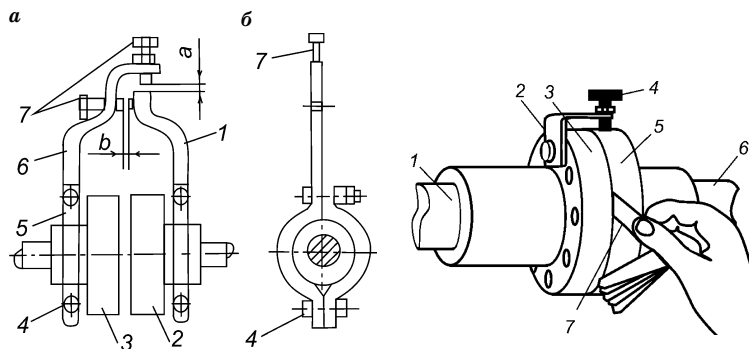
**Рис. 3.11**  
Измерительная скоба:

*a* — скоба с отсчетным устройством; *б* — определение посадочных размеров конца вала; 1, 5 — подвижная и переставная пятки; 2 — отсчетное устройство; 3 — корпус; 4 — теплоизоляционная накладка; 6 — места измерений.



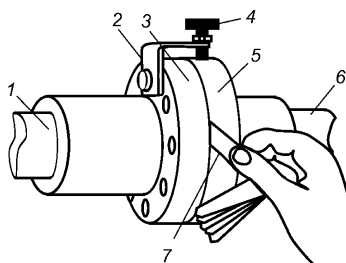
**Рис. 3.12**  
Микрометрический нутромер:

*a* — микрометрический нутромер; *б* — определение им посадочных размеров конца вала; 1 — измерительный наконечник; 2 — удлинитель; 3 — труба; 4 — микрометрическая головка; 5 — полумуфта; 6 — нутромер.



**Рис. 3.13**  
Центровка валов с помощью  
радиально-осевых скоб:

1, 6 — внутренние и наружная скобы;  
2, 3 — полумуфты; 4, 7 — болты; 5 —  
хомут.



**Рис. 3.14**  
Центровка валов  
способом  
«обхода одной точкой»:  
1, 6 — валы; 2 — скоба; 3, 5 —  
полумуфты; 4 — измеритель-  
ный болт; 7 — щуп.



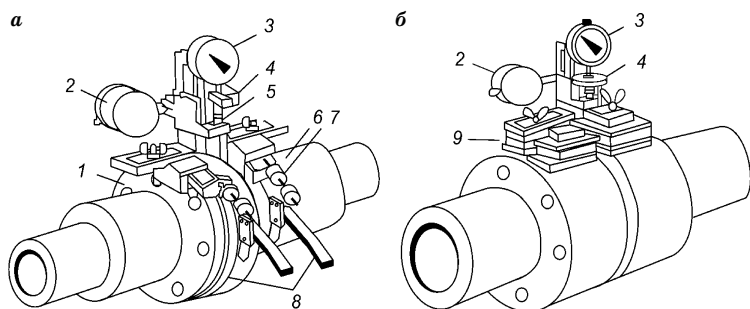


Рис. 3.15

Приспособления для центровки валов с ленточным (а) и электромагнитным (б) прижимами:

1, 6 — полумуфты; 2, 3 — индикаторы; 4 — держатель; 5 — измерительный стержень; 7 — натяжное устройство; 8 — стальная лента; 9 — электромагнит.

При установке валы сочленяемых машин должны быть на одной линии. Для этого проводят центровку валов с помощью центровочных скоб различной конструкции. Некоторые из них приведены на рис. 3.13...3.15.

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 углы 0, 90, 180 и 270° (каждый тип муфт имеет свои допустимые отклонения в радиальных и осевых зазорах). Затем окончательно закрепляют машину на фундаменте и соединяют полумуфты между собой.

При использовании цепной или ременной передачи необходимо совместить средние линии звездочек или шкивов, установленных на ведомом и ведущем валах, и обеспечить необходимое натяжение цепи или ремня, с помощью натянутой параллельно им струны и обычного измерительного инструмента. В ряде случаев для создания натяжения используются специальные натяжные ролики.

Допуск на несоосность валов не превышает 0,5°. Контроль несоосности проводится с помощью индикаторов.

После закрепления электрической машины на фундаменте ее корпус заземляется.

### 3.4.2. МОНТАЖ МАШИН БОЛЬШОЙ МОЩНОСТИ

Особенностью монтажа крупных электрических машин является то обстоятельство, что при большой длине ротора  $L$  под действием его веса  $P$  происходит прогиб вала в вертикальной плоскости. Поэтому плоскости полумуфт оказываются расположенными под углом друг к другу, как показано на рис. 3.16а.

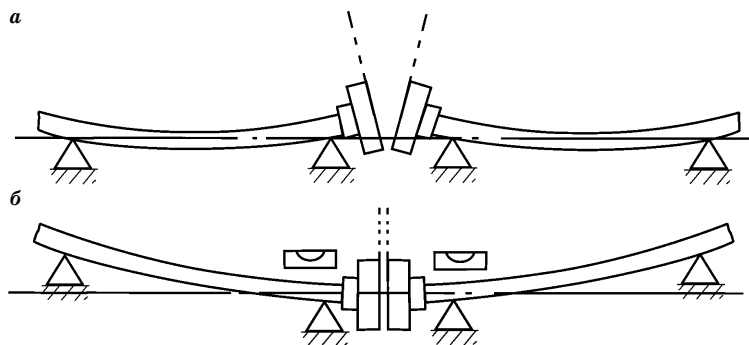


Рис. 3.16  
Прогиб вала у машин большой мощности

Центровка валов заключается в установке общей линии, представляющей в вертикальной плоскости плавную кривую (рис. 3.16б), а в горизонтальной — прямую линию. Торцы сопрягаемых полумуфт (или фланцев) устанавливаются параллельно, а осевые линии валов должны быть продолжением одна другой, что достигается путем установки прокладок под лапы корпуса. Угол наклона проверяется по уровню.

### 3.5. МОНТАЖ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Монтаж трансформаторов, особенно мощных, является сложной трудоемкой работой, которая требует предварительной подготовки. Трансформаторы мощностью до 1600 кВ·А отправляются с заводов-изготовителей полностью собранными и залитыми маслом; при мощности

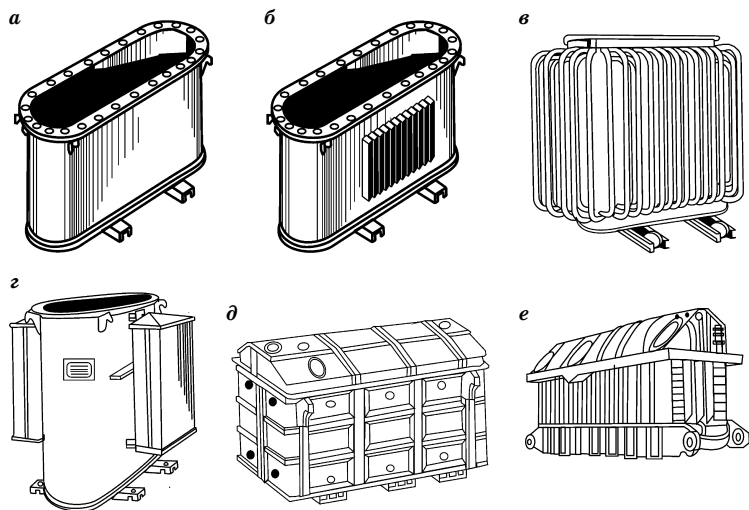
2500 кВ·А и выше трансформаторы транспортируются с демонтированными узлами и деталями, а наиболее мощные — без масла.

Некоторые трансформаторы мощностью 63 МВ·А имеют бак с верхним разъемом и надставкой (рис. 3.17), демонтируемой на время транспортирования. Бак закрывают «транспортной» крышкой, которая заменяется во время монтажа.

При транспортировке железнодорожным транспортом боковой поверхности трансформаторов придают форму железнодорожного габарита.

До начала монтажа необходимо подготовить фундамент под трансформатор, помещение трансформаторно-масляного хозяйства, баки для хранения масла, приспособления и инвентарь; трансформаторное масло (высушенное); средства пожаротушения и противопожарный пост на время прогрева и сушки трансформатора.

На электростанциях и подстанциях напряжением 35...750 кВ применяется открытая установка трансфор-



**Рис. 3.17**  
Разновидности мощных трансформаторов:

*а* — гладкий бак; *б* — ребристый; *в* — трубчатый; *г* — с радиаторами; *д* — с верхним разъемом; *е* — усиленный с несущей балкой.

маторов. Закрытую установку используют в районах интенсивного загрязнения атмосферы и районах жилой застройки для ограничения шума.

Трансформатор устанавливается на фундамент таким образом, чтобы его крышка имела уклон  $1...1,5\%$ , обеспечивающий беспрепятственное поступление газа из трансформатора в маслопровод, идущий к газовому реле. Уклон создается обычно установкой подкладок под катки или непосредственно под дно бака.

Для закрытой установки трансформаторов используется отдельное здание либо трансформаторные камеры — помещения в общем здании энергетического объекта. Камера снабжается индивидуальной вентиляционной системой, не связанной с другими вентиляционными системами здания. Система рассчитывается на отвод тепла, чтобы разность температур на входе и выходе из помещения не превышала  $15^{\circ}\text{C}$ .

Проверяют влагосодержание образцов изоляции, которые закладываются в трансформаторы мощностью более 80 МВ·А. Влагосодержание образца изоляции толщиной 3 мм должно быть не более  $1\%$ .

Монтаж составных частей трансформатора производится без ревизии активной части. После монтажа составных частей трансформаторов, транспортируемых без масла, остатки трансформаторного масла сливают через донную пробку, бак герметизируют для последующего вакуумирования и заливки или доливки масла. Для трансформаторов, имеющих азотную или пленочную защиту, заливка масла производится через дегазационную установку.

### 3.6.

#### МОНТАЖ ОХЛАЖДАЮЩЕЙ СИСТЕМЫ

При монтаже охлаждающей системы типа Д (охлаждение масляное с дутьем) на баке устанавливают кронштейны, электродвигатели с вентиляторами (рис. 3.18), монтируют электрическую схему; после установки радиаторов открывают радиаторные краны.

Система охлаждения ДЦ поставляется в навесном или выносном исполнении (см. рис. 3.19).

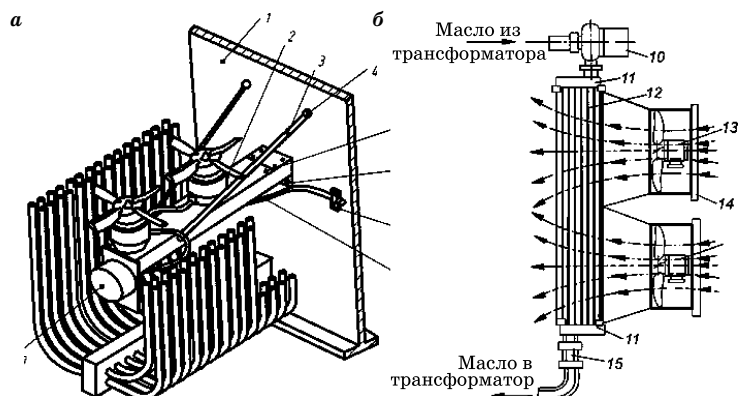


Рис. 3.18

Монтаж охлаждающей системы типа Д:

1 — стенка бака; 2 — двигатель; 3 — растяжка; 4 — бобышка; 5 — кронштейн; 6 — скоба; 7 — крепление кабеля; 8 — трехжильный кабель; 9 — распределительная коробка; 10 — электронасос; 11 — камеры для масла; 12 — калорифер; 13 — вентилятор; 14 — диффузор; 15 — струйное реле.

Одновременно с монтажом системы охлаждения производятся установка термосифонных фильтров, расширителя, выпускной трубы, присоединение воздухоосушителя к расширителю, установка газового реле и сигнальных манометрических термометров.

Расширитель (см. рис. 3.20), транспортируемый отдельно, должен быть проверен. Маслоуказатель (см. рис. 3.21) расширителя устанавливают со стороны, предусмотренной заводом.

После установки маслоуказателя и реле уровня масла (для защиты от его утечки) расширитель испытывают на герметичность, заполнив его сухим маслом, выдерживают 3 ч и заливают маслом охлаждающую систему.

Окончив монтаж, производят измерение сопротивления изоляции обмоток и определяют коэффициент абсорбции,  $\operatorname{tg} \delta$  изоляции и т. д. Сопротивление изоляции необходимо сравнить со значением, измеренным в заводских условиях: для неувлажненной изоляции  $R_{60''} > R_{60''\text{зав}}$ . Допустимые значения изоляционных характеристик трансформаторов напряжением до 35 кВ и мощностью до 10 МВ·А приведены в табл. 3.1 (см. п. 3.3).

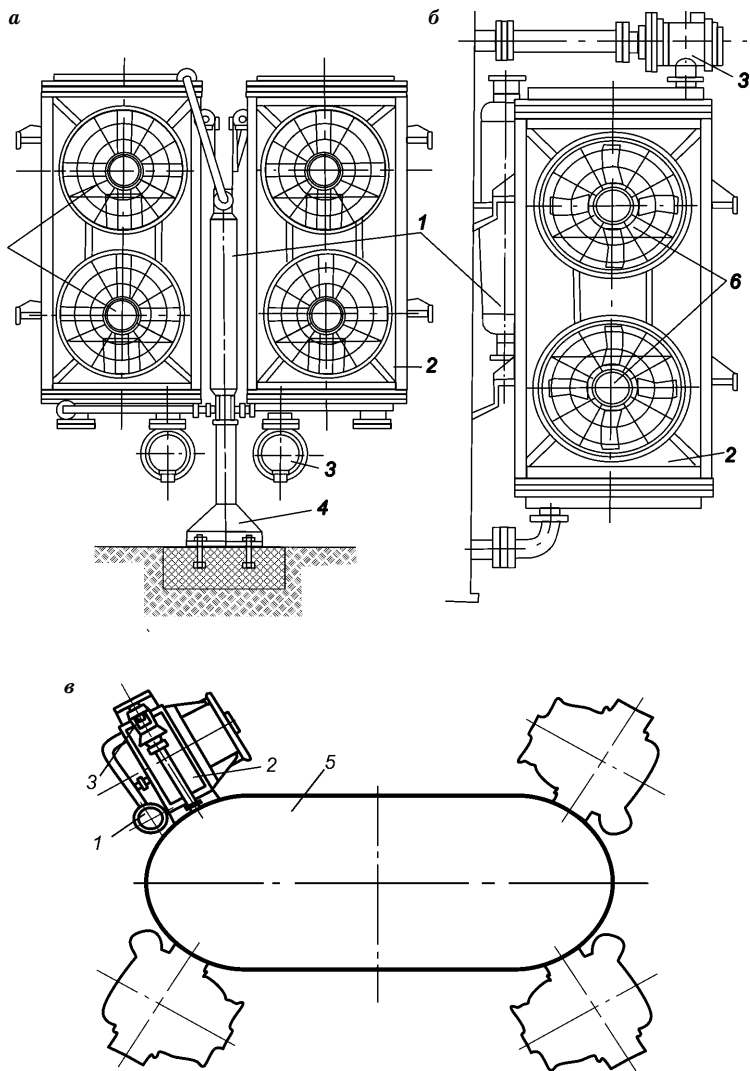
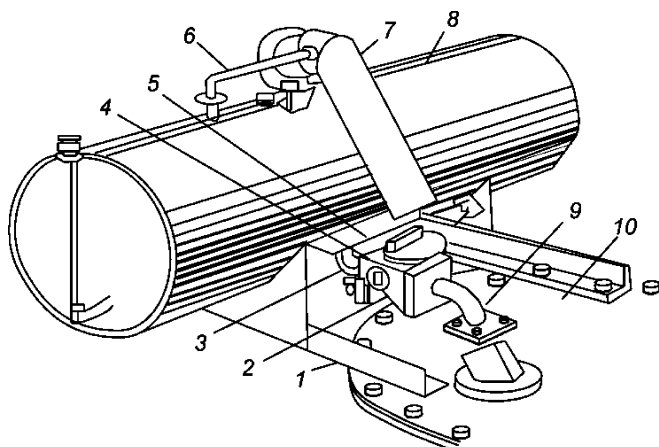


Рис. 3.19

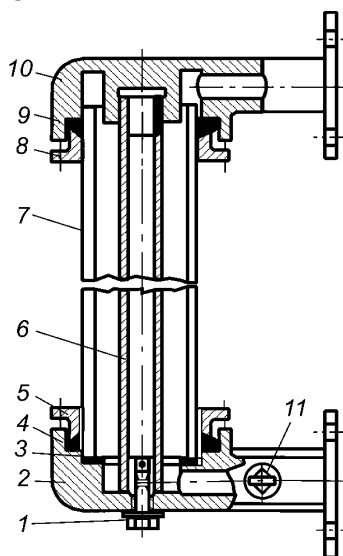
Монтаж охлаждающей системы типа ДЦ:

*а* — выносные охлаждающие устройства (ОУ); *б* — навесные ОУ; *в* — расположение навесных охлаждающих устройств на баке трансформатора IV габарита; 1 — термосифонный фильтр; 2 — охладитель; 3 — масляный насос; 4 — стойка выносных ОУ; 5 — бак трансформатора; 6 — дутьевые вентиляторы.



**Рис. 3.20**  
Расширитель:

1 — кронштейн; 2 — газовое реле; 3, 9 — патрубки; 4 — кран; 5 — фланец газового реле; 6 — трубка; 7 — предохранительная труба; 8 — расширитель; 10 — крышка бака.



**Рис. 3.21**  
Маслоуказатель:

1 — болт; 2 — нижнее колено; 3 — прокладка из электрокартона; 4, 9 — резиновые прокладки; 5, 8 — втулки; 6 — стальная трубка; 7 — стеклянная трубка; 10 — верхнее колено; 11 — пробковый кран.

Ревизия трансформатора включает совокупность работ по вскрытию, осмотру, устранению неисправностей и герметизации активной части трансформатора. Чтобы избежать увлажнения изоляции, ограничивают продолжительность нахождения активной части трансформатора вне бака при температуре  $0^{\circ}\text{C}$ . Ревизия производится при температуре активной части трансформатора  $20^{\circ}\text{C}$  и выше. При температуре ниже  $0^{\circ}\text{C}$  трансформатор с маслом подогревают до  $20^{\circ}\text{C}$ .

Время ревизии может быть увеличено вдвое по сравнению с указанными выше нормами, если температура окружающего воздуха выше  $0^{\circ}\text{C}$ , влажность ниже 75% и температура активной части трансформатора превышает температуру окружающей среды не менее чем на  $10^{\circ}\text{C}$ . Ревизия трансформатора в зависимости от его мощности, класса напряжения, конструкции и условий монтажа может выполняться:

- подъемом активной части из бака трансформатора;
- осмотром активной части внутри бака;
- подъемом верхней съемной части бака трансформатора.

Осмотр трансформатора производят в закрытом помещении, проверяют масло, затяжку стяжных шпилек ярма, креплений отводов, барьеров, переключающих устройств, осевую прессовку обмоток. Равномерно по всей окружности производят подпрессовку обмоток (клиньями или подтягиванием винтов). Устраняют неисправности в изоляции 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 трансформатора и ярмовых балок (рис. 3.22) и схему заземления.

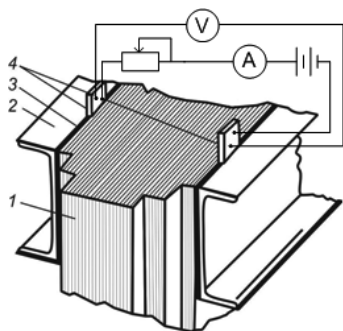


Рис. 3.22

Проверка сопротивления  
изоляции обмоток:

- 1 — верхнее ярмо; 2 — ярмовая балка;  
3 — электрокартонная изоляция ярма;  
4 — медная контактная пластина.



После проведения измерений и проверок активную часть трансформатора промывают сухим трансформаторным маслом и опускают в бак, после чего уплотняют места соединений. При установке активной части трансформатора в бак проверяют правильность расположения направляющих деталей относительно стенок бака.

### **3.7. ФАЗИРОВКА ТРАНСФОРМАТОРА**

После опробования трансформатора на холостом ходу проводится его фазировка, которая заключается в проверке чередования фаз трансформатора и их соответствия фазам питающей сети. При удовлетворительных результатах пробного включения трансформатор может быть включен под нагрузку и сдан в эксплуатацию.

Фазировку проводят перед включением трансформаторов на параллельную работу после монтажа или проведенного ремонта, проверяют допустимость параллельной работы как самих трансформаторов, так и трансформаторов с энергосистемой.

При фазировке поочередно производят измерение напряжений между фазой подключаемого трансформатора и тремя фазами сети в целях отыскания совпадающих фаз, между которыми напряжение должно быть равно нулю. Для снижения опасности измерение обычно производят на стороне низкого напряжения (НН).

Для фазировки при вводе в работу используют два метода:

- при прямом методе фазировку производят непосредственно на находящейся под рабочим напряжением ошиновке трансформатора или на не связанных с этой ошиновкой аппаратах, оборудовании;
- при косвенном методе используют трансформаторы напряжения, присоединенные к фазлируемым частям электроустановки, и фазировку производят во вторичных цепях трансформаторов напряжения. Этот метод менее опасен, но более трудоемок.

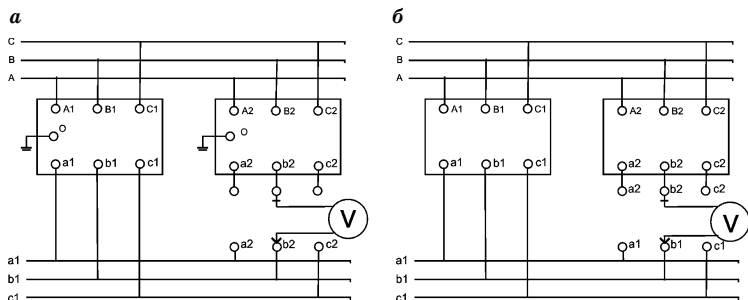
Фазировка считается законченной в случае совпадения всех трех фаз (нулевые показания вольтметра).

Условия параллельной работы трансформаторов:

- 1 — группы соединений обмоток трансформаторов должны быть одинаковы;
- 2 — равенство коэффициентов трансформации линейных напряжений на холостом ходу;
- 3 — равенство напряжений короткого замыкания.

Фазировка трансформаторов — это проверка совпадения фаз вторичных напряжений у двух трансформаторов, включаемых на параллельную работу. При фазировке трансформаторов с заземленными нейтралями (рис. 3.23а) измеряют напряжение между выводом а1 и тремя выводами а2, b2, с2, затем между выводом b1 и этими же тремя выводами и, наконец, между с1 и теми же тремя выводами.

При фазировке трансформаторов без заземленных нейтралей (рис. 3.23б) последовательно ставят перемычку сначала между выводами а2–а1 и измеряют напряжение между выводами b2–b1 и с2–с1, затем ставят перемычку между выводами b2–b1 и замеряют напряжение между выводами а2–а1 и с2–с1 и, наконец, ставят перемычку между выводами с2–с1 и замеряют напряжение между выводами а2–а1 и b2–b1. Для параллельной работы трансформаторов соединяются те выводы, между которыми нет напряжения.



**Рис. 3.23**

Схемы фазировки трансформаторов  
для включения их на параллельную работу

### 3.8. ВКЛЮЧЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРА

Включение трансформатора под напряжение допускается не ранее чем через 12 ч после последней доливки масла. На время пробного включения трансформатора максимальную защиту устанавливают с нулевой выдержкой времени, сигнальные контакты газовой защиты пересоединяют на отключение выключателя.

До пробного включения трансформатора проверяют:

- уровень масла в расширителе и маслонаполненных вводах;
- состояние изоляторов (отсутствие повреждений, грязи, краски);
- отсутствие посторонних предметов на трансформаторе;
- открыты ли радиаторные краны, кран маслопровода, газового реле, а также задвижки (верхняя и нижняя) систем охлаждения Д и Ц;
- отсутствие воздуха в трансформаторе (отвинчиванием пробок на вводах, люках и других частях), а также в газовом реле;
- заземление бака;
- отсутствие течи масла;
- правильность положения указателей на всех переключателях напряжения, а в трансформаторах с регулированием под нагрузкой (РПН) — схему управления приводом переключающего устройства;
- соблюдение всех требований техники безопасности.

Включение трансформатора производят толчком на номинальное напряжение не менее чем на 30 мин, при этом его прослушивают и наблюдают за состоянием.

Нормальная работа трансформатора сопровождается умеренным равномерным звуком без резкого гудения или повышенного местного шума и треска внутри него.

Трансформатор ТРДН-40000/115 У1 отключают в следующих случаях:

- сильном (или неравномерном) шуме или потрескивании внутри него;
- ненормально возрастающей температуре масла;

- выбросе масла из расширителя или разрыве диафрагмы выхлопной трубы;
- течи масла, вызывающей резкое снижение его уровня в расширителе, и при других явных признаках нарушения нормального состояния.

После снятия напряжения изменяются уставка максимальной защиты и сигнальные контакты газовой защиты на сигнал, после чего несколько раз включают и отключают трансформатор толчком на полное номинальное напряжение для проверки отстройки его защиты от бросков намагничивающего тока.

При удовлетворительных результатах пробного включения трансформатор ставится под нагрузку и принимается в эксплуатацию.

### 3.9.

## МОДЕЛЬ ОТКАЗОВ И ВОССТАНОВЛЕНИЕ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Проблема обоснования целесообразного уровня надежности систем электроснабжения на современном этапе развития имеет большое значение. Аварийные и внезапные перебои электроснабжения потребителей вызывают большой народнохозяйственный ущерб, обусловленный поломкой оборудования, порчей сырья и материалов, затратами на ремонты, недовыпуском продукции, простоями технологического оборудования и рабочей силы, а также издержками, связанными с другими факторами.

### ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ

**Надежностью** называется свойство устройства выполнять необходимые функции, сохраняя в течение заданного промежутка времени значения эксплуатационных показателей в требуемых пределах. Если все параметры устройства соответствуют требованиям документации, такое состояние называют **работоспособным**, а событие, состоящее в нарушении работоспособности, — **отказом**.

Отказ может наступить не только при механических или электрических повреждениях (обрывы, короткие за-

мыкания), но и при нарушении регулировки, из-за «ухода» параметров элементов за допустимые пределы и т. п. Отказы отдельных элементов, а также изменения параметров элементов могут привести к нарушению устойчивости и ухудшению показателей качества переходного процесса (времени установления переходного процесса, установившегося значения регулируемого параметра, регулирования, установившейся ошибки), что также является отказом системы.

Различают внезапные и постепенные отказы.

**Внезапные отказы** возникают в результате скачкообразного изменения эксплуатационных параметров элемента или устройства. Они являются результатом скрытых недостатков технологии производства или скрытых изменений параметров, накапливающихся в процессе эксплуатации при ударах, вибрациях и т. д. Примеры внезапных отказов — обрыв провода, короткое замыкание, пробой полупроводникового прибора.

**Постепенные отказы** характеризуются постепенными, плавными изменениями во времени параметров элементов или устройств, вызванными необратимыми процессами старения, износа, а также нарушением условий регулировки.

Интенсивностью отказов называется отношение числа изделий, отказавших в единицу времени, к среднему числу изделий, продолжающих исправно работать.

Поскольку отказы являются случайными событиями, то для исследования надежности применяют теорию вероятностей и математическую статистику.

Надежность проявляется через безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость.

**Безотказность** — свойство системы (элемента) непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого времени.

**Долговечность** — свойство системы (элемента) сохранять работоспособность до наступления предельного состояния с перерывами для технического обслуживания и ремонта. Предельное состояние может устанавливаться по изменениям параметров, условиям безопасности,

экономическим показателям, необходимости капитального ремонта и т. д.

**Ремонтопригодность** — свойство системы (элемента), заключающееся в приспособлении ее к предупреждению, обнаружению и устранению отказов путем проведения технического обслуживания и ремонта.

**Сохраняемость** — свойство системы (элемента) непрерывно сохранять исправное, работоспособное состояние в течение всего времени хранения.

Надежность элементов зависит от качества материалов, технологии изготовления и т. п.

Количественные характеристики надежности — вероятность безотказной работы, интенсивность отказов, средняя наработка до отказа (среднее время безотказной работы) и др.

Рассмотрим трансформатор ТРДН-40000/115 У1 как элемент, условно состоящий из двух последовательно соединенных элементов, в одном из которых могут появляться внезапные отказы, а в другом — постепенные. Первые появляются вследствие резкого изменения основных параметров под воздействием одного или нескольких случайных факторов внешней среды либо вследствие ошибок обслуживающего персонала. При вторых наблюдается плавное, постепенное изменение параметра элементов в результате износа отдельных частей или всего элемента в целом.

Вероятность безотказной работы представим произведением вероятностей

$$P_{\text{тр}}(t) = P_{\text{в}}(t)P_{\text{и}}(t), \quad (3.3)$$

где  $P_{\text{в}}(t)$ ,  $P_{\text{и}}(t)$  — соответственно вероятности безотказной работы условных элементов, соответствующих внезапно-му и постепенному отказам вследствие износа.

В теории надежности в качестве основного распределения времени безотказной работы на  $t$  часов наработки, при внезапных отказах принимается показательное распределение:

$$P(t > T) = e^{-\lambda t}, \quad (3.4)$$

где  $\lambda$  — интенсивность потока отказов;  $T$  — продолжительность безотказной работы;  $t$  — время работы, ч.

Постепенные отказы силового трансформатора происходят в основном по причине износа изоляции. Износ можно описать законом распределения Вейбулла — Гнеденко:

$$P(T < t) = \begin{cases} 0, & \text{если } t \leq t_0; \\ e^{-c(t-t_0)}, & t > t_0, \end{cases} \quad (3.5)$$

где  $t_0$  — порог чувствительности, т. е. элемент гарантированно не откажет, в интервале времени от 0 до  $t_0$  вероятность отказа может быть равна нулю;  $c$  — коэффициент надежности.

Тогда окончательно имеем

$$P_{\text{тр}}(t) = e^{-\lambda t} e^{-ct}. \quad (3.6)$$

Причинами внезапных отказов силового трансформатора являются повреждения вводов трансформатора вследствие перекрытия контактных соединений, утечка

Т а б л и ц а 3.2

**Статистический ряд  
внезапных и постепенных отказов  
силового трансформатора**

Y, ч	Y, ч	Y, ч	X, ч	X, ч	X, ч
50 785	54 733	57 981	36 302	39 215	42 492
51 355	55 216	58 217	36 581	39 628	42 906
52 062	55 392	58 564	36 728	40 041	43 774
52 573	55 739	58 783	37 141	40 451	44 608
52 914	56 107	59 612	37 554	40 869	45 022
53 529	56 438	60 205	37 967	41 283	45 436
53 986	56 854	60 483	38 380	41 664	45 850
54 349	57 546	60 761	38 793	42 078	46 264
$Y_{\text{ср}}$		$\Delta\tau$	$T$		$\lambda$
56 209		1827	40 974		2,44057E-05

Т а б л и ц а 3.3

**Характерные повреждения трансформаторов**

Элементы трансформатора	Повреждение	Возможные причины
Обмотки	Межвитковое замыкание	Естественное старение и износ изоляции; систематические перегрузки трансформатора; динамические усилия при сквозных коротких замыканиях
	Замыкание на корпус (пробой); междуфазное замыкание	Старение изоляции, увлажнение масла и понижение его уровня; внутренние и внешние перенапряжения; деформация обмоток вследствие динамических нагрузок при коротких замыканиях
	Обрыв цепи	Отгорание отводов обмотки в результате низкого качества соединения или электродинамических нагрузок при коротких замыканиях
Переключатели напряжения	Отсутствие контакта	Нарушение регулировки переключающего устройства
	Оплавление контактной поверхности	Термическое воздействие сверхтоков на контакт
	Перекрытие на корпус	Трещины в изоляторах; понижение уровня масла в трансформаторе при одновременном загрязнении внутренней поверхности изолятора
	Перекрытие между вводами отдельных фаз	Повреждение изоляции отводов к вводам или переключателю
Магнитопровод	Увеличение тока холостого хода	Ослабление шихтованного пакета магнитопровода
	«Пожар стали»	Нарушение изоляции между отдельными пластинами стали или изоляции стяжных болтов; слабая прессовка пластин; образование короткозамкнутого контура при повреждении изоляционных прокладок между ярмом и магнитопроводом; образование короткозамкнутого контура при выполнении заземления магнитопровода со стороны вводов обмоток высокого (ВН) и низкого напряжения
Бак и арматура	Течь масла из сварных швов, кранов и фланцевых соединений	Нарушение сварного шва от механических или температурных воздействий; плохо притерта пробка крана; повреждена прокладка под фланцем



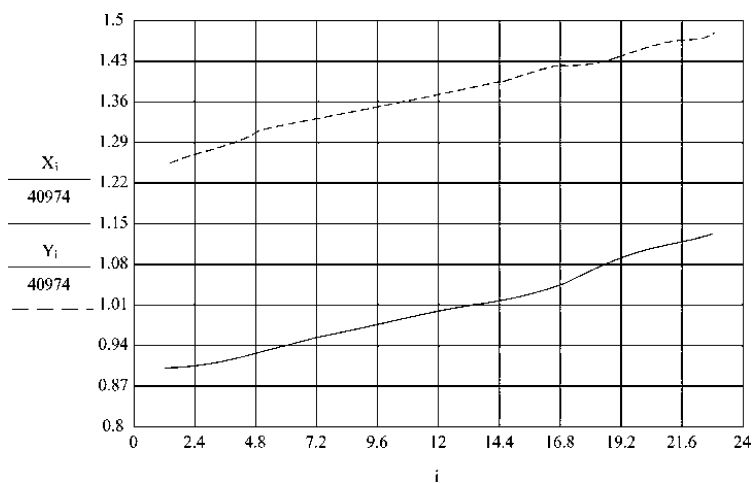


Рис. 3.24

График внезапных и постепенных отказов трансформатора

масла. Причинами постепенных отказов, в свою очередь, будут нарушения изоляции обмоток вследствие возникновения внешних и внутренних перенапряжений, сквозных токов коротких замыканий и дефектов изготовления. На основании принятых критериев выделяются два статистических ряда для внезапных и постепенных отказов табл. 3.2.

В табл. 3.3 приведены характеристики повреждений (отказ трансформатора).

На основании табл. 3.2 построим график внезапных и постепенных отказов силового трансформатора ТРДН-40000/115 У1 (см. рис. 3.24)  $i = 1 \dots 24$ .

Параметр показательного закона  $\lambda$  (интенсивность отказов) находим по формуле

$$\lambda = \frac{1}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i}, \quad (3.7)$$

где  $x_i$  — значение наработок на отказ  $i$ -го элемента;  $n$  — число элементов.

Среднее время безотказной работы определим по формуле

$$\bar{T}_{1\text{тр}} = \frac{1}{\lambda_{1\text{тр}}}. \quad (3.8)$$

$$\lambda := \frac{1}{\left(\frac{1}{24}\right)X} =$$

	0
0	6,611·10 <sup>-4</sup>
1	6,561·10 <sup>-4</sup>
2	6,535·10 <sup>-4</sup>
3	6,462·10 <sup>-4</sup>
4	6,391·10 <sup>-4</sup>
5	6,321·10 <sup>-4</sup>
6	6,253·10 <sup>-4</sup>
7	6,187·10 <sup>-4</sup>
8	6,12·10 <sup>-4</sup>
9	6,056·10 <sup>-4</sup>
10	5,994·10 <sup>-4</sup>
11	5,933·10 <sup>-4</sup>
12	5,872·10 <sup>-4</sup>
13	5,814·10 <sup>-4</sup>
14	5,76·10 <sup>-4</sup>
15	...

$$T := \frac{1}{\lambda} =$$

	0
0	1,513·10 <sup>3</sup>
1	1,524·10 <sup>3</sup>
2	1,53·10 <sup>3</sup>
3	1,548·10 <sup>3</sup>
4	1,565·10 <sup>3</sup>
5	1,582·10 <sup>3</sup>
6	1,599·10 <sup>3</sup>
7	1,616·10 <sup>3</sup>
8	1,634·10 <sup>3</sup>
9	1,651·10 <sup>3</sup>
10	1,668·10 <sup>3</sup>
11	1,685·10 <sup>3</sup>
12	1,703·10 <sup>3</sup>
13	1,72·10 <sup>3</sup>
14	1,736·10 <sup>3</sup>
15	...

Кривая изменения интенсивности потока отказов во времени трансформатора ТРДН-40000/115 У1 представлена на рис. 3.25.

Из-за скрытых дефектов интенсивность отказов на участке приработки высока, но с течением времени уменьшается.

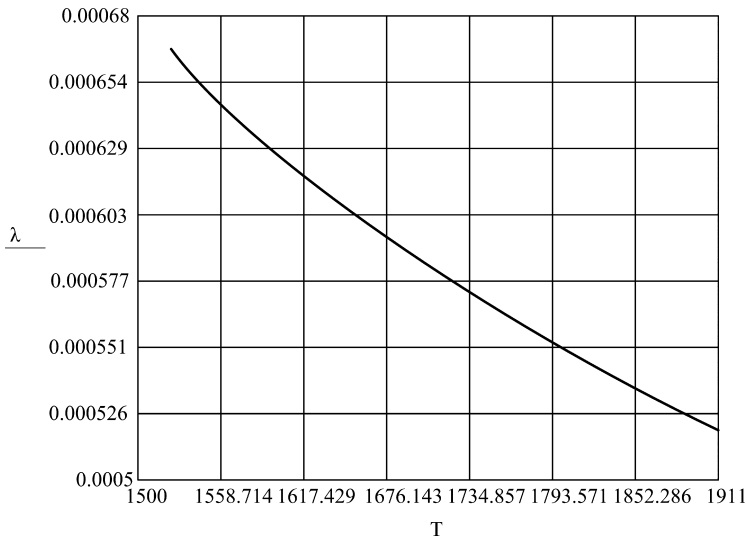
Оцениваем параметры распределения Вейбулла — Гнеденко, для этого вычислим среднее значение наработки на отказ:

$$y_{\text{ср}} = \frac{1}{m} \sum_1^m y_i. \quad (3.9)$$

Разобьем выборку  $y$  на интервалы, которые выберем по формуле

$$\Delta t = \frac{y_{\text{max}} - y_{\text{min}}}{1 + 3,31 \lg m}. \quad (3.10)$$

Подсчитаем, сколько отказов попало в каждый из полученных интервалов (табл. 3.4).



**Рис. 3.25**  
Интенсивность потока отказов силового трансформатора

Т а б л и ц а 3.4

**Отказы трансформатора  
на определенном интервале**

Интервалы	1	2	3	4	5	6
Мин	50 785	52 612	54 439	56 265	58 092	59 919
Макс	52 612	54 439	56 265	58 092	59 919	61 746
1	52 573	54 349	57 981	56 107	59 612	61 039
2	52 062	53 986	57 546	55 392	58 783	60 761
3	51 355	53 529	56 854	55 739	58 564	60 483
4	50 785	52 914	56 438	55 261	58 217	60 205
$Y_{\text{иср}}$	51 694	53 695	57 205	55 444	58 794	60 622
$p_i$	0,16	0,16	0,16	0,2	0,16	0,16
$D$	$\sigma$	$\nu$	$1/\alpha$	$C$	$T$	$\lambda$
8 734 345	2955	0,052578	0,045	1,63E-106	56 209	1,779E-05

Относительную частоту событий определяем по формуле

$$p_i = m_i / m. \quad (3.11)$$

Определим среднее значение для каждого интервала:

$$\bar{y}_i = \frac{1}{m_i} \sum_1^m y_i. \quad (3.12)$$

Вычислим значение дисперсии  $D$  по формуле

$$D = \sum_{i=1}^R (\bar{y}_i - \bar{y}_{\text{ср}})^2 p_i. \quad (3.13)$$

Определим среднеквадратичное отклонение:

$$\sigma = \sqrt{D}. \quad (3.14)$$

Вычислим коэффициент вариации по формуле

$$\bar{v} = \frac{\sigma}{\bar{y}_{\text{ср}}}. \quad (3.15)$$

Значение параметра формы принимаем  $1/\alpha = 0,31$ .

По найденным значениям вычислим параметр масштаба  $C$  распределения Вейбула — Гниденко:

$$c = \left( \frac{\bar{y}_{\text{ср}}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{\alpha}\right)} \right)^{-\alpha},$$

$$\Gamma(1,0351) = 0,987. \quad (3.16)$$

Среднее время безотказной работы для распределения Вейбула — Гниденко определим по формуле

$$\bar{T}_{2mp} = \frac{\Gamma(1 + 1/\alpha)}{c^{1/\alpha}}; \quad (3.17)$$

$$\lambda_{2\text{тр}} = \frac{1}{T_{2\text{тр}}} = 0,00002. \quad (3.18)$$

Интенсивность восстановления определяем по данным статистического ряда, представленного в табл. 3.5.

Таблица 3.5

**Статистический ряд времени восстановления внезапных и постепенных отказов силового трансформатора**

Восстановление			
15,8	18,7	22,4	26,1
18,2	21,7	25,4	20,5
21,2	24,7	17,6	23,6
24,2	17,1	20,1	26,5
16,4	19,5	22,9	27,2
$T = 21,49$		$\mu = 0,0465333$	

Интенсивность восстановления определим по формуле

$$\mu_{\text{тр}} = \frac{1}{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n z_i}. \quad (3.19)$$

Вероятность восстановления силовых трансформаторов определим по формуле

$$P_{\text{вос. тр}} = 1 - e^{-\mu_{\text{тр}}}. \quad (3.20)$$

Результаты расчетов по формулам (3.1)...(3.18) представлены в табл. 3.3...3.5.

**Вывод.** Рассчитав модель отказов и восстановление силового трансформатора ТРДН-40000/115 У1, получили его срок службы — 56 209 ч, что соответствует ГОСТу. Время на приработку — 1911 ч. Из графика отказов силового трансформатора ТРДН-40000/115 У1 можно определить вероятное время отказов и время обслуживания трансформатора.

### 3.10. ПУСКОНАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ

После окончания монтажа электрическую машину при отключенном приводном механизме прокручивают вручную [1, 3, 6]. Затем осуществляют пуск двигателей на холостом ходу с проверкой направления вращения ротора и, если оно совпадает с заданным, продолжают испытания,

определяя 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) и температуру подшипников. 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 правильной работе защиты составляют акт о приемке машины в эксплуатацию.

После окончания монтажа трансформатора перед его включением необходимо убедиться в исправности цепей управления, защиты, сигнализации и автоматики. Первое включение должно носить пробный характер, при этом принимаются меры по автоматическому отключению в случае проявления дефектов.

Сигнальные контакты газовых реле при первом включении трансформатора следует пересоединить «на отключение» (обычно они работают «на сигнал»). Пробное включение трансформатора на рабочее напряжение допускается не ранее чем через 12 ч после последней доливки его маслом и продолжается не менее 30 мин. Наблюдают за состоянием трансформатора, затем его отключают, после чего включают 3...4 раза подряд для отстройки защиты 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°C.

После опробования трансформатора на холостом ходу проводится его фазировка, которая заключается в проверке чередования фаз трансформатора и их соответствия фазам питающей сети. При удовлетворительных результатах пробного включения трансформатор может быть включен под нагрузку и сдан в эксплуатацию.

### 3.11. МЕТОДИКИ ИСПЫТАНИЙ И ИЗМЕРЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ ТРАНСФОРМАТОРОВ

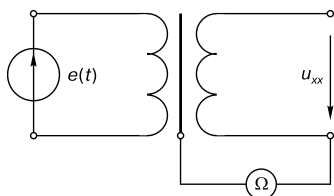
В соответствии с требованиями ПУЭ объем приемосдаточных испытаний трансформатора включает следующие работы:

1. Определение условий включения трансформаторов.
2. Измерение сопротивления изоляции.
3. Фазировка трансформатора.
4. Проверка коэффициента трансформации.
5. Проверка группы соединения трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных трансформаторов.
6. Измерение тока и потерь холостого хода при номинальном и малом напряжении.
7. Проверка работы переключающего устройства и снятие круговой диаграммы.
8. Испытание бака с радиаторами гидравлическим давлением.
9. Проверка системы охлаждения.
10. Проверка состояния силикагеля.
11. Испытание трансформаторного масла.
12. Испытание включением толчком на номинальное напряжение.
13. Испытание вводов.
14. Испытание встроенных трансформаторов тока.

Рассмотрим некоторые испытания из вышеприведенного списка.

#### ИЗМЕРЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЙ ИЗОЛЯЦИИ

Измерение сопротивлений  $R_{60}$  и  $R_{15}$  (рис. 3.26) проводят перед измерением остальных характеристик трансформатора. Сопротивление изоляции измеряют мегомметром на 2500 В с верхним пределом измерения не ниже 10 000 МОм. Перед началом измерения все обмотки должны быть заземлены не менее чем на 5 мин, а между отдельными измерениями — не менее, чем на 2 мин. Значения  $R_{60}$  изоляции, измеренные при монтаже (при заводской температуре или



**Рис. 3.26**  
Измерение сопротивления  
изоляции трансформатора  
мегаомметром

приведенные к этой температуре), должны быть не менее 70% значения, указанного в паспорте трансформатора. Значения  $R_{60}$ , измеренные при температуре  $t_1$  на монтаже, приводят к температуре измерения  $t_2$  на заводе с помощью коэффициента  $K_2$ , значения которого приведены в табл. 3.6.

$$R_{60} = \frac{R_{60_1}}{k_2},$$

где  $R_{60}$  — измеренное значение,  $R_{60_1}$  — приведенное к температуре заводских измерений.

Данные измерений  $R_{60}$  допускается пересчитывать по температуре при разности температур не более  $+10^\circ\text{C}$ .

Для остальных трансформаторов коэффициент абсорбции  $R_{60}/R_{15}$  обмоток должен соответствовать заводским данным.

Значение коэффициента для разности температур, не указанной в таблице, определяется умножением коэффициентов, сумма разности температур которых равна рассматриваемой разности (например: коэффициент, соответствующий разнице температур  $8^\circ\text{C}$ , определяется умножением коэффициентов соответственно для разностей температур 3 и  $5^\circ\text{C}$ ).

Таблица 3.6

**Значения поправочных коэффициентов  
для пересчета характеристик обмоток и масла**

Разность температур, $t_2 - t_1, ^\circ\text{C}$	Значения			Разность температур, $t_2 - t_1, ^\circ\text{C}$	Значения		
	K1	K2	K3		K1	K2	K3
1	1,03	1,04	1,04	20	1,75	2,25	2,25
2	1,06	1,08	1,08	25	2,0	2,75	2,75
3	1,09	1,13	1,13	30	2,3	3,4	3,4
4	1,12	1,17	1,17	35	—	—	4,15
5	1,15	1,22	1,22	40	—	—	5,1
10	1,31	1,5	1,5	45	—	—	6,2
15	1,51	1,84	1,84	50	—	—	7,5



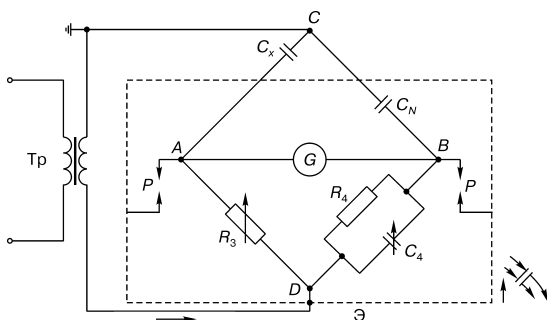
### ИЗМЕРЕНИЕ ТАНГЕНСА УГЛА ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ $\operatorname{tg}\delta$

Тангенс угла диэлектрических потерь  $\operatorname{tg}\delta$  обмоток измеряют мостом переменного тока по перевернутой схеме (рис. 3.27). Перевернутая (обратная) схема применяется для измерения диэлектрических потерь объектов, имеющих один заземленный электрод. Измерение  $\operatorname{tg}\delta$  на трансформаторах, залитых маслом, проводится при напряжении, не превышающем  $2/3$  заводского испытательного напряжения испытываемой обмотки. Измерение  $\operatorname{tg}\delta$  при сушке трансформатора без масла допускается производить при напряжении не выше 220 В.

Значения  $\operatorname{tg}\delta$ , приведенные к заводской температуре, не превышающие 1%, считают удовлетворительными без сравнения с паспортными значениями. При измерении характеристик изоляции необходимо учитывать влияние  $\operatorname{tg}\delta$  масла, заливаемого в трансформатор.

Значения  $\operatorname{tg}\delta$ , приведенные к заводской температуре, не превышающие 1%, следует считать удовлетворительными без сравнения с паспортными значениями. Значения  $\operatorname{tg}\delta_1$ , измеренного при температуре  $t$  на монтаже, приводят к температуре измерения  $t_z$  на заводе с помощью коэффициента  $K_1$ , значения которого приведены в табл. 3.6.

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



**Рис. 3.27**  
Перевернутая (обратная) схема  
включения моста переменного тока:

Tr — испытательный трансформатор;  $C_N$  — образцовый конденсатор;  $C_x$  — испытываемый объект;  $G$  — гальванометр;  $R_3$  — переменный резистор;  $R_4$  — постоянный резистор;  $C_4$  — магазин емкостей.

где  $\operatorname{tg}\delta$  — измеренное значение  $\operatorname{tg}\delta_1$ , приведенное к температуре заводских измерений. Данные измерений  $\operatorname{tg}\delta$  допускается пересчитывать по температуре при разности температур не более  $+10^\circ\text{C}$ .

При измерении характеристик изоляции необходимо учитывать влияние  $\operatorname{tg}\delta$  масла, заливаемого в трансформатор. Если  $\operatorname{tg}\delta$  масла, залитого при монтаже в трансформатор ( $\operatorname{tg}\delta_{\text{м2}}$ ) находится в допустимых ГОСТом пределах, но отличается от заводского значения, фактические значения  $\operatorname{tg}\delta_{\text{ф}}$  и  $R_{60}$  изоляции с учетом влияния  $\operatorname{tg}\delta$  масла определяются по формулам

$$\operatorname{tg}\delta_{\text{тм}} = \operatorname{tg}\delta_{\text{из}} - K(\operatorname{tg}\delta_{\text{м2}} - \operatorname{tg}\delta_{\text{м1}}),$$

$$R_{60\text{тм}} = R_{60\text{из}} \frac{\operatorname{tg}\delta_{\text{м2}}}{\operatorname{tg}\delta_{\text{м1}}},$$

где  $\operatorname{tg}\delta_{\text{из}}$ ,  $R_{60\text{из}}$  — измеренные значения  $\operatorname{tg}\delta$  и  $R_{60}$  изоляции;  $K$  — коэффициент приведения, имеющий приближенное значение 0,45;  $\operatorname{tg}\delta_{\text{м2}}$  — значение  $\operatorname{tg}\delta$  масла, залитого при монтаже, приведенное к температуре измерения характеристик изоляции на монтаже с помощью коэффициента  $K_3$ ;  $\operatorname{tg}\delta_{\text{м1}}$  — значение  $\operatorname{tg}\delta$  масла, залитого на заводе, приведенное к температуре измерения характеристик изоляции на заводе с помощью коэффициента  $K_3$  (табл. 3.7):

$$\operatorname{tg}\delta_{\text{м1}} = \operatorname{tg}\delta'_{\text{м1}} K_3, \quad \operatorname{tg}\delta_{\text{м2}} = \operatorname{tg}\delta'_{\text{м2}} K_3,$$

если температура при измерении  $\operatorname{tg}\delta$  масла ниже температуры при измерении характеристик изоляции;  $\operatorname{tg}\delta'_{\text{м1}}$ ,  $\operatorname{tg}\delta'_{\text{м2}}$  — измеренные значения  $\operatorname{tg}\delta$  масла, залитого соответственно на заводе и при монтаже.

Емкость изоляции принято измерять при двух частотах: 2 и 50 Гц ( $\Delta C$ ,  $C$ ). При измерении емкости изоляции на частоте 50 Гц успевает проявиться только геометриче-

Таблица 3.7

Значения  $\Delta C/C$ , % при различных температурах

Мощность и напряжение обмотки ВН	Измерения	Температура, $^\circ\text{C}$				
		10	20	30	40	50
До 35 кВ включительно	В конце ревизии	13	20	30	45	75

ская емкость, одинаковая у сухой и у влажной изоляции. При измерении емкости изоляции на частоте 2 Гц успевает проявиться абсорбционная емкость влажной изоляции, в то время как у сухой изоляции она меньше и заряжается медленно. Температура при измерениях должна быть не ниже +10°C. Отношение  $C_2/C_{50}$  для увлажненной изоляции составляет около 2, а для неувлажненной — около 1. Определение влажности изоляции силовых трансформаторов осуществляется также по приросту емкости за 1 с. При этом методе производится заряд емкости изоляции, а затем разряды: быстрый (закорачиванием сразу после окончания заряда) и медленный (закорачиванием через 1 с после окончания заряда). Отношение  $\Delta C/C$  измеряют для каждой обмотки при соединении с заземленным корпусом свободных обмоток. Перед измерением обмотку заземляют на 2...3 мин. Провода, соединяющие прибор с испытуемой обмоткой, должны быть возможно короче. Если значения  $\Delta C$  и  $C$  проводов можно измерить по прибору, вносится поправка вычитанием  $\Delta C$  и  $C$  проводов из результатов измерения полностью собранной схемы с испытываемым трансформатором. Величина отношения  $\Delta C/C$ , измеренная в конце ревизии, и разность в % между величиной  $\Delta C/C$  в конце и начале ревизии должны быть в пределах величины приведенных в табл. 3.7.

Величина  $\Delta C/C$  увеличивается с повышением температуры. Поэтому, если за время ревизии трансформатора изменилась температура выемкой части и измерение  $\Delta C/C$  в конце и начале ревизии производились при различных температурах, их необходимо перед сопоставлением привести к одной температуре путем умножения на коэффициент температурного пересчета  $K$ , значения которого представлены в табл. 3.8.

Таблица 3.8

Значения коэффициента температурного пересчета,  $K$

	Разность температур, 12-11, °C									
	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
$K$	1,25	1,55	1,95	2,4	3	3,7	4,6	5,7	7	8,8

### ИЗМЕРЕНИЕ ЕМКОСТИ ИЗОЛЯЦИИ

Значения  $\Delta C/C$ , измеренные по прибытии трансформаторов на место монтажа, не нормируются, но должны использоваться в качестве исходных данных в эксплуатации.

При измерении  $\Delta C$  и  $C$  изоляции трансформаторов и выше в конце монтажа до заливки маслом необходимо учитывать  $\Delta C$  и  $C$  маслонаполненных вводов трансформаторов введением поправок (вычитанием значения, измеренного на неустановленном вводе, из значения измеренного на трансформаторе с установленными вводами).

Отношение  $C_2/C_{50}$  и  $\Delta C/C$  измеряются приборами ЕВ-3 или ПКВ-8. Перед измерением все обмотки должны быть заземлены не менее чем на 5 мин. Измерение емкости трансформаторов производится главным образом для определения влажности обмоток. Оно основано на том, что емкость неувлажненной изоляции при изменении частоты изменяется меньше (или совсем не изменяется), чем емкость увлажненной изоляции. Емкость изоляции принято измерять при двух частотах: 2 и 50 Гц ( $\Delta C$  и  $C$ ). При измерении емкости изоляции на частоте 50 Гц успевает проявиться только геометрическая емкость, одинаковая у сухой и у влажной изоляции. При измерении емкости изоляции на частоте 2 Гц успевает проявиться абсорбционная емкость влажной изоляции, в то время как у сухой изоляции она меньше и заряжается медленно. Температура при измерениях должна быть не ниже  $+10^\circ\text{C}$ . Отношение  $C_2/C_{50}$  для увлажненной изоляции составляет около 2, а для неувлажненной — около 1.

Определение влажности изоляции силовых трансформаторов осуществляется также по приросту емкости за 1 с. При этом методе производится заряд емкости изоляции, а затем разряды: быстрый (закорачиванием сразу после окончания заряда) и медленный (закорачиванием через 1 с после окончания заряда). В первом случае определяется емкость  $C$ , во втором случае — прирост емкости за счет абсорбционной емкости, которая успевает проявиться за 1 с у влажного трансформатора, но не успевает проявиться у сухого. У сухого трансформатора  $\Delta C$  незначительна и составляет  $0,02...0,08^\circ\text{C}$  при температуре  $+10^\circ\text{C}$ , у влажного  $\Delta C \gg 0,1^\circ\text{C}$ .

Обычно эти измерения производят в начале ревизии трансформатора, после подъема выемкой части и в конце ревизии, до погружения керна трансформатора в масло, а также в процессе сушки.

Отношение  $\Delta C/C$  измеряют для каждой обмотки при соединении с заземленным корпусом свободных обмоток. Перед измерением испытуемую обмотку заземляют на 2...3 мин. Провода, соединяющие прибор с испытуемой обмоткой, должны быть возможно короче. Если значения  $\Delta C$  и  $C$  проводов можно измерить по прибору, вносятся поправка вычитанием  $\Delta C$  и  $C$  проводов из результатов измерения полностью собранной схемы с испытываемым трансформатором.

#### **ИСПЫТАНИЕ ВНУТРЕННЕЙ ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРА**

Испытание внутренней изоляции трансформатора должно производиться на собранных трансформаторах (установлены постоянные вводы, залито масло, крышки трансформатора закрыты на болты).

Перед испытанием производится проверка сопротивления изоляции мегомметром. Трансформаторное масло для вновь вводимых трансформаторов должно соответствовать нормам.

Испытанию повышенным напряжением промышленной частоты подвергается изоляция обмоток трансформатора вместе с вводами. Испытательное напряжение приведено в табл. 3.9. Продолжительность приложения нормативного испытательного напряжения — 1 мин.

Испытание повышенным напряжением изоляции обмоток маслонаполненных трансформаторов не обязательно.

*Таблица 3.9*

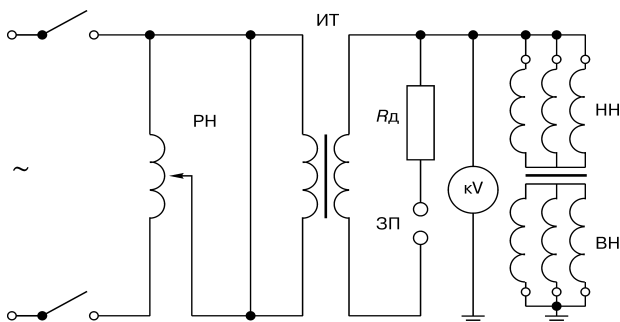
**Испытательное напряжение промышленной частоты  
внутренней изоляции силовых трансформаторов  
и реакторов с нормальной изоляцией и трансформаторов  
с облегченной изоляцией (маслонаполненных)**

Класс напряжения обмотки, кВ	Испытательное напряжение по отношению к корпусу и другим обмоткам, кВ, для изоляции	
	Нормальной	Облегченной
110	180	

Изоляция линейного вывода обмоток трансформаторов напряжением 110 кВ и выше, имеющих неполную изоляцию нейтрали (испытательное напряжение 85 и 100 кВ), испытывается только индуктированием, а изоляция нейтрали — приложенным напряжением.

Испытанию повышенным напряжением промышленной частоты подвергается также изоляция доступных стержневых шпилек, прессующих колец и ярмовых балок. Испытания следует производить в случае осмотра активной части. Испытательное напряжение — 1...2 кВ. Продолжительность испытания — 1 мин.

Испытанию подвергается изоляция каждой из обмоток. Все остальные выводы других обмоток, включая выводы расщепленных ветвей обмоток, заземляют вместе с баком трансформатора. Подлежат заземлению и зажимы измерительных обмоток встроенных трансформаторов тока, выводы измерительных обкладок вводов (при наличии их на силовом трансформаторе). Схема испытания представлена на рис. 3.28. Для защиты испытываемой обмотки от случайного чрезмерного повышения напряжения параллельно к ней присоединяется шаровой разрядник с пробивным напряжением, равным 115...120% требуемого испытательного напряжения. Последовательно с разрядником включается токоограничивающее сопротивление, служащее для защиты шаров от оплавления при пробое воздушного промежутка между ними. При производстве испытаний трансформаторов температура изоляции обмоток не должна быть выше 40°C. Контроль величины испытательного напряжения должен производиться на стороне высшего напряжения испытательного трансформатора с помощью электростатического киловольтметра, например типа С-96, С-196. Исключение могут составлять силовые трансформаторы небольшой мощности с номинальным напряжением до 10 кВ включительно. Для них допускается испытательное напряжение измерять вольтметром, включая его на стороне НН испытательного трансформатора. Класс точности низковольтного вольтметра должен быть 0,5. Подъем напряжения при производстве испытаний допускается производить сразу до 50% испытательного, а затем плавно до



**Рис. 3.28**  
 Схема испытания внутренней изоляции  
 повышенным напряжением

полного значения со скоростью порядка  $1...1,5\%$  испытательного напряжения в 1 с. После выдержки в течение требуемого времени (1 мин) напряжение плавно снижается в течение времени порядка 5 с до значения  $25\%$  или менее испытательного, после чего цепь размыкается. Внутренняя изоляция масляного трансформатора считается выдержавшей испытание на электрическую прочность, если при испытании не наблюдалось пробоя или частичных нарушений изоляции, которые определяются по звуку разрядов в баке, выделению газа и дыма и по показаниям приборов (амперметра, вольтметра).

Измеряются междупазные сопротивления на всех ответвлениях обмоток всех фаз, если для этого не потребуется выемки сердечника. При наличии нулевого провода дополнительно измеряется одно из фазных сопротивлений. Сопротивление должно отличаться не более чем на  $2\%$  от сопротивления, полученного на таком же ответвлении других фаз, или от данных завода-изготовителя.

#### ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛАЖНОСТИ ПО КОЭФФИЦИЕНТУ АБСОРБЦИИ

Коэффициент абсорбции ( $R_{60}/R_{15}$ ) для неувлажненной обмотки при температуре  $10...30^{\circ}\text{C}$  лежит в пределах  $1,3...2,0$ ; для увлажненной — близок к единице. Это различие объясняется разной длительностью заряда абсорбционной емкости у сухой и влажной изоляции.

### ИЗМЕРЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ОБМОТОК ПОСТОЯННОМУ ТОКУ

Измеряются междуфазные сопротивления на всех ответвлениях обмоток всех фаз, если для этого не потребуется выемки сердечника. При наличии нулевого провода дополнительно измеряется одно из фазных сопротивлений. Сопротивление должно отличаться не более чем на 2% от сопротивления, полученного на таком же ответвлении других фаз, или от данных завода-изготовителя. Измерением сопротивления постоянному току обмоток силовых трансформаторов выявляются дефекты:

- в местах соединений ответвлений к обмотке;
- в местах соединений выводов обмоток к выводам трансформатора;
- в местах соединения отпаяк к переключателю;
- в переключателе — в контактах переключателя и его сочленениях;
- обрывы в обмотках (например, в проводах параллельных ветвей).

Измерения сопротивления постоянному току производятся мостовым методом или методом амперметра-вольтметра (рис. 3.29).

**Метод амперметра-вольтметра.** Измерения производятся приборами с классом точности 0,5. Пределы измерений приборов должны быть выбраны такими, чтобы отсчеты проводились во второй половине шкалы. Величина тока не должна превышать 20% номинального тока объ-

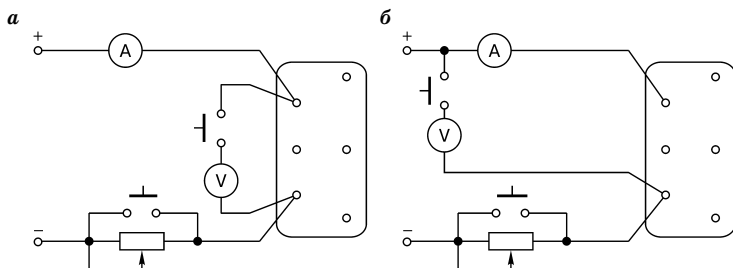


Рис. 3.29

Измерение сопротивления постоянному току обмоток трансформатора методом амперметра-вольтметра:

а — для малых сопротивлений; б — для больших сопротивлений.



екта измерения во избежание искажения результатов измерения из-за нагрева. Для исключения ошибок, обусловленных индуктивностью обмоток, сопротивление нужно измерять при полностью установившемся токе.

При измерениях сопротивления обмотки, обладающей большой индуктивностью, методом амперметра-вольтметра рекомендуется применять схему измерения, позволяющую снизить время установления тока в измерительной цепи временной формировкой тока. Это достигается шунтированием реостата (или части его) в течение нескольких секунд. Сопротивление реостата берут не менее чем в 8...10 раз большее, чем сопротивление обмотки.

**Мостовой метод.** Измерения производятся мостами типа Р333, Р369, МО-70, Р329. При измерении сопротивления мостами в цепь питания рекомендуется включать дополнительное сопротивление, снижая тем самым постоянную времени цепи, что ведет к уменьшению времени установления тока. В этих случаях для получения необходимого тока должна быть применена аккумуляторная батарея более высокого напряжения. Во избежание повреждения моста гальванометр включают при установившемся значении тока, а отключают до отключения тока.

Сопротивление постоянному току измеряется для всех ответвлений обмоток всех фаз. При наличии выведенной нейтрали измерение производится между фазовым выводом и нулевым.

### ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТА ТРАНСФОРМАЦИИ

При проверке коэффициента трансформации силового трансформатора ТМН-4000 выполняют:

- проверку соответствия паспортным данным и правильности подсоединения ответвлений обмоток к переключателю устройства РПН;
- проверку коэффициента трансформации на всех ступенях переключения устройства РПН. Коэффициент трансформации должен отличаться не более, чем на 2%, от значений, полученных на том же ответвлении на других фазах, или от данных завода-изготовителя.

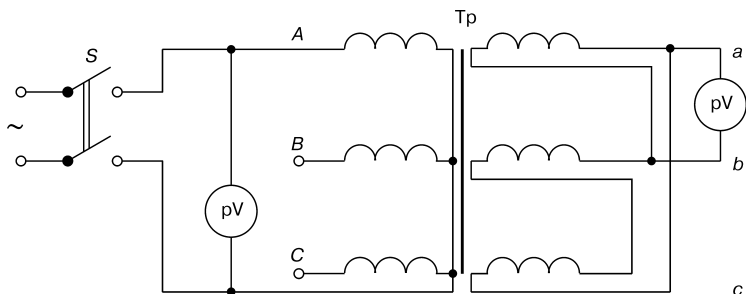


Рис. 3.30

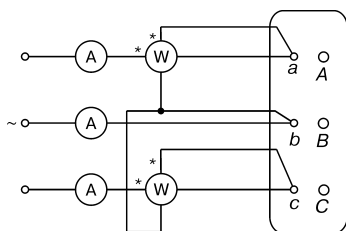
Измерение коэффициента трансформации силового трансформатора

Из предусмотренных ГОСТ 3484-77 методов определения коэффициента трансформации в практике наладочных работ используется метод двух вольтметров (рис. 3.30). По этому методу к одной из обмоток трансформатора подводится напряжение и двумя вольтметрами одновременно измеряется подводимое напряжение и напряжение на другой обмотке трансформатора. Подводимое напряжение не должно превышать номинальное и в то же время должно составлять не менее 1% номинального напряжения. Для трехфазных трансформаторов измерения можно проводить при трехфазном и однофазном возбуждении. Коэффициент трансформации находят для всех ответвлений обмоток и всех фаз [3].

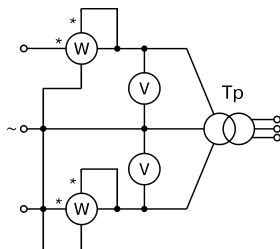
#### ИЗМЕРЕНИЕ ТОКА И ПОТЕРЬ ХОЛОСТОГО ХОДА

В соответствии с требованиями ПУЭ производится одно из измерений:

- при номинальном напряжении. Измеряется ток холостого хода. Значение тока не нормируется;
- при малом напряжении. Измерение производится с приведением потерь к номинальному напряжению или без приведения (метод сравнения). Опытном холостого хода трансформатора называется включение одной из его обмоток (обычно низкого напряжения) под номинальное напряжение. Потребляемый при этом ток называют током холостого хода  $I_{xx}$  (обычно выражают в % от  $I_{ном}$ ).



**Рис. 3.31**  
Включение приборов при проведении опыта холостого хода силового трансформатора



**Рис. 3.32**  
Измерение потерь холостого хода в трехфазном трансформаторе

Условия выполнения измерений тока и потерь холостого хода:

- измерение потерь холостого хода производят при напряжении и по схемам, указанным в протоколе испытания завода-изготовителя;
- при измерении потерь и тока холостого хода при номинальном напряжении обмоток выше 0,4 кВ рекомендуется применять измерительные трансформаторы класса точности 0,2;
- измерения потерь холостого хода трехфазных трансформаторов производят при трехфазном или однофазном возбуждении. При трехфазном возбуждении измерения производят двумя однофазными ваттметрами или одним трехфазным ваттметром (рис. 3.31). Измеренные потери определяются как алгебраическая сумма потерь, измеренных каждым ваттметром. Потери в трансформаторе определяют как разность измеренных суммарных потерь и потерь в приборах (рис. 3.32), поскольку потери в приборах могут быть соизмеримы с потерями холостого хода;
- при измерении потерь холостого хода при однофазном возбуждении напряжением 380 В проводят три опыта с приведением трехфазного трансформатора к однофазному путем поочередного замыкания накоротко одной из его фаз и возбуждении двух других фаз:
  - замыкают накоротку обмотку фазы А, возбуждают фазы В и С трансформатора и измеряют потери;

- замыкают накоротко обмотку фазы *B*, возбуждают фазы *A* и *C* трансформатора и измеряют потери;
- замыкают накоротко обмотку фазы *C*, возбуждают фазы *A* и *B* трансформатора и измеряют потери;
- ток холостого хода трансформатора определяют как среднеарифметическое значение токов трех фаз.

#### **ИСПЫТАНИЕ БАКА С РАДИАТОРАМИ ГИДРАВЛИЧЕСКИМ ДАВЛЕНИЕМ**

Испытание бака с радиаторами статическим давлением столба масла, высота которого над уровнем заполненного расширителя принимается равной для трубчатых и гладких баков 0,6 м, для баков волнистых, с пластинчатыми радиаторами или с охладителями — 0,3 м. Продолжительность испытания должна быть не менее 3 ч при температуре масла не ниже 10°C. После испытания проводится тщательный осмотр бака. Течи и подтекания масла быть не должно.

#### **ИСПЫТАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА**

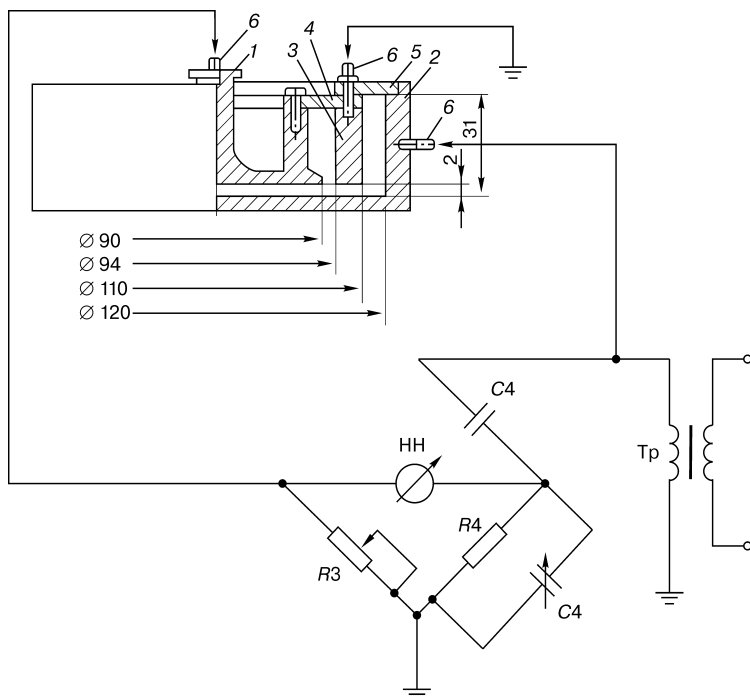
**Определение основных параметров трансформаторного масла.**

Пробивное напряжение трансформаторного масла при частоте 50 Гц производится в соответствии с требованиями ГОСТ 6581-75 с целью определения его качества. Наличие невидимой влаги, продуктов сгорания, окисления, разложения масла снижают его электрическую прочность. Испытание производится с помощью специально оборудованных аппаратов, например, АИМ-30, АИИ-70.

Тангенс угла диэлектрических потерь трансформаторного масла при частоте 50 Гц характеризует его качество и зависит:

- для свежего масла — от степени очистки его на заводе;
- для эксплуатированного масла — от степени загрязнения и старения.

Измерение тангенса угла диэлектрических потерь  $\text{tg}\delta$  производится в соответствии с ГОСТ 6581-75. При изме-



**Рис. 3.33**  
Плоская ячейка измерения тангенса угла  
диэлектрических потерь жидких диэлектриков:

1 — измерительный электрод; 2 — высоковольтный электрод; 3 — охранный электрод; 4, 5 — держатели из изоляционного твердого материала; 6 — зажимы для соединения с измерительной схемой; НИ — нулевой индикатор; Тр — высоковольтный трансформатор; R3, C4, R4 — элементы высоковольтного моста для измерения тангенса потерь.

рении  $\operatorname{tg} \delta$  масла используют высоковольтные мосты переменного тока (Р-525, Р-5026, Р-595) и измерительную ячейку трехзажимного типа, изготовленную в соответствии с ГОСТ 6581-75 (рис. 3.33). Электроды измерительной ячейки изготавливаются из стали 12Х18Н9Т по ГОСТ 5632-72. Рабочие поверхности электродов полируются — шероховатость по классу 9 ГОСТ 2789-73. Изолирующие прокладки изготавливают из твердых материалов с высоким электрическим сопротивлением, таких как плавленый кварц, фторопласт-4 и др.

### ИСПЫТАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРА НА НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ

Для проведения данного испытания необходимо:

- включить системы управления, сигнализации, устройств релейной защиты, которые при первом включении включены на отключение;
- произвести первое включение в 3...5-кратной подаче на ненагруженный трансформатор толчком номинального напряжения;
- замерять ток холостого хода контрольным амперметром. Ток холостого хода трансформатора не нормируется, но обычно составляет 2...3% от номинального тока, причем в трехфазных трансформаторах он одинаков в обмотках крайних сердечников, у среднего на 20...35% меньше;
- все замеренные токи сравнить с заводскими данными [7].

При удовлетворительных результатах пробного включения трансформатор может быть включен под нагрузку и сдан в эксплуатацию.

### Контрольные вопросы и задания

1. В каких случаях необходима сушка обмоток электрических машин и трансформаторов? Какие параметры при этом контролируются?
2. Назовите способы сушки обмоток и обоснуйте область их применения.
3. По каким критериям и с помощью каких инструментов проводится проверка фундаментов?
4. Опишите процесс ввода ротора в статор крупной машины.
5. Как осуществляется центровка валов электрической машины и механизма в случае их соединения с помощью муфты?
6. Каковы особенности центровки валов крупных электрических машин?
7. Поясните, как осуществляется монтаж трансформаторов.
8. Каково содержание пусконаладочных работ при сдаче в эксплуатацию электрических машин?
9. Каково содержание пусконаладочных работ при сдаче трансформаторов в эксплуатацию?

## ГЛАВА 4

# ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И СЕТЕЙ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Электрическая аппаратура отличается большим многообразием [1, 3]: выключатели, рубильники, контакторы, реле, магнитные пускатели, контроллеры, командоаппараты, реостаты, предохранители, комплектные устройства.

По уровню надежности всех потребителей электроэнергетики разделяют на три категории. К *первой* относят электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Их питание обеспечивается от двух независимых, взаимно резервирующих источников. Перерыв в электроснабжении допускается лишь на время автоматического восстановления питания при отказе одного из источников.

*Независимым* называется источник питания, на котором в послеаварийном режиме сохраняется напряжение при исчезновении его на другом источнике питания. Выделяется *особая группа электроприемников*, бесперебойная работа которых необходима для безаварийной остановки производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования. Электроснабжение этой группы осуществляется от трех независимых взаимно резервирующих источников питания.

Во *вторую* категорию входят электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовому недоотпуску продукции, простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Такие электроприемники рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых источников питания. Перерыв допустим на время включения резервного питания дежурным персоналом или выездной оперативной бригадой. Питание допускается и по одной воздушной линии, но в этом случае необходимо обеспечить аварийный ремонт линии за время не более одних суток.

К *третьей* категории относят все остальные электроприемники, электроснабжение которых может выполняться от одного источника питания при условии, что его прерывание для ремонта не превышает одних суток.

Основными задачами обслуживания сетей и аппаратуры являются:

- обеспечение надежной работы оборудования и его режимов работы;
- соблюдение установленного порядка и последовательности выполнения оперативных переключений;
- контроль за своевременным проведением профилактических испытаний и ремонта оборудования;
- надзор и уход за вспомогательным оборудованием.

#### 4.1.

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ СИЛОВЫХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Техническое обслуживание кабельных линий (КЛ) включает ревизии, осмотры и ремонты оборудования, а также осмотры вспомогательных сооружений. Осмотры (обходы) бывают *плановыми* и *внеочередными* (специальными). Последние производят при появлении условий, которые могут вызвать повреждения линий, а также после их автоматических отключений.

Техническое обслуживание и ремонт осуществляются на основе перспективных, годовых и месячных планов



работ. Во время ревизий и осмотров проводят профилактические измерения и устраняют мелкие повреждения и неисправности.

К техническому обслуживанию относятся:

- внеочередные обходы и осмотры КЛ (табл. 4.1);

Т а б л и ц а 4.1

**Периодичность осмотров  
кабельных линий**

Объект	Периодичность осмотров	Примечание
КЛ:		
концевые муфты кабелей напряжением свыше 1000 В	6 мес.	—
трасса	3 мес.	В земле
кабельные колодцы	6 мес.	—
концевые муфты кабелей напряжением ниже 1000 В	1 год	—
РУ: аппаратура	3 дня	Дежурный персонал
	1 мес.	Разряды, коронирование
	6 мес.	Без персонала
	3 мес.	До 1000 В
РП: аппаратура	6 мес.	На пункте распределения

- установка, замена и осмотр концевых воронок и соединительных муфт КЛ;
- измерение сопротивления соединений проводов — болтовых, шашечных, переходных, а также жил кабелей;
- проверка колодцев КЛ;
- работы и измерения, связанные с проверкой конструктивных элементов КЛ при приемке их в эксплуатацию;
- надзор за работами, проводимыми вблизи линий электропередачи;
- контроль за знаками, обозначающими трассу КЛ;
- контроль состояния и замена нумерации и предупредительных плакатов;

- контроль за температурным режимом оболочек кабелей.

Кабельные линии, особенно проложенные в земле, необходимо защищать от коррозии. Большие разрушения оболочек кабелей возникают в почвах с низким электрическим сопротивлением и в местах, где функционирует электрифицированный транспорт на постоянном токе. Для защиты металлических оболочек кабелей применяют катодную поляризацию, электрический дренаж и протекторную защиту.

Чаще всего происходят механические повреждения кабельных линий при производстве земляных работ, а также пробой соединительных и концевых муфт.

Изоляцию кабельных линий испытывают с помощью специальных высоковольтных выпрямительных установок. «Минус» от источника постоянного тока подается на жилу кабеля, «плюс» — на землю. Состояние кабеля определяют по току утечки. В случае удовлетворительного состояния кабеля ток утечки при подъеме напряжения за счет зарядки его емкости резко возрастает, затем быстро снижается до 10...20% от максимального. Результаты испытания кабеля считаются удовлетворительными, если не наблюдалось скользящих разрядов, скачков тока утечки или нарастания его установившегося значения, а сопротивление изоляции, измеренное мегомметром после испытания, оставалось неизменным. При наличии дефектов в кабеле пробой изоляции в большинстве случаев происходит в течение первой минуты после подачи испытательного напряжения.

При пробое изоляции с жилы на металлическую оболочку (однофазное повреждение) кабели ремонтируют без их разрезания при условии, что изоляция не увлажнена сверх нормы. При повреждении жил кабеля этот участок вырезают, вставляют новый отрезок и монтируют две муфты.

Основной причиной повреждений кабельных муфт являются неисправности монтажа:

- дефекты пайки горловины муфты или некачественная пайка заливочных отверстий, в результате чего герметичность муфты нарушается;

- слишком крутой изгиб жил кабеля, из-за чего происходит разрыв бумажной изоляции и муфта теряет электрическую прочность;
- неправильное или недостаточное заполнение муфты заливочной массой;
- некачественная припайка соединительных гильз или проводника заземления, повреждения поясной изоляции у ее обреза и т. д.

При повреждении кабельной линии важно быстро и точно определить место неисправности и устранить ее. В этом случае удастся ограничиться вставкой короткого отрезка кабеля, так как влага не успевает всосаться в его оболочку и распространиться по значительной длине.

При аварии сначала определяют характер повреждения. В кабельных линиях возможны следующие повреждения:

- пробой или нарушение изоляции, вызывающие замыкание одной жилы на землю;
- замыкание двух или трех жил на землю;
- замыкание двух или трех жил между собой в одном месте;
- замыкание двух или трех жил между собой в разных местах;
- обрыв одной, двух или трех жил без заземления;
- обрыв одной, двух или трех жил с заземлением оборванных;
- обрыв одной, двух или трех жил с заземлением необорванных;
- заплывающий пробой изоляции.

Перед началом работ по выявлению характера повреждения кабельную линию отключают с обеих сторон, проверяют на отсутствие напряжения и выполняют ее разрядку наложением заземления на каждую фазу.

Большинство повреждений определяют измерением сопротивления изоляции каждой токоведущей жилы кабельной линии по отношению к земле и между каждой парой токопроводящих жил.

Для определения места повреждения кабельной линии сначала приблизительно выделяется зона повреждения, а затем в ней уточняется место для вскрытия линии.

Для обнаружения зоны повреждения используют *относительные методы*, а точное место повреждения определяют *абсолютными методами*. К первым относятся импульсный, колебательного разряда, петли и емкостный, ко вторым — индукционный и акустический.

**Импульсный метод** основан на посылке в поврежденную линию зондирующего электрического сигнала и измерении интервала времени между моментом его подачи в линию и возвратом. Импульс отражается от места обрыва линии, и по времени его возвращения можно судить об удаленности места аварии от места приложения сигнала.

**Метод колебательного разряда** основан на измерении периода (или полупериода) собственных электрических колебаний в кабеле, возникающих в момент пробоя поврежденного кабеля при приложении к нему испытательного напряжения. Период колебаний пропорционален расстоянию до места повреждения.

**Метод петли** предполагает измерение сопротивлений жил кабеля с двух сторон с помощью моста постоянного тока; разница в показаниях позволяет определить место повреждения.

**Емкостный метод** — измерение емкости частей оборванной жилы (между каждой частью жилы и оболочкой) с помощью моста переменного тока на частоте 1 кГц.

**Индукционный метод** основан на улавливании магнитного поля над кабелем, по которому пропускают ток звуковой частоты (800...1000 Гц). Передвигая вдоль кабеля приемную рамку со стальным сердечником, в цепь которой через усилитель включены наушники, электромонтер находит место повреждения по максимальному уровню звукового сигнала.

В основе **акустического метода** лежит прослушивание с поверхности земли звуковых колебаний, вызываемых искровым разрядом в месте повреждения.

Существует множество приборов и устройств для обнаружения повреждений кабельной линии, работа которых основана на реализации одного или нескольких указанных методов.

#### 4.2. АНАЛИЗ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ И ОТКАЗОВ ОБОРУДОВАНИЯ. ВЫБОР АППАРАТУРЫ ЗАЩИТЫ

Анализ отказов работы электрических машин позволяет выделить следующие типы аварий:

- короткое замыкание (КЗ) на зажимах машины либо в обмотке статора;
- торможение ротора при пуске двигателя (режим КЗ двигателя, часто встречается при его прямом пуске);
- обрыв фазы обмотки статора (часто встречается при защите обмоток плавкими предохранителями);
- технологические перегрузки, возникающие при набросе нагрузки в процессе работы двигателя;
- нарушение охлаждения, вызванное неисправностью системы принудительной вентиляции двигателя;
- уменьшение сопротивления изоляции, происходящее в результате старения изоляции из-за циклических температурных перегрузок.

Аварийные режимы в цепи асинхронного двигателя могут вызвать кратковременное увеличение тока в 12...17 раз по сравнению с номинальным или длительное протекание тока, в 5...7 раз превышающего его номинальное значение.

Для защиты от КЗ широко применяются автоматические выключатели, токовые реле и предохранители.

При *перегрузке по току* требуется защитное оборудование.

В случае обрыва одной из фаз двигателя эффективными являются минимальная токовая и температурная защиты, менее эффективной — тепловая (тепловые реле).

При *заторможенном роторе* весьма эффективны максимальные токовые реле и температурная защита, менее эффективна тепловая защита.

При *перегрузке* лучшие результаты дает температурная защита, эффективны также тепловые реле.

При *нарушении охлаждения двигателя* только температурная защита может предотвратить аварию.

Уменьшение сопротивления изоляции статорной обмотки двигателя может спровоцировать как перегрузку

в цепи, так и КЗ. Защита при такой аварии осуществляется специальными устройствами контроля сопротивления изоляции обмотки двигателя.

Основным аварийным режимом в осветительных установках является КЗ. Защита от перегрузки требуется для осветительных установок внутри помещений и во взрыво- и пожароопасной среде. Она осуществляется с помощью автоматического выключателя. При включении ламп накаливания появляется кратковременный бросок тока, в 10...20 раз превышающий номинальный ток. Примерно за 0,06 с ток снижается до номинального. Значение броска тока определяется мощностью ламп.

Недостатком силовых полупроводниковых приборов является низкая перегрузочная способность по току, что накладывает жесткие условия на аппаратуру защиты (по быстродействию, селективности и надежности срабатывания). Для защиты силовых полупроводниковых приборов от КЗ применяются быстродействующие автоматические выключатели, полупроводниковые выключатели, вакуумные выключатели, импульсные дуговые коммутаторы, быстродействующие плавкие предохранители и др.

Особое место занимает защита электрических цепей. В настоящее время широко используются сети напряжением от 0,4 до 750 кВ. Наиболее опасными и частыми видами повреждений в сетях являются КЗ между фазами и замыкание фазы на землю.

Основная масса потребителей получает питание от распределительных сетей напряжением 0,4; 6 и 10 кВ. Для питания стационарных силовых потребителей и осветительных установок применяются трехфазные четырехпроводные сети напряжением 380/220 В с глухозаземленной нейтралью. Силовые потребители подключаются к линейным напряжениям сети, а осветительные приборы — к фазным. Основными аварийными режимами в таких сетях являются: однофазное КЗ (до 60% аварий), трехфазное КЗ (до 10%), двухфазное КЗ на землю (до 20%), двухфазное КЗ (до 10%).

Защита электрических сетей напряжением до 1000 В осуществляется аппаратами защиты, свыше 1000 В — с помощью реле защиты.

Самыми распространенными аппаратами защиты сетей являются автоматические выключатели и предохранители. Защита с высоким быстродействием, чувствительностью или селективностью выполняется на базе реле и автоматических выключателей.

Электрические сети напряжением до 1000 В внутри помещений должны иметь также защиту от перегрузки, выполненную, как правило, на базе автоматических выключателей с тепловым или комбинированным расцепителем.

Основной задачей при выборе аппаратуры защиты потребителей и электрических сетей является согласование характеристик устройств защиты с предельными нагрузочными характеристиками (зависимостями допустимого тока от длительности его протекания) различных потребителей и сетей (проводов и кабелей).

#### **4.3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ**

Осмотр электрооборудования распределительных устройств (РУ) следует проводить регулярно, в соответствии со сроками, указанными в табл. 4.1. При осмотре РУ проверяются:

- исправность отопления и вентиляции;
- исправность освещения и сети заземления;
- наличие переносных заземлений, средств защиты, средств по оказанию первой медицинской помощи и противопожарных средств;
- уровень и температура масла в маслонаполненных аппаратах, отсутствие течи масла;
- состояние изоляции (запыленность, трещины, следы разрядов, выпадение росы на поверхности изоляторов);
- состояние контактов, нагрев контактных соединений;
- целостность пломб счетчиков и реле;
- состояние помещения (исправность дверей и окон, отсутствие течи в кровле и перекрытиях, наличие и исправность замков).

Внеочередные осмотры открытых РУ проводят при неблагоприятных погодных условиях — сильном тумане, мокром снеге, гололеде или усиленном загрязнении изоляции. Контроль контактных соединений.

Контактные соединения — самые уязвимые места в электрической цепи, и при эксплуатации на них следует обращать особое внимание. Состояние соединений шин и аппаратов оценивают с помощью внешнего осмотра и специальных измерений. При внешнем осмотре обращают внимание на цвет поверхности контактных соединений и испарение влаги с них (при дожде или снеге), а также на наличие свечения или искрения контактов.

Качество контактных соединений определяется их переходным сопротивлением, падением напряжения на них и температурой. *Переходное сопротивление* измеряют микрометрами на отключенном и заземленном оборудовании и сравнивают его с сопротивлением целого участка шины (отличие должно быть не более чем в 1,2 раза). *Падение напряжения* на контактном соединении определяют под напряжением с помощью измерительной штанги и милливольтметра, укрепленного на ней. *Температуру нагрева* определяют с помощью электротермометров, термоуказателей (термопленок) одно- или многократного действия, термосвечей, тепловизоров и пирометров.

Если контактное соединение не удовлетворяет определенным требованиям, его ремонтируют: разбирают, очищают поверхности от окислов и загрязнений и защищают от коррозии смазкой. Затяжку болтовых соединений выполняют ключом с регулируемым крутящим моментом.

Изоляторы осматриваются на целостность фарфора, арматуры, глазури. В процессе эксплуатации изоляторы очищают, протирая их вручную, используя пылесос с фигурными изоляционными щетками или обмывая струей воды под давлением. *Состояние изоляции* изоляторов и вводов определяют по значению тангенса угла диэлектрических потерь ( $\operatorname{tg}\delta$ ).

В процессе эксплуатации комплектных распределительных устройств (КРУ) выполняется следующий комплекс работ:



- надзор и уход за электрооборудованием, установленным в КРУ;
- надзор за помещениями КРУ;
- устранение неисправностей, которые могут привести к отказу в работе;
- профилактические испытания и измерения;
- поддержание в помещениях КРУ температурного режима.

При осмотрах КРУ обязательно проверяют резервные шкафы и выдвижные элементы. Все работы на выдвижных элементах КРУ производят после установки их в ремонтное положение.

#### 4.4. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Основными элементами коммутационных аппаратов являются электромагнит, дугогасительное устройство и контактная система. *Электромагниты* преобразуют электрическую энергию протекающего по обмотке тока сначала в магнитную энергию, создающую магнитное поле, а затем в механическую, вызывающую появление электромагнитной тяговой силы или вращающего момента.

Линейные перемещения или углы поворота элементов магнитных систем невелики и измеряются в сантиметрах или градусах соответственно. Электромагнитные системы для низковольтных аппаратов показаны на рис. 4.1.

Для дугогасительных систем используют дугогасительные камеры (см. рис. 4.2) со следующими способами гашения дуги:

- удлинение (чем длиннее дуга, тем большее напряжение необходимо для ее поддержания);
- деление на ряд коротких дуг в металлических решетках;
- гашение в узких щелях из дугостойких материалов;
- движение дуги в магнитном поле, созданном током  $i$ , а также ее быстрое вращение и перемещение.

Контактные группы (см. рис. 4.3) наиболее подвержены износу и требуют регулярного технического обслуживания.

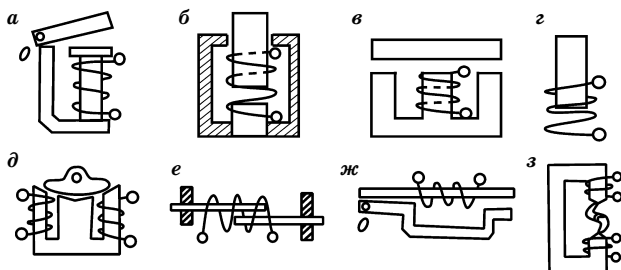


Рис. 4.1

Электромагнитные системы для низковольтных аппаратов:

*а* — клапанная электромагнитная система; *б* — броневая; *в* — Ш-образная; *г* — открытый соленоидный электромагнит; *д* — электромагнит с поворотным якорем; *е* — открытая электромагнитная система с ферромагнитными токоведущими пластинами; *ж* — плоская для многоконтактных реле; *з* — с Z-образным якорем для реле защиты.

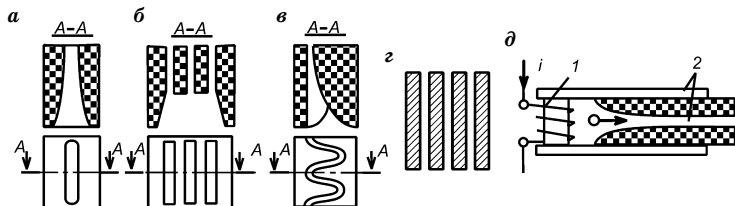


Рис. 4.2

Дугогасительные камеры:

*а, б, в* — щелевые (соответственно с одной щелью, с несколькими параллельными щелями, лабиринтная); *г* — дугогасительная решетка из металлических пластин; *д* — с магнитным дутьем и щелевой камерой (*1* — электромагнит; *2* — щелевая камера).

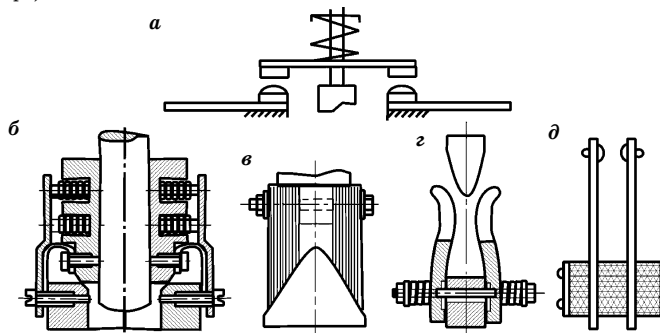


Рис. 4.3

Контактные группы:

*а* — мостиковые контактные группы; *б* — розеточные; *в* — щеточные; *г* — пальцевые; *д* — с плоскими пружинами.

При этом выполняются следующие виды работ:

- внешний осмотр аппаратов (наличие внешних повреждений корпуса и навесного оборудования);
- удаление пыли, грязи, масляных пятен с поверхности аппарата;
- частичная разборка отключенных аппаратов (для проверки и обслуживания внутренних механизмов);
- контроль состояния контактных групп (осмотр, зачистка, замена или ремонт);
- контроль состояния дугогасительных устройств (очистка, замена или ремонт);
- контроль работы механических частей привода подвижных элементов (очистка, смазка трущихся и подвижных частей, замена пружин в необходимых случаях);
- контроль номинальных параметров аппаратов (если возможно).

Технология ремонта электрических аппаратов будет рассмотрена в главе 13.

### **Контрольные вопросы и задания**

1. По какому принципу потребители электроэнергии разделяются на категории?
2. Объясните, почему в городах отдается предпочтение кабельному электроснабжению.
3. На что следует обращать внимание при работах на трассе кабельной линии и как контролируются нагрузка и температура кабельной линии?
4. Назовите способы защиты металлических оболочек кабелей от коррозии.
5. Перечислите основные виды повреждений на кабельных линиях. Как заменить поврежденный участок кабеля?
6. Каковы задачи обслуживания распределительных устройств и на что следует обращать внимание при их осмотре?
7. Перечислите работы, которые выполняют при эксплуатации изоляторов распределительных устройств.
8. Назовите причины возможных неисправностей комплектных распределительных устройств.
9. Перечислите основные элементы коммутационных аппаратов и дайте их краткие характеристики.
10. Назовите основные виды работ, осуществляемых при техническом обслуживании электрических аппаратов.

## ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И ЭЛЕКТРОБЫТОВОЙ ТЕХНИКИ

**В** процессе эксплуатации оборудование изнашивается, что приводит к отказам в его работе [1, 3]. Для их устранения периодически проводят ремонтные работы. Важную роль играет правильный выбор оборудования и его защита в аварийных и ненормальных режимах работы.

### 5.1. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

Профилактические испытания позволяют обнаружить неисправности, которые нельзя выявить во время осмотра. Проверяют сопротивление изоляции обмоток, правильность срабатывания защиты машин с заземленной нейтралью и устройств защитного отключения.

Для сопротивления изоляции установлены нормы: для машин постоянного тока и машин переменного тока напряжением до 1 кВ следует использовать мегомметры класса напряжения 1000 В, а для обмоток ротора — мегомметры класса напряжения 500 В. Для машин переменного тока напряжением свыше 1 кВ используют мегомметры класса напряжения 2500 В.

Объем работ по техническому обслуживанию:

- ежедневный контроль за нагрузкой, температурой узлов, температурой охлаждающей среды при замкнутом цикле охлаждения, за наличием и состоянием смазки в подшипниках, уровнем шумов и вибраций, степенью искрения под щетками и т. д.;

- ежедневный контроль за исправностью заземления;
- обтирка, чистка и продувка машины, выявление мелких неисправностей и их устранение, не требующее специальной остановки (подтяжка контактов и креплений, замена щеток, регулирование траверс и т. п.);
- проверка состояния оборудования с использованием средств диагностики, выявление предельной выработки ресурса его узлов и предупреждение 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.

Основным фактором, влияющим на работоспособность электрических машин, является температура обмоток, подшипников, коллектора и контактных колец. Применяются два способа контроля за нагревом.

При *непосредственном методе контроля* задействованы встроенные в обмотки подшипники, магнитопровод, датчики температуры — термометры сопротивления, терморезисторы, термопары. Измерения могут осуществляться дистанционно или непосредственно при осмотре, соответственно температура контролируется постоянно либо периодически. Преимуществом метода является контроль температуры без отключения машины.

Если отсутствуют встроенные датчики температуры, то применяется *косвенный метод контроля* за нагревом машины: следят не за самой температурой или ее превышением, а за нагрузкой машины и температурой охлаждающей среды. Обычно, если нагрузка номинальная, а температура охлаждающей среды не превышает допустимую, не следует опасаться перегревов. Данный метод используется при эксплуатации электрических машин малой и средней мощности, для которых, как правило, не предусмотрена установка встроенных датчиков температуры.

## 5.2. 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. Короткое замыкание между фазами обмотки статора вследствие пробоя изоляции или пробоя фаз на корпус приводит к сильным вибрациям машины переменного тока, которые прекращаются при отключении машины от сети. 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 обмотки статора двигателя** переменного тока вызывает асимметрию токов и быстрый нагрев одной из фаз. Если происходит обрыв фазы (крайний случай обрыва проводников) и двигатель не запускается при подаче напряжения, наблюдается сильный шум, а также быстрый нагрев двигателя. При обрыве фазы работающего двигателя наблюдаются резкая асимметрия токов статора, сильный шум и быстрый нагрев. Обрыв стержня короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного двигателя приводит к повышенным вибрациям, уменьшению частоты вращения ротора под нагрузкой, пульсациям тока статора во всех фазах.

**Снижение сопротивления изоляции обмоток** происходит из-за ее загрязнения, увлажнения или разрушения вследствие износа.

**Нарушение электрических контактов** (паяных или сварных) приводит в асинхронных двигателях к тем же последствиям, что и обрыв витков обмотки ротора или фазы. Нарушение контакта в цепи щеток вызывает повышенное искрение последних. Нарушение межлистовой изоляции сердечников магнитопроводов статора машин переменного тока или ротора машин постоянного тока приводит к повышению температуры магнитопровода, что

является причиной повышенного нагрева обмоток и может вызвать выгорание части магнитопровода.

**Ослабление прессовки листов магнитопровода** вызывает шум и повышенные вибрации, исчезающие после отключения машины от сети. Ослабление крепления полюсов и сердечников статоров приводит к повышенным вибрациям, исчезающим после отключения машины от сети.

**Выработка коллектора и контактных колец и ослабление нажатия щеток** способствует повышенному искрению и нагреву контактных колец и коллектора. Износ щеток ускоряется.

**Деформация вала** вызывает появление эксцентриситета ротора и больших сил одностороннего притяжения, в результате чего асинхронный двигатель не развивает номинальную скорость, а его работа сопровождается низкочастотным шумом.

Т а б л и ц а 5.1

**Неисправности асинхронных двигателей  
с короткозамкнутой обмоткой ротора серии АИР**

Неисправность, внешнее проявление и дополнительные признаки	Вероятная причина	Способ устранения
Двигатель при пуске не разворачивается, гудит	Отсутствие или недопустимое уменьшение напряжения питающей сети	Найти и устранить неисправности сети
Остановка работающего двигателя	Перепутаны начало и конец фазы обмотки статора	Произвести подключение фаз согласно схеме
	Двигатель перегружен	Снизить нагрузку
	Неисправен приводной механизм	Устранить неисправность приводного механизма
	Прекращение подачи напряжения	Найти и устранить разрыв в электрической цепи
	Неполадки в аппаратуре распределительства и питающей сети	Устранить неполадки в аппаратуре и питающей сети
	Заклинивание приводного механизма	Устранить неисправность приводного механизма
	Сработала защита	Проверить обмотку статора и устранить причину

Продолжение табл. 5.1

Неисправность, внешнее проявление и дополнительные признаки	Вероятная причина	Способ устранения
Повышенный перегрев двигателя	Двигатель перегружен по току	Снизить нагрузку до номинальной
	Повышено или понижено напряжение в сети	Установить напряжение в соответствии с ГОСТ 183-74
	Повышена температура окружающей среды	Установить допустимую температуру
	Нарушена нормальная вентиляция (загрязнены вентиляционные каналы и корпус двигателя)	Почистить корпус и вентиляционные каналы
	Нарушена нормальная работа приводного механизма	Устранить неполадки
Обмотка статора перегревается, двигатель сильно гудит и не развивает нормальной частоты вращения	Межвитковое замыкание в обмотке статора	Заменить статор
	Обмотка одной из фаз пробита на корпус (землю) в двух местах	
	Короткое замыкание между фазами	
	Обрыв одной из фаз	
Повышенный перегрев и стук подшипников	Неправильная центровка двигателя с приводным механизмом или ее нарушение	Правильно сцентрировать двигатель и приводной механизм
	Повреждение подшипников	Заменить подшипники
Повышенная вибрация работающего двигателя	Недостаточная жесткость фундамента	Увеличить жесткость фундамента
	Несоосность вала двигателя с валом приводного механизма	Улучшить соосность валов
	Не отбалансирован привод или соединительная муфта (шкив)	Отбалансировать привод или муфту (шкив)
Пониженное сопротивление изоляции обмоток	Загрязнение или отсыревание обмоток	Разобрать и почистить двигатель, просушить обмотку



**Засорение вентиляционных каналов и корпуса** приводит к повышенному нагреву машины.

**Выплавка баббита в подшипниках скольжения, или износ подшипников**, нарушает соосность электрической машины, вызывает появление эксцентриситета ротора. Вибрация возрастает, не исчезая после отключения машины от сети.

**Нарушение балансировки муфты, шкива и ротора** тоже повышает вибрацию.

Как видно из анализа неисправностей, одни и те же физические эффекты могут быть вызваны различными причинами, не позволяя однозначно определить неисправность машины. Истинная причина может быть определена в процессе дефектации. В табл. 5.1 приведен перечень возможных неисправностей асинхронных двигателей с короткозамкнутой обмоткой ротора серии АИР.

**Внимание!** При устранении неисправностей двигатель необходимо отсоединить от питающей сети и привода.

### 5.3. ВЫБОР ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

Правильный выбор и настройка защиты электрических машин позволяют 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 работы происходит отключение электрической машины от сети, во втором подается звуковой или световой сигнал обслуживающему персоналу, который и принимает решение о необходимости отключения машины.

Выбор типа и количества защиты определяется не только технической, но и экономической целесообразностью их установки.

**Для двигателей напряжением до 1000 В** предусмотрены следующие типы защиты:

- для двигателей переменного тока — защита от многофазных коротких замыканий и минимального напряжения,

в сетях с глухозаземленной нейтралью — дополнительная защита от однофазных замыканий;

- для двигателей постоянного тока — защита от коротких замыканий и недопустимого повышения частоты вращения;
- для синхронных двигателей — защита от асинхронного режима;
- для всех двигателей — защита от перегрузки.

**Для двигателей переменного тока напряжением свыше 1000 В** предусмотрены дополнительные виды защиты:

- для двигателей с принудительной смазкой подшипников — защита от повышения температуры смазки или прекращения ее циркуляции;
- для двигателей с принудительной вентиляцией — защита от повышения температуры охлаждающего газа или прекращения вентиляции;
- для двигателей с водяным охлаждением обмоток и активной сталью, имеющих встроенные воздухоохладители, охлаждаемые водой, — защита на сигнал от снижения циркуляции воды или прекращения ее циркуляции;
- для блоков «трансформатор — двигатель» — защита от многофазных коротких замыканий;
- для синхронных электродвигателей — автоматическое гашение поля в аварийных режимах (мощностью свыше 500 кВт).

**Для защиты от коротких замыканий** применяются предохранители или автоматические выключатели.

**Защита от перегрузки** выполняется с выдержкой времени и строится с использованием тепловых реле. Она устанавливается при тяжелых условиях пуска (для ограничения длительности пуска при пониженном напряжении).

**Защита от минимального напряжения** применяется:

- для двигателей постоянного тока, не допускающих прямого пуска при напряжении сети;
- для двигателей переменного тока напряжением свыше 1000 В, самозапуск которых после останова недопустим;

- для многоскоростных двигателей, самозапуск которых допустим и целесообразен, при этом защита автоматически переключает двигатель на низшую скорость.

Защита от асинхронного режима работы синхронных двигателей напряжением до 1000 В осуществляется с помощью защиты от перегрузки по току статора, а для двигателей напряжением свыше 1000 В она возможна благодаря токовому реле, реагирующему на увеличение тока статора.

**Для генераторов переменного тока мощностью свыше 1 МВт** предусмотрены следующие защиты:

- от многофазных коротких замыканий в обмотке статора и на ее выводах. Выполняется в виде дифференциальной токовой защиты, которая отключает генератор от сети, гасит поле и останавливает приводной двигатель. Для генераторов мощностью до 1 МВт может быть использована защита от внешних коротких замыканий, действующая на отключение генератора и гашение поля возбуждения;
- от однофазных замыканий на землю в обмотке статора. При емкостном токе замыкания на землю не менее 5 А выполняется в виде токовой защиты, отключающей генератор и гасящей поле возбуждения;
- от двойных замыканий на землю (если одно возникло в обмотке статора, другое — во внешней цепи);
- от замыканий между витками одной фазы в обмотке статора. Выполняется в виде токовой защиты без выдержки времени. Действует на отключение генератора и гашение поля;
- от внешних коротких замыканий. Выполняется в виде максимальной токовой защиты, отключающей генератор;
- от симметричной перегрузки обмотки статора. Выполняется в виде токовой защиты, действующей с выдержкой времени;
- от перегрузки обмотки ротора током возбуждения;
- от замыкания на землю во второй точке цепи возбуждения.

#### 5.4. ПЛАНИРОВАНИЕ РЕМОНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

При планировании *ремонтного цикла*, под которым понимаются виды и последовательность чередования планового ремонта, исходят из «кривой жизни» технического изделия (см. рис. 1.3). Период времени между двумя плановыми капитальными ремонтами  $T_{\text{пл}}$  определяется продолжительностью ремонтного цикла  $T_{\text{табл}}$ . В свою очередь  $T_{\text{табл}}$  определяется при нормальных условиях эксплуатации при двухсменной работе.

Между двумя капитальными ремонтами проводят несколько текущих. Время между текущими ремонтами  $t_{\text{пл}}$  обусловлено продолжительностью межремонтного периода  $t_{\text{табл}}$  (Приложение 8).

Продолжительность работы между двумя капитальными и двумя текущими ремонтами определяется следующим образом:

$$T_{\text{пл}} = T_{\text{табл}} \beta_{\text{к}} \beta_{\text{р}} \beta_{\text{и}} \beta_0 \beta_{\text{с}}; \quad (5.1)$$

$$t_{\text{пл}} = t_{\text{табл}} \beta_{\text{к}} \beta_{\text{р}} \beta_{\text{и}} \beta'_0 \beta_{\text{с}}, \quad (5.2)$$

где  $\beta$  — коэффициенты, учитывающие характер нагрузки машины:  $\beta_{\text{к}} = 0,75$  — для коллекторных машин и  $\beta_{\text{к}} = 1,0$  — для остальных машин;  $\beta_{\text{р}}$  — коэффициент, учитывающий сменность работы;  $\beta_0 = \beta'_0 = 1,0$  — для машин, отнесенных к вспомогательному оборудованию; для машин основного оборудования —  $\beta_0 = 0,85$ ,  $\beta'_0 = 0,7$ ;  $\beta_{\text{и}}$  — коэффициент использования, определяемый отношением коэффициентов фактического спроса  $K_{\text{ф.с}}$  к нормируемому  $K_{\text{с}}$ ;  $\beta_{\text{с}} = 1,0$  — для машин, установленных стационарно, для машин передвижных электрических установок —  $\beta_{\text{с}} = 0,6$ .

Ниже приведены значения коэффициентов  $\beta_{\text{и}}$  и  $\beta_{\text{р}}$ .

$K_{\text{ф.с}}/K_{\text{с}}$	0,5	0,75	1,0	1,1	1,2	1,3	—
$\beta_{\text{и}}$	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	—
$K_{\text{си}}$	1	1,25	1,5	1,75	2	2,5	3
$\beta_{\text{р}}$	2	1,6	1,35	1,13	1	0,8	0,67

Под коэффициентом спроса  $K_c$  понимается отношение максимальной нагрузки предприятия  $P_{\max}$  к суммарной установленной мощности электроприемников  $P_y$  (электродвигатели, освещение и др.), под  $P_{\max}$  — получасовая максимальная нагрузка предприятия. По значению  $P_{\max}$  определяется необходимая суммарная мощность связывающих его с электрической системой трансформаторов. Таким образом,

$$K_c = P_{\max} / P_y. \quad (5.3)$$

Реальная нагрузка предприятия может отличаться от расчетной, так же как и суммарная мощность установленных на нем приемников энергии. Поэтому наряду с  $K_c$  вводится коэффициент фактического спроса  $K_{ф.с}$ , который вычисляется опытным путем по фактическому среднечасовому максимуму нагрузки  $P_{ф. \max}$  и фактически установленной мощности электроприемников  $P_{ф. y}$ . Чем больше  $K_{ф.с}$ , тем больше средняя нагрузка электрических машин, установленных на предприятии:

$$K_{ф.с} = P_{ф. \max} / P_{ф. y}. \quad (5.4)$$

Для электрической машины можно рассчитать промежуток времени между капитальным и текущим ремонтом и составить график проведения этих мероприятий, согласовав его с графиком ремонта основного оборудования. На базе графиков по отдельным участкам и цехам составляется сводный график ремонта электрических машин.

#### ПРИМЕР 5.1

Определить продолжительность ремонтного цикла и межремонтного периода для асинхронного рольгангового двигателя с короткозамкнутым ротором типа АР, который установлен на прокатном стане металлургического завода, имеет трехсменный график работы (непрерывное производство) и коэффициент фактического спроса, равный 0,6.

Для горячих цехов  $T_{\text{табл}} = 4$  года,  $t_{\text{табл}} = 6$  месяцев при  $K_c = 0,45$ . Далее определяем значение соответствующих коэффициентов:  $\beta_k = 1$  (у двигателя отсутствует коллектор);

$\beta_p = 0,67$  при  $K_{\text{си}} = 3$ ;  $\beta_{\text{и}} = 0,7$  (для  $K_{\text{ф.с}}/K_{\text{с}} = 0,6/0,45 = 1,33$ );  $\beta_0 = 0,85$ ;  $\beta'_0 = 0,7$  (двигатель относится к основному оборудованию);  $\beta_{\text{с}} = 1$  (установка стационарная). Тогда в соответствии с формулами (5.1), (5.2) рассчитываем время между двумя капитальными  $T_{\text{пл}}$  и двумя текущими  $t_{\text{пл}}$  ремонтами:

$$T_{\text{пл}} = 4,0 \times 1,0 \times 0,67 \times 0,7 \times 0,85 \times 1,0 = 1,6 \text{ года};$$

$$t_{\text{пл}} = 6,0 \times 1,0 \times 0,67 \times 0,7 \times 0,7 \times 1,0 = 2 \text{ месяца}.$$

Срок 2 месяца соответствует 0,167 года, поэтому между двумя капитальными ремонтами двигатель должен пройти 8 текущих ремонтов ( $T_{\text{пл}}/t_{\text{пл}} = 1,6/0,167 = 9$ , но поскольку очередной капитальный ремонт совпадает с текущим, то последний текущий ремонт заменяется на очередной капитальный).

## 5.5. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОБЫТОВОЙ ТЕХНИКИ

Бытовая техника становится все более энергонасыщенной, автоматизированной и «умной», в ней используются микропроцессорные средства памяти и управления [1]. Улучшаются ее технические и эксплуатационные показатели, повышается надежность, снижаются материалоемкость и энергопотребление. Новое поколение бытовых машин — это холодильники, морозильники, бытовые кондиционеры и другие приборы микроклимата, стиральные, посудомоечные, гладильные и сушильные машины, пылесосы, полотеры, кофемолки, звуко- и видеозаписывающая и воспроизводящая техника, бытовые центрифуги, кухонные комбайны, СВЧ-печи и др.

Вся современная бытовая техника построена на использовании в качестве силовых агрегатов электрических двигателей различных типов (асинхронных, коллекторных и др.), нагревательных элементов, защитной и управляющей аппаратуры, представляющей собой различные реле (пусковые, времени, тепловые, токовые), предохранителей и контакторов, а также микропроцессоров, программирующих работу всех устройств.

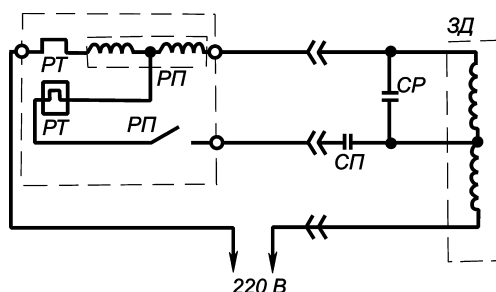
### 5.5.1. ХОЛОДИЛЬНИКИ И МОРОЗИЛЬНИКИ

Для привода герметичных компрессоров холодильников и морозильников применяют однофазные асинхронные электродвигатели — конденсаторные или с пусковой обмоткой (рис. 5.1).

При включении пусковая обмотка с помощью РП подключается к сети переменного тока на 0,3...1 с, пока частота вращения вала не составит 80% номинальной частоты вращения. Электродвигатели выпускаются на две синхронные частоты вращения (1500 и 3000 об/мин) и на номинальные мощности 60, 90, 120, 180 Вт и более при напряжении 220 В и частоте 50 Гц. КПД двигателей порядка 0,6...0,7, средняя наработка двигателей на отказ — 25 000 ч, срок службы — не менее 15 лет.

Напряжение сети не должно отклоняться от номинального значения более чем на +15 и –10% для предотвращения выхода из строя компрессора. Во избежание перегрева двигателя нельзя устанавливать ручку регулятора в положение, в котором агрегат работает непрерывно.

Двигатели с пусковой обмоткой имеют ряд недостатков. Расчетная плотность тока в пусковой обмотке в 10...15 раз выше, чем в рабочей, а при пониженном напряжении сети условия ее работы еще больше ухудшаются. В этом случае пусковой момент, пропорциональный квадрату напряжения, уменьшается и пуск двигателя затягивается. Из-за этого пусковая обмотка перегревается и перегорает, что является причиной 70% отказов компрессорных холодильников.



**Рис. 5.1**  
Схема включения  
однофазного  
асинхронного  
электродвигателя:

ЭД — электродвигатель;  
СП и СР — пусковой и  
рабочий конденсаторы;  
РТ — нагреватель и кон-  
такт защитного реле;  
РП — контакт и катуш-  
ка пускового реле.

Т а б л и ц а 5.2

**Возможные неисправности холодильников,  
их причины и способы устранения**

Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
Не работает компрессор, нет внутреннего освещения	Нет напряжения в розетке	Проверить тестером наличие напряжения в сети
	Нет контакта в вилке	Разобрать вилку и устранить повреждение
	Нарушена электропроводка	Проверить визуально и устранить разрыв
Компрессор не работает, освещение камеры имеется, слышно гудение компрессора	Низкое напряжение сети	Проверить тестером, установить автотрансформатор
	Неисправно пусковое реле	Заменить реле
	Нарушена электропроводка, идущая к защитному реле	Проверить визуально или тестером и устранить обрыв
То же, но гудения компрессора не слышно	Неисправен терморегулятор	Отсутствие щелчка терморегулятора при вращении ручки говорит о его неисправности. Снять провода с клемм терморегулятора и замкнуть их. Включить холодильник в сеть. Если холодильник заработает, заменить терморегулятор
	Неисправно защитное реле или электропроводка	Заменить реле, устранить обрыв цепи. Проверить целостность обмоток измерительным прибором. При целых обмотках сделать трехкратную (кратковременным включением) попытку запустить двигатель, используя повышенное напряжение
Нет освещения в камере	Перегорела лампа	Заменить лампу
	Неисправен выключатель	Заменить выключатель
Компрессор работает непрерывно	Неисправен терморегулятор	Проверить терморегулятор. При необходимости заменить
Замыкание на корпус	Нарушена электроизоляция	Проверить мегомметром сопротивление электропроводки (контактные штыри вилки — корпус), которое должно быть более 10 МОм
	Пробой на корпус мотора компрессора	Проверить сопротивление между контактами мотора компрессора и корпусом агрегата. В качестве корпуса можно использовать испаритель. Сопротивление должно быть более 10 МОм. При понижении сопротивления изоляции заменить агрегат



В холодильниках с большим морозильным отделением (300...400 дм<sup>2</sup>) применяются асинхронные двигатели с пусковым и рабочим конденсаторами, имеющие повышенный пусковой момент. После запуска пусковой конденсатор отключается пускозащитным дифференциальным реле (РПЗ-24). Этот вид электропривода более прогрессивен, так как уменьшается время пуска, снижается расход меди, обеспечивается надежный пуск при напряжении сети от 150 до 250 В.

Для регулирования температуры применяют датчики-реле: для однокамерных холодильников — ДРТ-2, ДРТ-2А, Т110; двухкамерных — Т130, для морозильников — Т144.

Определить неисправности холодильника можно визуально или путем определения температуры отдельных частей агрегата и изменения напряжения на элементах электрооборудования (см. табл. 5.2).

#### 5.5.2. СТИРАЛЬНЫЕ МАШИНЫ

Классификация стиральных машин, принятая в России:

- СМ — стиральная машина без отжима;
- СМР — стиральная машина с ручным отжимным устройством;
- СМП — полуавтоматическая стиральная машина с управлением отдельными процессами обработки тканей;
- СМА — автоматическая стиральная машина с управлением процессами обработки тканей, выполняемыми в соответствии с заданной программой.

Номинальная загрузка стиральных машин — 1...5 кг. Машины бывают однобаковые и двухбаковые. Двухбаковая машина имеет бак для стирки и бак для отжима (центрифуга). По способу активации моющего раствора машины делятся на барабанные и активаторные. В активаторных машинах загрузка осуществляется сверху, барабанные могут быть с верхней или фронтальной загрузкой (в названии добавляется буква Ф). Большое распространение находят СМА, у которых время занятости оператора при стирке уменьшается в 8...10 раз, а трудоемкость сводится только к закладке и выгрузке белья. Кроме того, СМА потребляют

электроэнергии в 2,5 раза, воды в 1,8 раза, моющих средств в 4,5 раза меньше, чем стиральные машины других типов.

Основным силовым агрегатом является однофазный конденсаторный асинхронный короткозамкнутый двигатель с синхронной частотой вращения 1500 об/мин и общей мощностью от 200 до 650 Вт. С учетом водонагревательных устройств в СМА общая потребляемая мощность может достигать 3 кВт. В стиральной машине СМ-1 (рис. 5.2) используется электродвигатель КД-120-4 и реле времени РВ-6, в СМ-1,5 — реверсивный двигатель АВЕ-071-4 и любое переключаемое реле времени, в СМР-1,5 — двигатель КД-180-4 и реле времени РВЦ-50.

В СМР-2 имеются два двигателя: двигатель активатора и двигатель насоса. Машина СМП-2Д оборудована дополнительно универсальным электронным реверсивным устройством, и в ней работают два двигателя: один — для стирки, другой — для привода центрифуги.

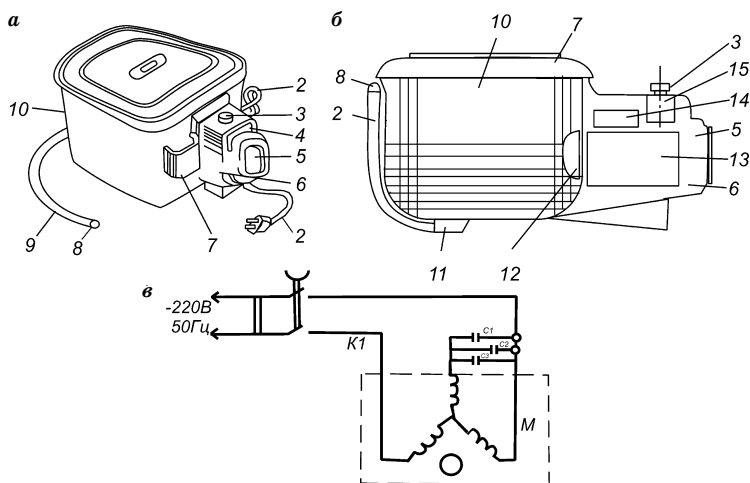


Рис. 5.2

Стиральная машина СМ-1:

*а, б* — внешний вид; *в* — принципиальная электрическая схема; 1 — крышка бака; 2 — электрошнур; 3 — ручка реле; 4 — ручка переноски; 5 — вентиляционная решетка; 6 — кожух; 7 — опора для фиксирования шланга или электрошнура; 8 — пробка; 9 — шланг; 10 — бак; 11 — сливной патрубок; 12 — активатор; 13 — электродвигатель; 14 — конденсаторы; 15 — реле времени; К1 — реле времени; М — электродвигатель; С1, С2, С3 — конденсаторы эксплуатационных затрат.

**Возможные неисправности неавтоматических стиральных машин и способы их устранения** представлены в табл. 5.3.

Таблица 5.3

**Неисправности неавтоматических стиральных машин и способы их устранения**

Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
При включении в сеть и включении реле времени электродвигатель не работает	Обрыв питающего шнура	Устранить обрыв или заменить шнур
При включении реле времени электродвигатель гудит	Неисправен электродвигатель	Заменить электродвигатель
	Неисправен конденсатор	Заменить конденсатор

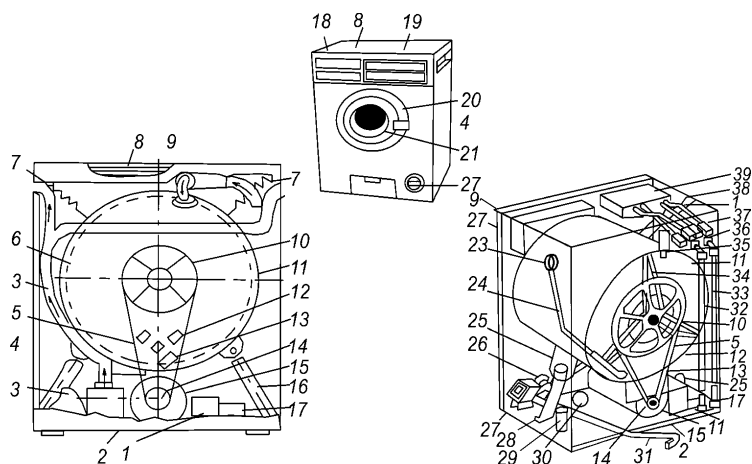


Рис. 5.3

Устройство автоматической стиральной машины:

1 — блок коммутации; 2 — основание; 3 — гидросистема; 4 — корпус; 5 — клиноременная передача; 6 — барабан; 7 — пружина; 8 — верхняя панель; 9 — блок сенсорной клавиатуры; 10 — верхний шкив; 11 — бак; 12 — датчики температуры; 13 — нагреватель; 14 — нижний шкив; 15 — электродвигатель; 16 — гаситель; 17 — блок питания; 18 — крышка дозатора; 19 — пульт; 20 — крышка загрузочного люка; 21 — передняя панель; 22 — крышка фильтра; 23 — реле уровня; 24 — шланг реле уровня; 25 — пластина бака; 26 — фильтр; 27 — насос; 28 — рессора; 29 — конденсатор; 30 — реле РНК; 31 — сливной шланг; 32, 33 — наливные шланги; 34 — крестовина; 35 — отвод конденсата; 36 — клапан КЭН-1; 37 — клапан КЭН-3; 38 — упор пружины; 39 — дозатор.

В автоматических стиральных машинах (см. рис. 5.3) применена электронная система управления (ЭСУ) на основе микропроцессоров, обнаружение неисправностей в которой под силу только квалифицированным специалистам. Возможные неисправности СМА и способы их устранения приведены в табл. 5.4.

Таблица 5.4

**Неисправности автоматических стиральных машин  
и способы их устранения**

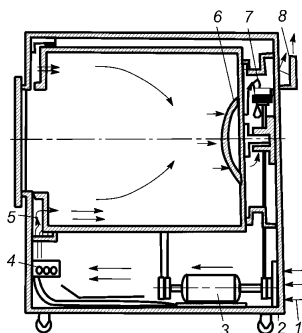
Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
При включении не горит индикатор, машина не работает	Неисправен индикатор	Заменить индикатор
	Обрыв соединительного шнура или неисправна штепсельная вилка	Устранить обрыв, заменить шнур или штепсельную вилку
	Неисправен помехоподавляющий фильтр	Заменить фильтр
	Неисправен микровыключатель	Заменить микровыключатель
Не работает электродвигатель барабана	Обрыв в соединительной цепи	Устранить обрыв
	Вышел из строя электродвигатель	Заменить электродвигатель
	Неисправен узел ЭСУ	Заменить узел ЭСУ
	Неисправен датчик-реле температуры	Заменить датчик-реле температуры
При включении электродвигатель гудит, но барабан не вращается	Неисправен электродвигатель	Заменить электродвигатель
	Пробой фазосдвигающего конденсатора	Заменить конденсатор
Электродвигатель привода барабана работает без реверсирования	Обрыв соединительной цепи	Устранить обрыв
	Неисправен узел ЭСУ	Заменить узел ЭСУ
Не выдерживается температурный режим стирки	Неисправен датчик-реле температуры	Заменить датчик-реле температуры
	Перегорел нагреватель	Заменить нагреватель
	Неисправен узел ЭСУ	Заменить узел ЭСУ

Продолжение табл. 5.4

Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
Вода не заливается в бак	Неисправно реле уровня	Заменить реле уровня
	Неисправен клапан	Заменить электроклапан
	Обрыв соединительной цепи	Устранить обрыв
	Неисправен узел ЭСУ	Заменить узел ЭСУ
Вода заливается в бак выше допустимого уровня	Неисправно реле уровня	Заменить реле уровня
	Неисправен клапан	Заменить электроклапан
	Неисправен командоаппарат	Заменить командоаппарат
Вода не откачивается из бака	Вышел из строя электродвигатель насоса	Заменить электродвигатель
	Неисправен узел ЭСУ	Заменить узел ЭСУ

### 5.5.3. СУШИЛЬНЫЕ МАШИНЫ КОНВЕКТИВНОГО СПОСОБА СУШКИ

Бытовая бельесушильная техника включает сушильные шкафы, стирально-сушильные шкафы, стирально-сушильные машины, сушильные устройства и барабанные сушильные машины. Барабанные бельесушильные машины считаются наиболее перспективными для сушки белья в бытовых условиях.



**Рис. 5.4**  
Устройство  
сушильной машины:

1 — вход тракта; 2 — пухоулавливатель; 3 — вход в барабан; 4 — сетчатый фильтр; 5 — вентилятор; 6 — выход тракта; 7 — выход тракта.

Сушильные машины делятся на автоматические и неавтоматические, на встраиваемые и блочно-встраиваемые. Встраиваемые сушильные машины могут быть напольными и навесными. Сушильные машины выпускают с верхней и с фронтальной загрузкой.

Сушильные машины разделяют на машины с выбросом отработанного воздуха в атмосферу и машины с конденсацией влаги.

В сушильных машинах (см. рис. 5.4) имеются электродвигатель 3 для привода барабана и вентилятора 7, работающий в повторно-кратковременном режиме, система нагревательных элементов 4, температурное реле и реле времени, а также электронное микропроцессорное устройство управления, позволяющее задать до 12 режимов сушки.

Методика обнаружения и устранения неисправностей сушильных машин представлена в табл. 5.5.

Таблица 5.5

**Неисправности сушильных машин  
и способы их устранения**

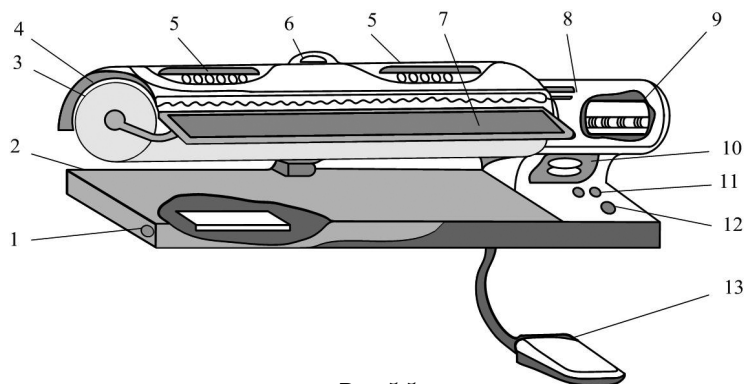
Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
Вал электродвигателя вращается с трудом, машина перегревается	Не поступает напряжение на обмотки электродвигателя	Проверить контакт в штепсельной вилке и розетке
	Короткозамкнутые витки в обмотке электродвигателя	Отремонтировать или заменить двигатель
	Пробит пусковой конденсатор	Проверить предохранитель, заменить конденсатор
Увеличилось время сушки	Перегорел нагреватель	Заменить нагреватель
На сенсорной клавиатуре не высвечивается номер операции (00)	Отсутствие напряжения питания на блоке процессора или на самой клавиатуре	Проверить наличие напряжения (27 В постоянного тока и 24 В переменного тока). При наличии напряжений снять и проверить блоки, в случае необходимости — заменить
При наборе номера программы на клавиатуре этот номер не высвечивается или высвечивается неправильно	Неисправность сенсорной клавиатуры	Снять и проверить клавиатуру
	Неисправность блока процессора	Снять и проверить блок процессора
Заданная с пульта температура не высвечивается на индикаторе либо не соответствует реальной	Неисправность блока процессора	Снять блок процессора и проверить его согласно инструкции по настройке

#### 5.5.4. БЫТОВЫЕ ГЛАДИЛЬНЫЕ МАШИНЫ

Наиболее распространенными являются гладильные машины с одним вращающимся валком и подвижной пресующей поверхностью (рис. 5.5).

Бытовые гладильные машины выпускают в настольном (МГ), напольном (МГН) и тумбовом (МГТ) исполнениях. Основным параметром является длина валка 3, которая бывает 650 и 850 мм. Потребляемая мощность гладильных машин — 1...3 кВт. Частота вращения валка машины — 3...10 об/мин, регулировка частоты — плавная.

В машине имеются два электродвигателя — однофазный асинхронный короткозамкнутый АД-10 с понижающим редуктором, кривошипно-коромысловым механизмом, системой рычагов и пружин, предназначенный для перевода башмака 4 из исходного положения в рабочее и обратно, и однофазный асинхронный короткозамкнутый двигатель КД-40 с понижающим редуктором для электропривода валка 3. Нагревательный элемент 5, расположенный в валке, обеспечивает заданный температурный режим глажения.



**Рис. 5.5**  
Устройство гладильной машины:

1 — кнопка; 2 — основание; 3 — гладильный валок; 4 — гладильный башмак; 5 — нагревательные элементы; 6 — регулятор температуры; 7 — полка; 8 — бабка; 9 — электропривод валка; 10 — электропривод башмака; 11 — светосигнальные индикаторы; 12 — выключатель питания; 13 — педаль управления электроприводом башмака.

Таблица 5.6

**Неисправности бытовых гладильных машин  
и способы их устранения**

Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
Не светится сигнальный индикатор включения машины	Индикатор перегорел	Заменить индикатор
	Поврежден шнур или штепсельная вилка	Заменить или исправить шнур с вилкой
Не светится сигнальный индикатор электродвигателя	Перегорел индикатор	Заменить индикатор
	Неисправен терморегулятор	Заменить терморегулятор
	Перегорел электродвигатель	Заменить электродвигатель
Перегревается подошва башмака (свыше 240°C)	Неисправен терморегулятор или термовыключатель	Заменить терморегулятор или термовыключатель
Работа привода башмака сопровождается резким шумом	Неисправен редуктор прижима	Отремонтировать или заменить редуктор прижима
При нажатии на педаль башмак неподвижен	Неисправен микровыключатель педали	Заменить микровыключатель педали
	Неисправен электродвигатель привода	Заменить электродвигатель
Вращение валак сопровождается резким шумом	Неисправен редуктор привода валак	Отрегулировать, исправить или заменить редуктор
При вращении валак слышен стук или звуки трения	Сместилась или погнулась крыльчатка на валу двигателя	Отрегулировать крыльчатку или заменить ее
При нажатии педали валак неподвижен	Неисправен микровыключатель педали	Заменить микровыключатель
	Неисправна плата питания	Заменить плату
	Неисправен трансформатор	Заменить трансформатор
	Неисправен электродвигатель	Заменить электродвигатель
	Неисправен регулятор частоты вращения валак	Заменить регулятор
Не регулируется частота вращения валак	Неисправен преобразователь положения ПИЩ6-1	Заменить преобразователь
	Неисправен трансформатор	Заменить трансформатор
	Неисправен регулятор частоты вращения валак	Заменить регулятор



Поддержание температуры нагрева подошвы обеспечивают два независимых терморегулятора 6. Первый является основным, второй — аварийным (аварийное отключение, защита от пожара при отказе первого). Для регулирования частоты вращения вала применяется электронный регулятор (включает датчик частоты вращения, механически связанный с двигателем, задающий генератор импульсов, ключ и симметричный тиристор). Предохранительное устройство служит для экстренного перевода гладильного башмака в исходное положение при прекращении подачи электроэнергии к нагретой подошве. Оно управляется с помощью кнопки 1, расположенной на левом торце основания.

При сборке гладильных машин следует обратить внимание на подключение вводных концов электродвигателей, так как их неправильное подсоединение приведет к перегоранию обмоток. Возможные неисправности и способы их устранения приведены в табл. 5.6.

#### 5.5.5. ПОСУДОМОЕЧНЫЕ БЫТОВЫЕ МАШИНЫ

Мойка посуды в бытовых машинах составляет 12...15% общих затрат времени на домашние работы.

Машины выпускаются в настольном и напольном исполнении. Автоматические машины (ПМА) имеют четыре основных программы мойки посуды: интенсивная, нормальная, бережная и экономичная. Потребляемая мощность машин — 1,3...2,5 кВт. В ПМА (рис. 5.6) имеются электрические двигатели для привода вращающегося разбрызгивателя, для циркуляционного 15 и сливного 14 насосов, для сушильного вентилятора, нагревателя 24 для воды и воздуха, датчики температуры 3, уровня жидкости 4, дозатор подачи моющего средства, аппаратура управления и защиты. Пульты 10 ПМА обычно имеют сенсорную клавиатуру и двухразрядный цифровой индикатор.

Если работа машины сопровождается неестественным звуком (стук, дребезжание), то это, скорее всего, неправильное расположение посуды в камере мойки. Основные неисправности электрической части посудомоечных машин приведены в табл. 5.7.

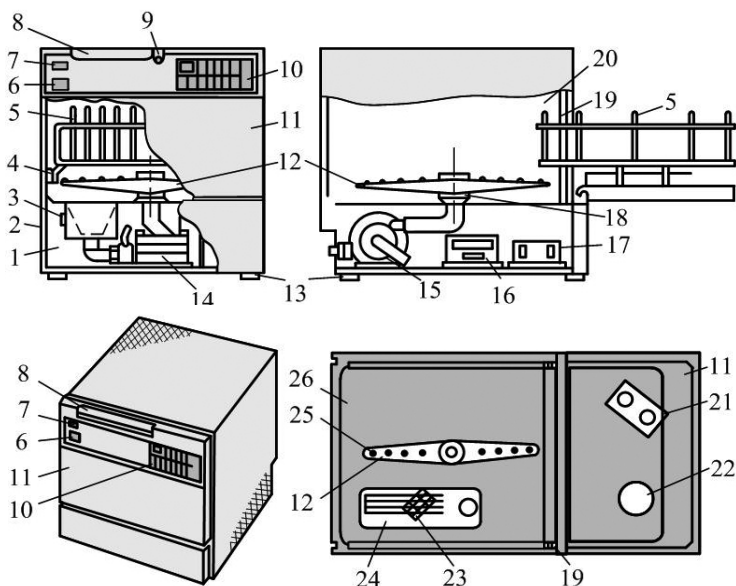


Рис. 5.6

Устройство автоматической посудомоечной бытовой машины:

1 — машинное отделение; 2 — корпус; 3 — датчик температуры; 4 — датчик уровня; 5 — корзина; 6 — сетевой выключатель; 7 — индикатор напряжения; 8 — ручка двери; 9 — фиксатор двери; 10 — пульт управления; 11 — дверь моечной камеры; 12 — вращающийся разбрызгиватель; 13 — опоры корпуса; 14 — сливной насос; 15 — циркуляционный насос; 16 — блок коммутации; 17 — блок питания; 18 — стойка; 19 — уплотнение; 20 — моечная камера; 21, 22 — дозаторы ополаскивающих и моющих веществ; 23 — фильтр; 24 — нагреватель; 25 — форсунки-насадки; 26 — поддон.

Таблица 5.7

### Неисправности бытовых посудомоечных машин и способы их устранения

Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
Машина не работает при включении в сеть и введении программы	Не закрыта дверь моечной камеры либо не работает микровыключатель	Плотно прикрыть дверь камеры. Заменить неисправный микровыключатель
	Повреждена вилка, розетка или соединительный шнур	Проверить исправность вилки, розетки, шнура
	Понижилось напряжение сети	Проверить напряжение сети
Машина не включает-ся или не проходит технологический цикл	Неисправна электронная система	Проверить, отремонтировать или заменить электронную систему

### 5.5.6. БЫТОВЫЕ УБОРОЧНЫЕ МАШИНЫ

Бытовые уборочные машины — это пылесосы, ковровые и полотеры.

Пылесосы выпускаются двух типов: ручные (ПР) и напольные (ПН). Ручные пылесосы по конструкции разделяют на штанговые, щеточные и автомобильные. Напольный пылесос прямоточного (П) или вихревого (В) типа является основной уборочной машиной. В прямоточных пылесосах воздушный тракт линейный — вход и выход воздушного потока расположены на одной линии. В вихревых воздушный поток движется по окружности. Широкое

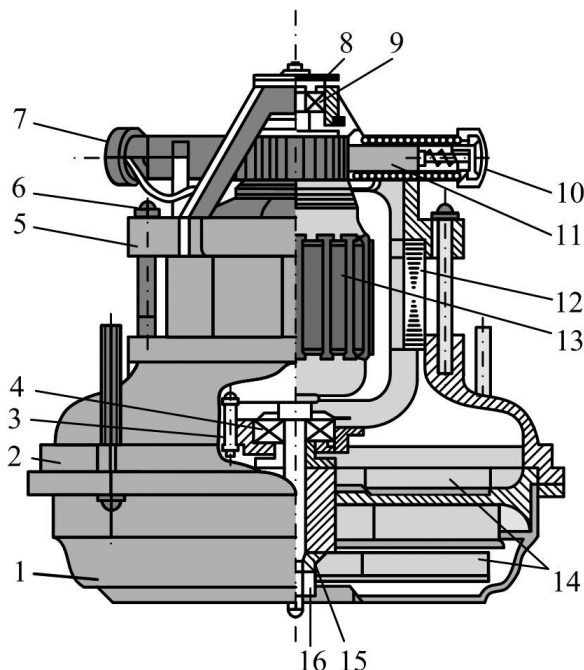


Рис. 5.7  
Устройство пылесоса:

1, 2 — нижний и верхний корпуса; 3, 8 — крышки подшипников 4 и 9 соответственно; 5 — щит; 6 — болт; 7 — щеткодержатель; 10 — колпачок; 11 — угольная щетка; 12 — статор; 13 — якорь; 14 — колеса центробежного вентилятора; 15 — вал вентилятора; 16 — гайка.

применение находят штанговые пылесосы мощностью до 800 Вт. Выпускаются универсальные пылесосы для сухой и влажной уборки.

Основным силовым элементом пылесоса является коллекторный двигатель переменного или постоянного тока для привода всасывающего вентилятора с частотой вращения ротора от 17 000 до 25 000 об/мин. Домашние пылесосы имеют мощности от 100 до 800 Вт с напряжением 220 В. Автомобильные пылесосы мощностью от 70 до 100 Вт питаются от аккумуляторной батареи напряжением 12 В.

Воздуховсасывающий агрегат пылесосов (см. рис. 5.7) состоит из вентилятора, закрепленного на валу 15, и при-

Таблица 5.8

#### Неисправности пылесосов и способы их устранения

Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
Пылесос не работает	Нет контакта в электрической цепи (розетка, вилка, шнур, электромон-таж)	Устранить обрыв
	Неплотное прилежание угольных щеток	Вынуть щетки из щеткодержателей, расправить пружину, зачистить щетки мелкой наждачной бумагой, протереть коллектор ветошью с бензином
	Обрыв в обмотках электродвигателя	Отремонтировать или заменить двигатель
Уменьшилось разряжение пылесоса	Неполадки в электродвигателе	Отремонтировать или заменить двигатель
	Вышел из строя подшипник	Заменить подшипник
Большое искрение щеток	Неплотное прилежание щеток	См. неисправности 1, 2
	Выработка пластин коллектора	Разобрать электродвигатель, проточить коллектор на токарном станке
Механический скрежет при работе	Крыльчатка вентилятора задевает за корпус	Разобрать пылесос, отремонтировать или заменить крыльчатку

водного коллекторного электродвигателя, имеющего статор 12 и якорь 13.

В отечественных агрегатах АВП-4, АП-600 и КУВ-071В применен простой в изготовлении пластмассовый щеткодержатель, недостатком которого является плохое охлаждение щетки, что не позволяет использовать его при повышенной частоте вращения. В агрегатах серии А — щеткодержатель с запрессованной металлической обоймой, обеспечивающий хорошее охлаждение щетки, стабильность условий работы.

Появление синтетических покрытий полов, лаков для паркетных полов привело к снижению спроса на полотеры. Поэтому объем их выпуска и номенклатура весьма ограничены. В настоящее время выпускают полотеры ЭП-3М, ЭПО-3 и ЭПО-3М мощностью 450 Вт, в которых использован однофазный конденсаторный асинхронный короткозамкнутый электродвигатель ЭДЭ-4.

В электропылесосах наиболее уязвимым элементом является коллекторный электродвигатель. Необходимо следить за состоянием коллекторного узла двигателя и степенью искрения (допускается слабое искрение под щеткой). Возможно почернение коллектора, легко устраняемое протиранием бензином. Возможные неисправности электрической части пылесосов и способы их устранения приведены в табл. 5.8.

#### 5.5.7. СВЧ-ПЕЧИ

СВЧ-печи — это многорежимные устройства, в которых один или два режима предусмотрены для размораживания продуктов. Приборы включают: рабочую камеру, вентилятор, привод вращающегося стола (тарелки), панель управления, генератор электромагнитных колебаний с системой волноводов, блок электроэлементов, высоковольтный трансформатор, электронное реле времени и выключатель сети. Рабочая камера плотно закрывается дверцей со смотровым окном, замком и микровыключателем, отключающим печь от сети при открытии дверцы. Вентилятор охлаждает генератор и обдувает рабочую

камеру. Панель управления обычно снабжена сенсорной клавиатурой и световым индикатором.

Печи выпускаются на напряжение 220 В и потребляют мощность 1...2 кВт. Полезный объем рабочей камеры 20...30 л. СВЧ-печи — весьма сложные и высоконасыщенные электроникой устройства, поэтому при их отказе в эксплуатации следует обращаться в специализированные мастерские и сервисные центры.

#### 5.5.8.

#### ПРИБОРЫ МИКРОКЛИМАТА

К приборам микроклимата относятся вентиляторы, тепловентиляторы, увлажнители и осушители воздуха, бытовые, автомобильные и промышленные кондиционеры и климатизеры. Наиболее распространенными являются вентиляторы, используемые в местностях с жарким климатом, и тепловентиляторы, необходимые в местностях, где средняя годовая температура обычно ниже комфортной, а также в средней полосе в зимнее время. В тропиках и субтропиках, а также в условиях с загрязненным воздухом все большее распространение получают бытовые кондиционеры и климатизеры.

Рабочим органом вентилятора является крыльчатка либо микротурбина. Бытовые вентиляторы имеют мощность от нескольких (карманные, театральные, автомобильные) до сотен ватт (многоскоростные, регулируемые вентиляторы) в штативном (напольном), настольном, настенном исполнениях, или они встроены в стены и окна стационарных вытяжных, приточных (нагнетательных) или комбинированных вентиляторов. В первом случае в вентиляторах применяются двигатели постоянного тока, которые работают от элемента питания или аккумулятора, а вся электрическая схема, кроме двигателя и элемента питания, содержит только выключатель. Во втором вентиляторы получают питание от сети переменного тока и снабжены программируемой микропроцессорной системой, которая задает режим работы и обеспечивает заданный закон управления. Как правило, привод данных вентиляторов устроен так, что, кроме вращения крыльчатки

(основная функция), задается и угловое перемещение самого корпуса вентилятора с целью изменения направления потока воздуха и рационального вентилирования помещения.

Чаще других в вентиляторах малой мощности используются асинхронные электрические двигатели, способные работать от однофазной сети (это двигатели с экранированными полюсами типов ДВ-1 и ДВ-2), а также асинхронные конденсаторные двигатели серии КД (эти двигатели имеют явнополюсную конструкцию и сосредоточенные каркасные обмотки). Применение в них подшипников скольжения с пропитанным маслом активным телом позволило отказаться от периодической смазки. Все это обеспечивает конструктивную простоту и высокую эксплуатационную надежность вентиляторов.

Стационарные кондиционеры и климатизеры представляют собой комбинированные электробытовые приборы для повышения комфортности бытовых или производственных условий в помещении. В наиболее типичном варианте в состав кондиционера входят: нагнетательный вентилятор с приводом от многоскоростного или регулируемого асинхронного двигателя, компрессор охладителя или холодильника с приводом от второго асинхронного двигателя, электрический нагреватель воздуха спирального или тэнового типа, воздушный фильтр и электронная система управления прибором. Нагреватель обычно имеет лабиринтную конструкцию, а электронная система управления включает температурные датчики и реле времени, защитные приспособления, сенсорную клавиатуру, датчики режима работы с электронной индикацией или индикацией на жидких кристаллах. Кондиционеры и климатизеры могут работать в нескольких температурно-временных режимах в зависимости от желания пользователя и условий окружающей среды.

Автомобильные кондиционеры содержат те же основные элементы, что и стационарные. В них в качестве привода используются двигатели постоянного тока (иногда часть мощности для привода компрессора отбирается от основного двигателя внутреннего сгорания), а набегающий

поток воздуха может при движении автомобиля заменять крыльчатку вентилятора.

Кондиционеры и климатизеры — сложные бытовые устройства. Их техническое обслуживание и ремонт в домашних условиях затруднены, поэтому следует пользоваться услугами специализированных мастерских. Некоторые неисправности и способы их устранения представлены в табл. 5.2.

### **Контрольные вопросы и задания**

1. Назовите методы контроля за нагревом электрических машин. В чем их различие?
2. Как проявляются механические и электрические отказы электрических машин?
3. Какие виды защиты предусмотрены для двигателей переменного тока напряжением до (свыше) 1000 В?
4. В каких случаях следует устанавливать защиту от перегрузки?
5. Назовите типы электрических двигателей, которые в основном применяются в бытовой технике. Почему именно они?
6. Что свидетельствует прежде всего о неисправности холодильника?
7. Какой узел пылесоса нуждается в наиболее частом техническом обслуживании и почему?
8. Как осуществляется защита электродвигателя стиральной машины от перегрузок?
9. Каковы особенности ремонта современной бытовой техники с электронными компонентами?



## ГЛАВА 6

# ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

**В** процессе эксплуатации трансформаторов осуществляют их оперативное и техническое обслуживание, а также планово-предупредительные ремонты [1...3].

### 6.1. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

**Номинальным** называется режим работы трансформатора при номинальных значениях напряжения, частоты и нагрузки, а также при оговоренных соответствующими стандартами или техническими условиями параметрах охлаждающей среды и условиях места установки. Трансформатор может длительно работать в этом режиме. Номинальные данные указываются предприятием-изготовителем на щитке, установленном на корпусе прибора.

**Нормальным** называется режим работы трансформатора, при котором его параметры отклоняются от номинальных в пределах, допустимых стандартами, техническими условиями или инструкциями.

Для масляных трансформаторов напряжением 110 кВ и выше допускается превышение напряжений в 1,3 раза по сравнению с номинальным напряжением 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 допускают продолжительную работу (при номинальной нагрузке), если превышение напряжения на любом из ответвлений любой обмотки составляет 10% от номинального напряжения данного ответвления. При этом напряжение не должно превышать наибольшее рабочее напряжение  $U_{\max}$ , которое зависит от класса напряжения  $U_{\text{кл}}$ :

$U_{\text{кл}} =, \text{кВ}$	3	6	10	15	20	35	110	150	220	330	500	750
$U_{\max} =, \text{кВ}$	3,5	6,9	11,5	17,5	23	40,5	125	172	252	363	525	787

Допустимые продолжительные повышения напряжения для трансформаторов классов напряжения до 35 кВ включительно указаны в стандартах или технических условиях на эти трансформаторы.

**Аварийным** называется режим работы трансформатора, при котором его параметры выходят за рамки нормального режима.

## 6.2. ОРГАНИЗАЦИЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Оперативное обслуживание трансформаторов включает:

- управление режимом работы;
- проведение периодических и внеочередных осмотров;
- контроль значений параметров, характеризующих режим работы;
- обеспечение безопасного технического обслуживания и ремонта.

Техническое обслуживание трансформаторов — это:

- контроль состояния изоляции и контактной системы, а также устройств охлаждения, регулирования и пожаротушения, выполняемый вне комплекса планово-предупредительного ремонта;
- поддержание изоляционных свойств масла в трансформаторе, баке устройства переключения под нагрузкой и во вводах;
- 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, проверка и ремонт вторичных цепей и устройств защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Планово-предупредительный ремонт трансформаторов включает текущий и капитальный ремонт, а также связанные с ними испытания и измерения. Периодичность обслуживания приведена в Приложении 8.

Обслуживание трансформаторов может быть плановым и внеочередным. *Плановые* работы выполняются в соответствии с заранее определенными объемом и сроками проведения; *внеплановые* — вследствие отказов трансформатора или его элементов, в связи с выявлением дефектов и т. д. Обслуживание силовых трансформаторов в энергосистемах проводится предприятиями электрических станций или электрических сетей.

Все повышающие и часть понижающих подстанций эксплуатируются с постоянным дежурным персоналом. Трансформаторные пункты в городских сетях и понижающие подстанции 110 кВ, а также распределительные подстанции 20...35 кВ эксплуатируются без постоянного персонала и обслуживаются разъездными бригадами.

Ремонтный персонал (в основном электрослесари) под руководством инженерно-технических работников (мастеров, начальников групп подстанций, инженеров служб) проводит капитальный и текущий ремонт трансформаторов, а также эксплуатационные работы (отбор пробы масла, обтирку изоляции, обслуживание устройств охлаждения и др.) и некоторые виды испытаний (проверку изоляции обмоток трансформатора, цепей питания электродвигателей систем охлаждения и пожаротушения, измерение сопротивлений контактной системы и т. д.).

Оперативный персонал участвует в оперативном обслуживании трансформаторов, а выявленные им дефекты записываются в специальный журнал и учитываются при планировании эксплуатационных и ремонтных работ.

Устройства релейной защиты и автоматики обслуживаются специальным персоналом.

Испытатели проводят профилактический осмотр изоляции и контактной системы трансформатора; проверяются выключатели, разъединители, разрядники, системы охлаждения и регулирования напряжения и др. Разрабатывают мероприятия по защите трансформаторов от перенапряжений.

#### 6.2.1. ОПЕРАТИВНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

**Контроль режима работы** осуществляется путем проверки нагрузки, уровня напряжения и температуры масла с помощью измерительных приборов. Результаты фиксируются в суточной ведомости: на электростанциях и подстанциях измерения производятся с периодичностью в 1...2 ч; на подстанциях без дежурного персонала — при каждом посещении объекта оперативным персоналом или методом телеизмерений.

**Визуальный контроль состояния трансформатора.** Все трансформаторы подвергаются периодическому внешнему осмотру.

Плановые осмотры главных трансформаторов электростанций и подстанций, трансформаторов в зоне загрязнения производятся не реже одного раза в сутки с постоянным дежурством оперативного персонала и не реже одного раза в месяц без постоянного дежурства; остальные трансформаторы должны осматриваться не реже одного раза в неделю и одного раза в полгода на трансформаторных пунктах.

При плановом осмотре проверяются:

- состояние внешней изоляции — вводов трансформатора, разрядников и опорных изоляторов (целостность фарфора, степень загрязнения поверхности);
- целостность мембраны выхлопной трубы;
- состояние доступных уплотнений фланцевых соединений;
- отсутствие течи масла;
- состояние доступных для наблюдения контактных соединений.

По маслоуказателям определяют уровень масла в баке трансформатора и в расширителе, а также обращают внимание на цвет масла. Потемнение масла может свидетельствовать, например, о его термическом разложении вследствие повышенного нагрева. Через смотровое стекло осматривается индикаторный силикагель в воздухоосушителях бака трансформатора и вводов. Изменение цвета от голубого до розового свидетельствует об увлажнении сорбента и необходимости перезарядки воздухоосушителя.

Показателем состояния трансформатора может служить характер издаваемого им шума (при остановленных вентиляторах), потрескивание или щелчки, которые могут быть связаны с разрядами в баке (например, из-за обрыва заземления активной части).

Осмотры трансформатора следует проводить в светлое время суток. В темноте выявляются дефекты, сами являющиеся источниками свечения: нагрев контактов, коронные разряды по поверхности изоляции и др.

Внеочередные осмотры производятся при экстремальных атмосферных условиях: резкое снижение температуры, ураган, сильный снегопад, гололед. Проверяются уровень масла, состояние вводов и системы охлаждения. Внеочередные осмотры проводятся после короткого замыкания обмоток или при появлении сигнала газового реле. В первом случае проверяется состояние токоведущих цепей, а также изоляторов, перенесших воздействие динамических нагрузок, во втором — состояние газового реле и его цепей.

**Устройства релейной защиты, автоматики и сигнализации** 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 регулировочного 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, где находится щит управления.

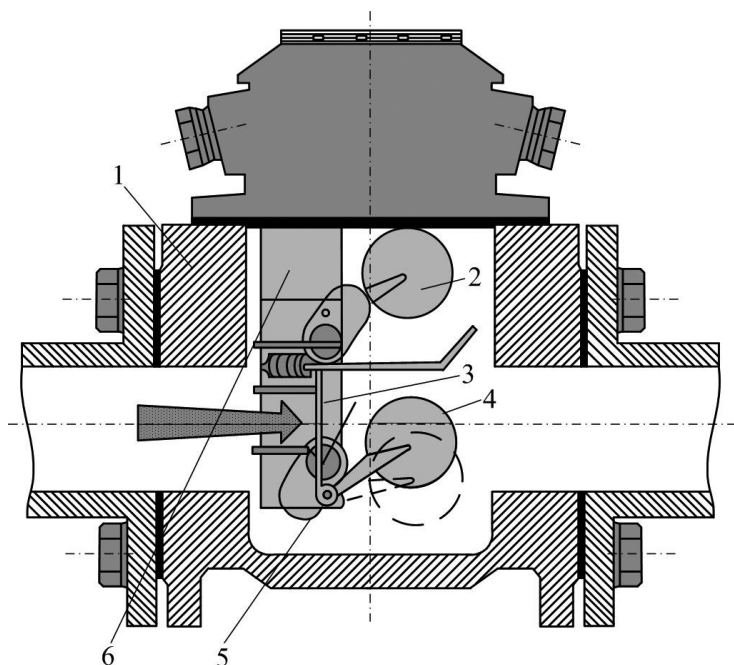
Для защиты трансформатора применяются:

- дифференциальная защита, которая является защитой мощных трансформаторов от внутренних повреждений; она работает при КЗ внутри зоны, ограниченной двумя комплектами трансформаторов тока (принцип действия основан на сравнении значений и направлений токов);
- токовая отсечка без выдержки времени устанавливается на трансформаторах небольшой мощности; 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 выполняется с действием на сигнал и состоит из реле тока и реле времени.

Широкое распространение получила **газовая защита**. Внутренние повреждения трансформатора сопровождаются разложением масла и других изоляционных материалов с образованием летучих газов. Газы поднимаются и попадают в расширитель через газовое реле, установленное на маслопроводе, соединяющем расширитель с баком.

Рассмотрим, как устроено газовое реле BF80/Q (рис. 6.1).

В верхней части корпуса 1 скапливаются попавшие в реле пузырьки газа. Смотровые застекленные окна позволяют определить наличие газа и его объем (по рискам на стекле). Имеется кран для выпуска газа, в днище — отверстие для слива масла и шлама, закрытое пробкой. Изнутри закреплена выемная часть реле, состоящая из реагирующих элементов 2, 3, 4, связанных с ними постоянных магнитов и управляемых этими магнитами герметичных контактов (герконов). Цепи герконов присоединены к выводам реле и специальным кабелем введены в релейную схему газовой защиты трансформатора. Шарообразные поплавки 2, 4 эксцентрично насажены на горизонтальную ось 5 и свободно вращаются на ней. Реагирующий элемент 3 имеет форму лопасти, также



**Рис. 6.1**  
Конструкция газового реле BF80/Q

свободно вращающейся на оси и размещенной рядом с поплавком.

При выделении газа, характерном для небольших повреждений, происходит вытеснение масла из полости *б* реле. При достижении определенного объема газа ( $250 \dots 300 \text{ см}^3$ ) верхний поплавок опускается и связанный с ним магнит замыкает соответствующий геркон. При полном уходе масла из реле срабатывает нижний поплавок. При сильном повреждении, сопровождающемся бурным выделением газов, лопасть под давлением струи масла (показана на рисунке стрелкой) отклоняется на определенный угол, воздействуя на контакт.

Газовое реле способно различать степень повреждения трансформатора: геркон верхнего поплавка используется в качестве датчика сигнала, а геркон нижних элементов — для подачи команды на отключение.

### 6.2.2. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Эксплуатация трансформаторного масла — ответственный этап обслуживания. Масло предназначено для изоляции находящихся под напряжением частей трансформатора, для отвода тепла, а также для предохранения изоляции от быстрого увлажнения при проникновении влаги. Свойства масла определяются его химическим составом, зависящим от качества сырья и применяемых способов его очистки.

Рекомендуется применять масло определенной марки. Допускается при соблюдении ряда условий производить заливку трансформаторов смесью масел.

Масла, применяемые для заливки и доливки, должны иметь сертификат, подтверждающий соответствие масла стандарту. Состояние масла оценивается по результатам испытаний, которые делятся на три вида:

- **испытание на электрическую прочность**, включающее определение пробивного напряжения, наличия воды, содержания механических примесей (визуальное);
- **сокращенный анализ**, включающий, кроме названного выше, определение кислотного числа, содержания водорастворимых кислот, температуры вспышки и цвета масла;
- **испытания в объеме полного анализа**, в который входят сокращенный анализ, определение  $\text{tg}\delta$ , натровой пробы, стабильности против окисления, а также количественное определение влагосодержания и механических примесей.

Пробу для испытания — **из нижних слоев масла** — отбирают в стеклянные банки вместимостью 1 л с притертыми пробками, укрепляют этикетки с указанием оборудования, даты, причины отбора пробы, а также фамилии лица, отобравшего пробу. Методика испытания масла оговорена стандартами (ГОСТ 6581-75\*, 6370-83, 1547-84, 6356-75\*).

Качество масла оценивается по следующим показателям:

- кислотное число, мг КОН на 1 г масла — не более 0,02;



- температура вспышки, °С — не ниже 150;
- $\text{tg}\delta$  при 90°С, % — не более 2,6;
- натровая проба по ГОСТ 19296-73, балл — не более 0,4;
- стабильность против окисления:
  - 1) содержание летучих низкомолекулярных кислот, мг КОН на 1 г масла — не более 0,005;
  - 2) массовая доля осадка после окисления, % — 0;
  - 3) кислотное число окисленного масла, мг КОН на 1 г масла — не более 0,1;
- температура застывания, °С — не выше 45;
- вязкость кинематическая,  $\text{м}^2/\text{с}$  — не более  $10^{-6}$ :
  - 1) при 20°С — 28;
  - 2) при 50°С — 9;
  - 3) при -30°С — 1300.

Пробивное напряжение масла должно быть не менее 35 кВ/мм для трансформаторов классов напряжения 60...220 кВ, не менее 25 кВ/мм для трансформаторов напряжением 20...35 кВ.

*Ухудшение характеристик масла* связано с воздействием температуры, повышенной напряженностью содержащегося в масле кислорода, его контактированием с металлами (сталью, медью) и изоляционными деталями, присутствием посторонних примесей и др.

Рекомендуются следующие объем и периодичность испытаний масла:

- перед первым включением трансформатора в работу проводится проверка масла в сокращенном объеме;
- через 10 дней и через месяц для трансформаторов напряжением 220 кВ, а для трансформаторов напряжением 330 кВ и выше также и через три месяца проводятся испытания в том же объеме, как и перед включением; кроме того, через трое суток после включения и далее через 14 суток, один, три и шесть месяцев у всех трансформаторов напряжением 220 кВ и выше производится хроматографический анализ газов, растворенных в масле;
- при дальнейшей эксплуатации испытания масла производят в соответствии с периодичностью текущего ремонта.

Контакт масла трансформатора с атмосферным воздухом приводит к насыщению его кислородом, а также и увлажнению. В результате снижается электрическая прочность масла. Для удаления из масла влаги используют способы центрифугирования, фильтрования и осушки масла (раздел 12.5).

**Защита масла от увлажнения и старения.** С этой целью используются: расширитель, воздухоосушители, адсорбционные и термосифонные фильтры, устройства азотной и пленочной защиты. Для повышения стабильности масел применяют антиокислительные и стабилизирующие присадки.

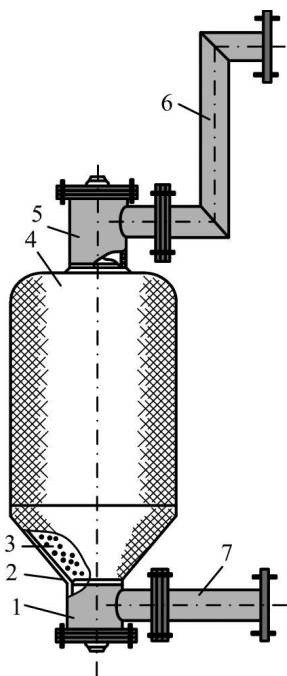


Рис. 6.2

Термосифонный трансформаторный фильтр:

1 — бункер для удаления сорбента; 2 — металлическая решетка с сеткой; 3 — силикагель (сорбент); 4 — корпус фильтра; 5 — бункер для подачи силикагеля; 6, 7 — трубы для подсоединения к баку.

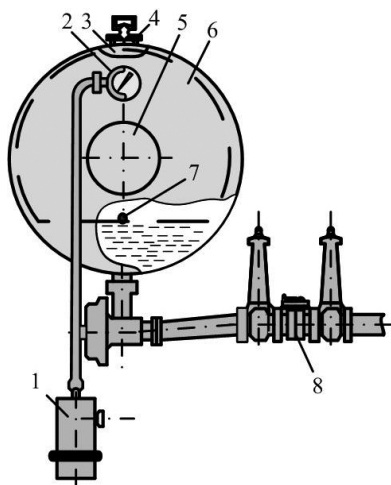
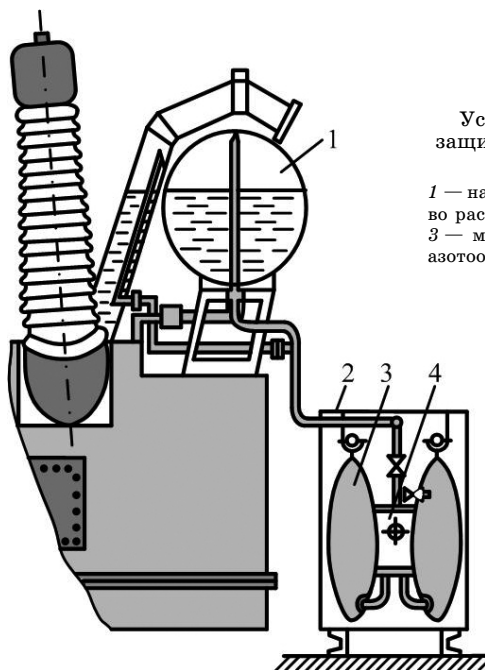


Рис. 6.3

Устройство пленочной защиты масла от окружающей среды:

1 — воздухоосушитель; 2 — стрелочный маслоуказатель; 3 — эластичная емкость; 4 — соединительный патрубок; 5 — монтажный люк; 6 — расширитель; 7 — реле поплавкового типа; 8 — газовое реле.



**Рис. 6.4**  
Устройство азотной защиты трансформаторного масла:

1 — надмасляное пространство расширителя; 2 — шкаф; 3 — мягкий резервуар; 4 — азотоосушитель.

*Адсорбционные масляные фильтры* предназначены для непрерывной регенерации масла трансформатора в процессе его эксплуатации с циркуляционной и дутьевой циркуляционными системами охлаждения, обеспечивающими принудительную циркуляцию масла через фильтр.

Трансформаторные фильтры с естественной масляной и дутьевой системами охлаждения, когда циркуляция масла в фильтре обеспечивается только за счет разности плотностей нагретого и охлажденного масла, называют *термосифонными* (рис. 6.2).

Количество сорбента в термосифонном фильтре составляет 1% массы масла в трансформаторе.

За счет **пленочной защиты** полностью удаляются влага и газ из масла и изоляции. Полная герметизация осуществляется за счет установки внутри расширителя эластичной емкости, предназначенной для компенсации температурного изменения объема масла. Эта емкость плотно

прилегает к внутренней поверхности расширителя и масла (см. рис. 6.3) и обеспечивает герметизацию масла от окружающей среды.

Внутренняя полость эластичной емкости соединена патрубком с окружающей средой через воздухоосушитель, который препятствует конденсации влаги на этой внутренней полости. 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, а также надмасляное пространство заполняют сухим азотом и герметизируют от окружающей среды при помощи мягких резервуаров, служащих для компенсации температурных изменений объема масла (см. рис. 6.4).

### 6.2.3. ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Текущий ремонт предназначен для проверки состояния быстроизнашивающихся и несложных в ремонте узлов, чтобы обеспечить безотказную работу трансформатора до следующего ремонта [5]. Они предполагают осмотр и чистку узлов и деталей (легкодоступных), в том числе загрязненной внешней изоляции, ликвидацию небольших дефектов, замену неосновных узлов, а также измерения, испытания и осмотры. Проводится комплекс работ по уходу за трансформаторным маслом, в который входят: спуск грязи и конденсата из расширителя; проверка маслоуказателя и доливка масла в расширитель; проверка и смена сорбента в термосифонном фильтре и воздухоосушителях.

Производят очистку наружных поверхностей бака и крышки, проверку спускных кранов и уплотнений, целостности мембраны выхлопной трубы и предохранительного клапана. Проверяют и смазывают подшипники вентиляторов, электродвигателей, насосов. Обследуют устройства регулирования под нагрузкой (привод, контактор), а также переключатель регулирования без возбуждения,

устройства релейной защиты, приборы контроля температуры и давления масла, систему азотной защиты.

Проводят проверку и опробование устройств защиты и автоматики, систем охлаждения и пожаротушения. Выполняются испытания изоляции и контактных соединений, в том числе сопротивления контактов переключающих ответвлений.

Сопротивление изоляции измеряют во время испытаний при появлении признаков неисправности.

Оценка состояния изоляции производится в таком же объеме, как при вводе трансформатора в эксплуатацию.

### **6.3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ ТЕРМИНАЛОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ «СИРИУС-Т» И «СИРИУС-УВ»**

В соответствии с ПТЭ и ПУЭ трансформатор оборудован следующими устройствами РЗА:

- двухступенчатая дифференциальная токовая защита трансформатора: ДЗТ-1 токовая отсечка, ДЗТ-2 защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания;
- максимальная токовая защита стороны 35 кВ трансформатора: МТЗ ВН с автоматическим вводом ускорения при включении выключателя 35 кВ;
- максимальная токовая защита стороны 10 кВ трансформатора: МТЗ НН с автоматическим вводом ускорения при включении выключателя 10 кВ;
- газовая защита трансформатора;
- защита от перегруза на стороне 10 кВ трансформатора;
- максимальная токовая защита стороны 35 кВ трансформатора МТЗ 1 (выполнена на устройстве «Сириус-УВ»);
- перегрев трансформатора;
- сигнализация небаланса в плечах дифференциальной защиты ДЗТ-3;
- управление, оперативный ток защит Т № 1.

Защиты трансформатора расположены в двух шкафах: шкаф защит трансформатора Т № 1 (ШЗТ) и шкаф питания защит Т № 1 (ШПВ), которые установлены на ОРУ-35 кВ.

В шкафу ШЗТ расположены защиты трансформатора и цепи управления элегазового выключателя 35 кВ Т № 1, выполненные на микропроцессорных устройствах типа «Сириус-Т» и «Сириус-УВ».

На ПС применен переменный оперативный ток, получаемый от трансформатора собственных нужд (ТСН). Включение цепей управления и сигнализации осуществляется соответствующими автоматами, находящимися в шкафу ТСН-1, и ТН 10 кВ, отстроенными на суммарный ток системы шин  $I_{с. ш.}$ . При получении сигнала о работе защит в шкафу центральной сигнализации (ЦС) необходимо нажать кнопку КС «Съем сигнала» и действовать согласно «Инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушения нормального режима электрической части энергосистемы».

В шкафу ШПВ расположены блоки питания защит, от которых питаются микропроцессорные устройства «Сириус-Т» и «Сириус-УВ».

В «Сириус-УВ» установлены положения автоматов ТН-35 кВ на суммарный ток системы шин  $I_{с. ш.}$ , ШП и автоматов оперативного тока цепей «Сириус-Т» и «Сириус-УВ». При отключении какого-либо из этих автоматов на индикаторе выводится: «Автомат ТН» или «Автомат ШП», или «Автомат откл.», в зависимости от того, какой автомат отключен, и срабатывает предупредительная сигнализация.

Для устранения неисправности необходимо включить эти автоматы и на «Сириус-УВ» нажать кнопку «Сброс».

В шкафу ШПВ имеется автомат SF — «Питание БПЗ». Автомат SF питает цепи отключения защит Т № 1. При его отключении работает предупредительная сигнализация и в шкафу ШПВ выпадает блинкер «Неисправность цепей управления». Для устранения неисправности необходимо включить автомат SF — «Питание БПЗ». Автомат SF — «Питание БПЗ» при введенных в работу защитах Т № 1 должен быть включен.

В шкафу ШЗТ № 1 установлены следующие автоматы, которые при введенных в работу защитах должны быть включены:

- SF1 — оперативные цепи защит «Сириус-Т»;
- SF2 — цепи питания устройства «Сириус-Т»;
- SF3 — оперативные цепи управления и защит «Сириус-УВ»;
- SF4 — цепи питания устройства «Сириус-УВ»;
- SF5 — цепи электромагнита включения ЭВ 35 кВТ № 1.

В релейном шкафу ТСН-1 КРУН-10 кВ установлены следующие автоматы:

- SF1 — питание цепей электромагнита включения ЭВ 35 кВТ № 1;
- SF2 — цепи питания блоков питания ОРИОН БПМ защит Т № 1.

#### 6.4. РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРА

Надежность — способность устройств выполнять определенные функции и сохранять заданные характеристики в течение заданного времени в определенных условиях эксплуатации. Утрата этой способности называется отказом устройства. Различают внезапные (полные) и постепенные (допусковые) отказы.

Основным показателем является безотказность в работе, т. е. сохранение работоспособности в течение некоторого времени без вынужденных перерывов. Отказ — это случайное событие, поэтому говорят о вероятности появления отказов. Вероятность безотказной работы обозначается  $P(t)$  и определяется как  $P(t) = e^{-\lambda t}$ , где  $\lambda$  — интенсивность отказов,  $t$  — время. Вероятность безотказной работы всей электротехнической системы определяется по формуле

$$P(t) = e^{-t \sum_{i=1}^k \lambda_i},$$

где  $\lambda_i$  берется в справочнике;  $k$  — количество элементов.

Т а б л и ц а 6.1

**Интенсивность потока отказов узлов трансформатора**

№ эле- мента	Наименование элемента	Диапазон значений, $10^{-6}$	Интенсивность потока отказов элемента, $10^{-6}$
1	Трансформаторы тока (ТПОЛ-35)	(0,002...6,4)	3,3
2	Газовое реле (ПГ-22)	(0,05...101)	1,5
3	Обмотки трансформа- тора (ВН, НН)	(0,002...4,4)	3,1
4	Изолятор 10 кВ (ИП-10/2000-750)	(0,005...6,4)	4,5
5	Устройство ввода сило- вого трансформатора (ИПУ-35/630-750)	(0,1...7,8)	4,3
6	Устройство РПН (РНТ-13)	(0,0003...2,8)	2,5

Поэтому сложные системы имеют весьма низкую надежность, несмотря на высокую надежность компонентов. Интенсивность отказов растет с увеличением электрической и тепловой нагрузки, с ухудшением механических и климатических воздействий, поэтому при выборе электрооборудования надо соблюдать режимы их работы. Для повышения надежности используют резервирование — горячее (нагруженное) и холодное, при котором оборудование во время работы электротехнической системы находится в выключенном состоянии.

Рассмотрим эффективность применения электрооборудования по показателям надежности и экономическим характеристикам на примере трансформатора.

Трансформатор относится к восстанавливаемым объектам, и поэтому основными показателями надежности являются: вероятность безотказной работы на определенное время работы, интенсивность отказов (табл. 6.1), коэффициент готовности.

Вероятность безотказной работы на  $t$  часов наработки определяется по формуле

$$P_{\text{тр-ра}} = e^{-t\lambda_{\text{тр-ра}}}, \quad (6.1)$$



где  $\lambda_{\text{тр-ра}}$  — интенсивность потока отказов схемы;  $t$  — время работы, ч.

$$\lambda_{\text{тр-ра}} = \sum_{i=1}^n \lambda_i, \quad (6.2)$$

где  $\lambda_i$  — интенсивность потока отказа  $i$ -го элемента схемы;  $n$  — число элементов схемы.

$$\lambda_{\text{тр-ра}} = (3,1 + 1,5 + 3,3 + 4,5 + 4,3 + 2,5)10^{-6} = 19,2 \cdot 10^{-6}. \quad (6.3)$$

Вероятность безотказной работы трансформатора необходимо определять за 220 000 часов работы:

$$P_{\text{тр-ра}} = e^{-220000 \cdot 19,2 \cdot 10^{-6}} = 0,015. \quad (6.4)$$

Коэффициент готовности трансформатора:

$$K_{\text{гтр}} = \frac{T_{\text{о тр}}}{T_{\text{о тр}} + T_{\text{в тр}}}, \quad (6.5)$$

где  $T_{\text{о тр}}$  — средняя наработка на отказ трансформатора;  $T_{\text{в тр}}$  — среднее время восстановления трансформатора.

$$T_{\text{о тр}} = \frac{1}{\lambda_{\text{тр-ра}}}; \quad (6.6)$$

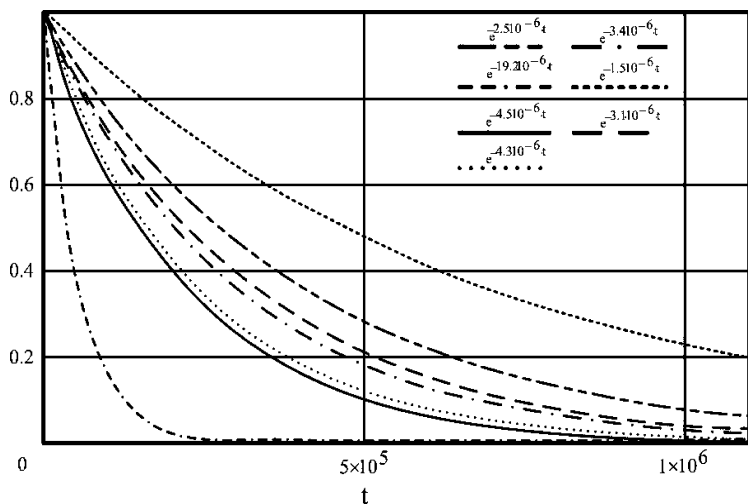
$$T_{\text{о тр}} = \frac{1}{19,2 \cdot 10^{-6}} = 52631,57 \text{ (ч)}; \quad (6.7)$$

$$T_{\text{в тр}} = 21 \dots 24 \text{ (ч)}; \quad (6.8)$$

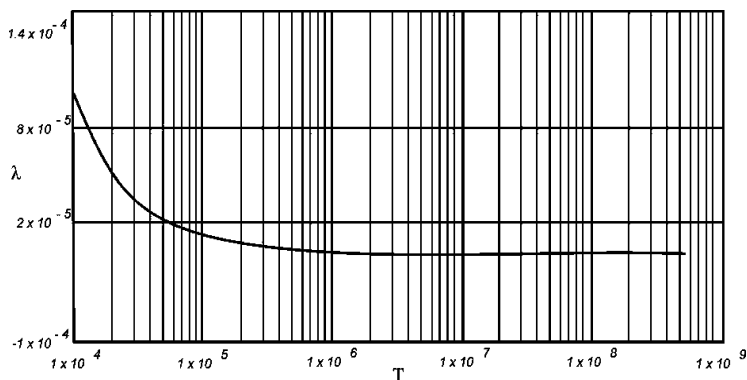
$$K_{\text{гтр}} = \frac{52631,57}{52631,57 + 22} = 0,9995. \quad (6.9)$$

Построим графики вероятностей безотказной работы для каждого устройства, входящего в комплект трансформатора (см. рис. 6.5).

Проведя анализ полученных зависимостей, можно заключить, что газовое реле ПГ-22 наиболее подвержено отказу, изоляторы являются самыми надежными элементами силового трансформатора. Из графиков также видно,



**Рис. 6.5**  
Графики вероятности безотказной работы  
составных устройств трансформатора



**Рис. 6.6**  
«Кривая жизни» трансформатора ТМН-4000

что трансформаторы тока и устройство РПН больше подвержены отказу, чем обмотки трансформатора.

Таким образом, построенные графики наглядно иллюстрируют вероятность безотказной работы как отдельных узлов, так и всего силового трансформатора в целом.

Своевременное обслуживание узлов может стать гарантией, что они отработают свой заявленный ресурс, а небрежное обращение приведет к выходу узлов из строя до осуществления планового ремонта. Это в свою очередь приведет к дополнительным затратам или к выходу трансформатора из строя. Силовой трансформатор — один из надежных составляющих системы энергоснабжения потребителей, поэтому он должен иметь высокий коэффициент готовности. В рассмотренном примере он равен 0,9995.

Построим «кривую жизни» трансформатора (рис. 6.6) и произведем расчет первой части графика, т. е. промежуток притирочной работы и времени нормальной работы трансформатора.

Интенсивность отказов:

$$\text{liambda}_i = -\ln(P_i)10^{-4}.$$

liambda =

	0
0	1,86·10 <sup>-9</sup>
1	1,86·10 <sup>-7</sup>
2	9,3·10 <sup>-7</sup>
3	1,86·10 <sup>-6</sup>
4	9,3·10 <sup>-6</sup>
5	1,86·10 <sup>-5</sup>
6	2,79·10 <sup>-5</sup>
7	5,58·10 <sup>-5</sup>
8	8,37·10 <sup>-5</sup>
9	1·10 <sup>-4</sup>

T =

	0
0	537 634 408,601
1	5 376 344,086
2	1 075 268,817
3	537 634,409
4	107 526,882
5	53 763,441
6	35 842,294
7	17 921,147
8	11 947,431
9	9999,896

Анализируя «кривую жизни», можно утверждать, что после запуска трансформатора в эксплуатацию он не сразу вступает в фазу нормального режима работы. Вначале имеет место период приработки, когда число отказов велико из-за неправильных монтажа, наладки и т. д. Только после этого наступает время нормального режима работы с минимальным количеством отказов. Для силовых трансформаторов нормальный срок службы составляет 25...30 лет, после чего оборудование стареет, что влечет за собой рост количества отказов. В вопросе надежности немалую роль играет и человеческий фактор.

**Вывод.** Своевременное осуществление обслуживания и ремонта узлов, соблюдение инструкций завода-изготовителя может продлить время ремонтного цикла трансформатора, повысить его надежность, а небрежная эксплуатация, как говорилось выше, может привести к быстрому выходу его из строя.

### **Контрольные вопросы и задания**

1. Перечислите состав работ по оперативному и техническому обслуживанию трансформаторов.
2. Каково назначение устройств релейной защиты, автоматики и сигнализации, которыми снабжаются силовые трансформаторы?
3. Приведите классификацию испытаний трансформаторного масла. Укажите сроки, объем и методику этих испытаний.
4. Как защитить трансформаторное масло от увлажнения и старения?
5. Назовите цели и объем текущего ремонта трансформаторов.

## ГЛАВА 7

# ОРГАНИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОРЕМОНТНОГО ПРОИЗВОДСТВА

При организации электроремонтного производства учитываются масштабы обслуживаемого района, расположение объектов и объемы их ремонтного фонда, а также возможность обеспечения электроремонтного предприятия электрической и тепловой энергией, водой, транспортом, квалифицированной рабочей силой и т. д. [3, 5, 14]. Наряду с территориальными предприятиями электроремонта существуют ремонтные заводы и цеха по ведомственной принадлежности.

Максимальный объем электроремонтного производства, при котором обеспечивается минимальная себестоимость ремонта, находится в пределах 160...180 тысяч условных ремонтных единиц.

Качество ремонта требует применения достаточно дорогого специализированного оборудования, окупающегося при достаточно высокой его загрузке.

Стоимость ремонта оборудования достигает 60...80% стоимости нового оборудования при практическом отсутствии его дефицита. Поэтому если качественный ремонт обеспечить невозможно, то целесообразнее заменить вышедшее из строя оборудование на новое.

### 7.1.

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРУДОЕМКОСТИ РЕМОНТА И ЧИСЛЕННОСТИ РЕМОНТНОГО ПЕРСОНАЛА

Все электрические машины, находящиеся в эксплуатации, разделяются на *группы* в зависимости от их **типа** (асинхронные, синхронные, постоянного тока), **мощности** (малой — до 1,1 кВт, средней — до 100...400 кВт, большой —

свыше 400 кВт), уровня напряжения (низковольтные — до 1 кВ, высоковольтные — свыше 1 кВ), конструктивного исполнения и длительности межремонтного периода. Производительность (годовая) электроремонтного предприятия в единицах продукции определяется по формуле

$$P_e = K_p[(A_1/T_1 + A_2/T_2 + \dots + A_n/T_n) + (A_1/t_1 + A_2/t_2 + \dots + A_n/t_n)], \quad (7.1)$$

где  $A_1, A_2, \dots, A_n$  — количество электрических машин в каждой группе;  $T_1, T_2, \dots, T_n$  — средняя длительность ремонтного цикла для каждой группы машин, количество лет (см. раздел 5.4);  $t_1, t_2, \dots, t_n$  — средняя длительность межремонтного периода для этих групп, количество лет;  $K_p = 1,3 \dots 1,6$  — коэффициент, учитывающий развитие обслуживаемых производств и возможные случайные отказы.

Если текущие ремонты проводятся силами предприятия, то из выражения (7.1) исключают первую составляющую в круглых скобках, определяя производительность только по капитальному ремонту.

Число электрических машин, ежегодно проходящих ремонт, можно определить следующим образом:

$$a_1 = A_1/T_1 + A_1/t_1; \quad a_2 = A_2/T_2 + A_2/t_2; \quad \dots; \quad a_N = A_N/T_N + A_N/t_N. \quad (7.2)$$

Годовая трудоемкость работ по ремонту электрических машин (человеко-час) определяется по формуле

$$T_p = (A_1/T_1)M_1 + (A_1/t_1)m_1 + (A_2/T_2)M_2 + (A_2/t_2)m_2 + \dots + (A_N/T_N)M_N + (A_N/t_N)m_N, \quad (7.3)$$

где  $M_j$  и  $m_j$  — среднее нормативное время соответственно капитального и текущего ремонта для каждой группы электрических машин.

Нормативное время ремонта зависит от типа электрической машины (I — коллекторная; II — синхронная; III — с фазным ротором) и ее конструктивного исполнения, частоты вращения двигателя, напряжения и вида ремонта. Для низковольтных асинхронных двигателей (менее 1000 В) с короткозамкнутой обмоткой ротора мощностью до 630 кВт

Таблица 7.1

## Нормы трудоемкости ремонта асинхронных двигателей

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

и частотой вращения 1500 об/мин используются нормы трудоемкости ремонта, приведенные в табл. 7.1.

Для других машин вводятся дополнительные коэффициенты трудоемкости:  $K_n$  — для скоростей, отличных от 1500 об/мин;  $K_u$  — для напряжения свыше 1000 В;  $K_t$  — для других типов машин. Ниже приведены значения этих коэффициентов:

$n$ , об/мин	3000	1500	1000	750	600	500
$K_n$	0,8	1,0	1,1	1,2	1,4	1,5
Тип машины	I	I	II	II	III	III
$K_t$	1,8		1,2		1,3	
Напряжение, В	От 1000 до 3300		Свыше 3300		До 6600	
$K_u$	1,7		2,1			

Трудоемкость капитального  $M$  и текущего  $m$  ремонта электрической машины мощностью  $j$  можно определить по формулам

$$M_j = M_{j \text{ баз}} K_n K_t K_u; \quad (7.4)$$

$$m_j = m_{j \text{ баз}} K_n K_t K_u, \quad (7.5)$$

где  $M_{j\text{ баз}}$ ,  $m_{j\text{ баз}}$  — трудоемкости соответственно капитального и текущего ремонта базового асинхронного двигателя (см. табл. 7.1).

Для крупных высоковольтных электрических двигателей и генераторов нормы трудоемкости ремонта определяются предприятиями-изготовителями.

#### ПРИМЕР 7.1

Определить трудоемкость капитального и текущего ремонта синхронного двигателя мощностью 500 кВт, напряжением 3,3 кВ, имеющего номинальную скорость 600 об/мин, по формулам

$$M_{500} = M_{j\text{ баз}} K_n K_t K_u = 225 \cdot 1,4 \cdot 1,2 \cdot 1,7 = 643 \text{ чел.-ч};$$

$$m_{500} = m_{j\text{ баз}} K_n K_t K_u = 44 \cdot 1,4 \cdot 1,2 \cdot 1,7 = 126 \text{ чел.-ч}.$$

Определяют число производственных рабочих  $N$ , необходимое для выполнения годовой программы  $T_p$ :

$$N = T_p / \Phi, \quad (7.6)$$

где  $\Phi$  — годовой фонд времени одного рабочего, равный при 41-часовой рабочей неделе 1860 ч (отпуск 15 дней), 1840 ч (отпуск 18 дней), 1820 ч (отпуск 24 дня).

Рассмотренная методика является трудоемкой и требует большого объема информации, что ведет к ошибкам при расчетах. Поэтому на практике пользуются укрупненной методикой расчета. Вводится понятие **условной единицы ремонта**, за которую принимают трудоемкость ремонта одного асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором мощностью 5 кВт, напряжением 220/380 В, со скоростью 1500 об/мин, степенью защиты IP23. Для перехода к условным ремонтным единицам  $R$  количество станков  $n$  умножают на коэффициент  $K_{\text{тип}}$ :

$$R = n K_{\text{тип}}, \quad (7.7)$$

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 электротехнической промышленности);  $3,0 \dots 3,5$  (для станкоинструментальных заво-



дов); 3,3...4,3 (для заводов строительного, дорожного и коммунального машиностроения).

Суммируя условные ремонтные единицы, получают их суммарное число  $\sum R$ . Далее по методике, изложенной в разделе 5.4, определяют продолжительности ремонтного цикла и межремонтного периода в зависимости от характера производства по формуле (7.3) и годовую трудоемкость и число рабочих — по формуле (7.6).

Если известна средняя мощность двигателей, и она отличается от значения 5 кВт, то приведение к условным ремонтным единицам осуществляют с помощью коэффициентов приведения:

- средняя мощность — 1, 3, 5, 7, 10, 15, 20, 30, 40, 55, 75, 100 кВт;
- коэффициент приведения — 0,69; 0,78; 1,19; 1,25; 1,5; 1,8; 2,1; 2,2; 2,3; 3,7; 4,6.

Т а б л и ц а 7.2

**Трудоемкость работ при капитальном ремонте  
асинхронного двигателя**

Виды 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 трудоемкость ремонта увеличивают на 30% для учета двигателей, установленных на вспомогательном оборудовании.

По количеству основных рабочих  $N$  определяют число вспомогательных рабочих  $N_{\text{всп}}$ , инженерно-технических работников  $N_{\text{итр}}$ , служащих и младшего обслуживающего персонала  $N_{\text{сл}}$ :

$$N_{\text{всп}} = aN; N_{\text{итр}} = b(N + N_{\text{всп}}); N_{\text{сл}} = c(N + N_{\text{всп}}), \quad (7.8)$$

где  $a = 0,15 \dots 0,18$ ;  $b = 0,08 \dots 0,12$ ;  $c = 0,025 \dots 0,04$ .

Распределение рабочих по профессиям определяется трудоемкостью соответствующей группы работ по ремонту. В табл. 7.2 представлен расчет трудоемкости капитального ремонта асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором мощностью 30 кВт и со скоростью вращения 1500 об/мин.

Распределение рабочих по профессиям выглядит так: электрообмотчики — 40%, электрослесари — 37%, электромонтеры испытательной станции — 3%, станочники — 5%, пропитчики — 4%, остальные — 11%.

## 7.2. СТРУКТУРА ЦЕХА ПО РЕМОНТУ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И ПУСКОРЕГУЛИРУЮЩЕЙ АППАРАТУРЫ

Структура электроремонтного предприятия и состав его оборудования определяются номенклатурой и объемом ремонтируемого оборудования. Если ремонтный цех является одним из цехов предприятия, то создается центральная электротехническая лаборатория.

В ремонтном цехе производятся следующие работы:

- капитальный ремонт электрических машин, включая их реконструкцию и модернизацию;
- средний и текущий ремонт;
- ремонт и изготовление пускорегулирующей аппаратуры;
- изготовление запасных частей для электрических машин и аппаратов;
- изготовление электромонтажных узлов и заготовок;

- ремонт и изготовление технологической оснастки для ремонта.

Все работы в этом цехе можно разбить на восемь видов: предремонтные, разборочно-дефектировочные, изоляционно-обмоточные, слесарно-механические, комплекточные, сборочные, отделочные и послеремонтные. В состав этого цеха должны входить следующие отделения и участки:

- склады поступающей и готовой продукции;
- испытательный участок;
- участок разборки, мойки и дефектации машин и аппаратов;
- ремонтно-механический участок;
- кузнечно-сварочный участок;
- отделение ремонта контактных колец, коллекторов и щеточных аппаратов электрических машин, а также восстановления контактов электрических аппаратов;
- обмоточное отделение;
- участок восстановления обмоточных проводов (в ряде случаев здесь осуществляется и изготовление нового обмоточного провода);
- пропиточно-сушильный участок с отделением окраски;
- участок комплектации и сборки электрических машин и аппаратов;
- испытательная станция.

В цехе могут быть участки гальванопластики и столярная мастерская.

Типовая схема проведения ремонта представлена на рис. 7.1.

**Испытательный участок.** Проводят предремонтные испытания для выявления неисправностей электрических машин, поступивших в ремонт. Помимо внешнего осмотра, на участке производят измерение активных сопротивлений и сопротивления изоляции обмоток, проверяют целостность подшипников (при работе на холостом ходу), правильность и плотность прилегания щеток к коллектору и контактным кольцам, уровень вибрации. Участок оснащен подъемно-транспортным и электроизмерительным оборудованием, а также испытательными стендами.

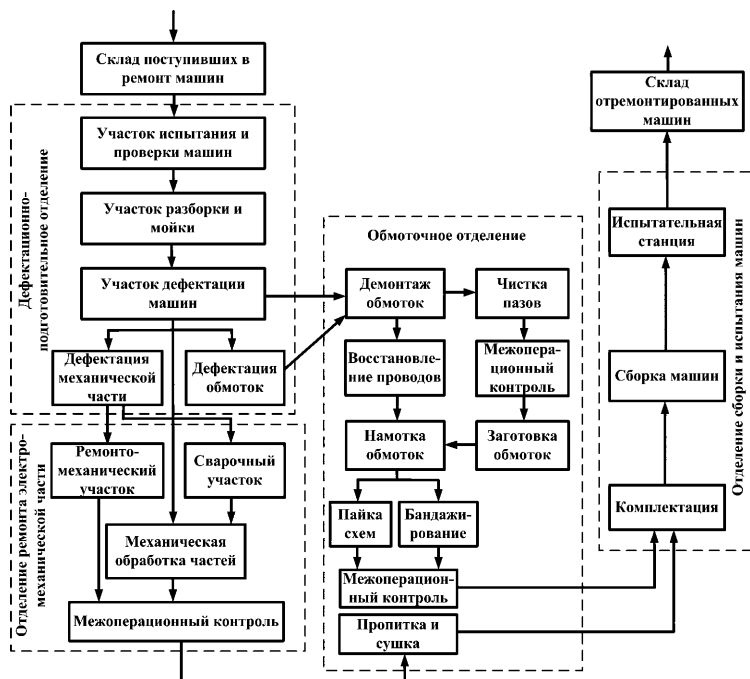


Рис. 7.1  
Типовая схема ремонта

**Участок разборки, мойки и дефектации.** Производят очистку машин, разбирают ее на отдельные узлы и производят дефектацию (определяют их состояние и степень износа, объем ремонта), передают неисправные детали для ремонта, а исправные — на участок комплектации. Составляется дефектная ведомость и определяется необходимый объем ремонта и потребность в комплектующих изделиях. Участок оснащен подъемно-транспортным и моечным оборудованием, механическими и электрическими инструментами для разборки машин, станками для удаления обмотки, печью для выжигания (нагрева) изоляции, приспособлениями для выведения ротора из статора.

**Ремонтно-механический и кузнечно-сварочный участки.** Ремонтируют и изготавливают новые детали электрических машин и аппаратов — валы, корпуса подшипников

скольжения, крышки подшипников, токоведущие части, такие как контактные кольца, коллекторы, щеточные механизмы, контакты. Производят перешихтовку магнитопроводов (сердечников), а также восстановление резьбовых соединений. Изготавливают необходимую для ремонта технологическую оснастку. Участки оснащены универсальными станками для механической обработки деталей, подъемно-транспортным оборудованием, прессами и ножницами для резки металла, сварочным и слесарным оборудованием.

**Обмоточное отделение.** Ремонтируют и изготавливают новые обмотки электрических машин и аппаратов, осуществляют укладку, пропитку и сушку обмоток, производят сборку рабочей схемы соединения обмоток и осуществляют контроль изоляции обмоток.

Участок пропитки и сушки должен иметь хорошую вытяжную вентиляцию.

В отделении окраски проводят отделочные работы и окраску машин и аппаратов после сборки и испытаний. Там имеются станки для очистки и изолировки проводов, намотки обмоток, резки и формовки изоляции, прессы для формовки катушек из прямоугольного провода, специальные станки для бандажировки обмоток. Отделение оснащено инструментом для пайки и сварки проводов, необходимым пропиточным оборудованием и сушильными шкафами.

**Участок комплектации и сборки.** Сюда направляются исправные чистые узлы и детали с участка разборки и дефектации, отремонтированные детали из остальных отделений, а также недостающие комплектующие детали (крепеж, подшипники качения и т. п.). Осуществляются поузловая и общая сборка электрических машин и аппаратов. Здесь производится и балансировка роторов электрических машин. Участок оснащен тем же оборудованием, что и участок разборки (за исключением моечного оборудования).

**Испытательная станция.** Проводятся послеремонтные испытания машин и аппаратов по соответствующим программам, испытания новых конструкций, изготовленных в процессе реконструкции или модернизации.

Станция оснащена подъемно-транспортным оборудованием и испытательными стендами, включая стенды для высоковольтных испытаний, а также соответствующим защитным оборудованием.

### **7.3. СТРУКТУРА ЦЕХА ПО РЕМОНТУ ТРАНСФОРМАТОРОВ**

Трансформаторы считаются самыми надежными элементами электрической системы, если соблюдать правила их хранения, транспортировки, монтажа и эксплуатации.

В цехе по ремонту трансформаторов проводятся следующие работы:

- капитальный ремонт, включая реконструкцию и модернизацию;
- средний и текущий ремонт;
- изготовление запасных частей для трансформаторов;
- ремонт маслонаполненных электрических аппаратов.

Все ремонтные работы можно разбить на восемь видов: предремонтные, разборочно-дефектировочные, обмоточные, слесарно-механические, комплектовочные, сборочные, отделочные и послеремонтные. В состав цеха входят следующие отделения и участки:

- склады неисправных и отремонтированных трансформаторов;
- испытательный участок;
- участок осмотра, разборки и дефектировки трансформаторов и маслонаполненных аппаратов;
- участок чистки и мойки баков;
- сварочно-механический участок, участок ремонта систем регулирования напряжения;
- отделение подготовки масла, участок заливки масла;
- участок ремонта магнитопроводов, оборудованный установкой для лакирования пластин;
- отделение по ремонту и изготовлению обмоток;
- сушильно-пропиточное отделение;
- сборочный участок;
- испытательная станция;
- участок окраски баков.

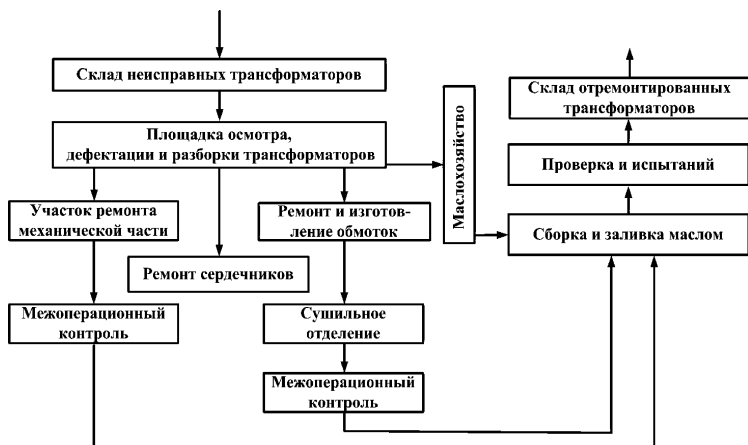


Рис. 7.2  
Структурная схема ремонта трансформаторов

Поскольку трансформаторы разнообразны по конструктивному исполнению, используется индивидуальный метод ремонта (рис. 7.2).

Масло либо восстанавливают, либо заменяют на новое. Масло является горючим материалом, поэтому необходимо принимать меры пожарной безопасности.

Ремонт трансформатора, связанный со вскрытием бака и разборкой трансформатора, является капитальным. Это объясняется тем, что после вскрытия трансформатора необходима обработка масла, замена сорбентов и уплотнений, сушка активной части, контрольные испытания и др.

#### 7.4. СТРУКТУРА ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ ЛАБОРАТОРИИ

В составе лаборатории предусматриваются следующие подразделения:

- **лаборатория электрических измерений**, в которой осуществляются ремонт и проверка используемых электроизмерительных приборов. Сотрудники лаборатории проводят контроль за эксплуатацией приборов на месте установки;

- **лаборатория электротехнических испытаний**, в которой проводят послеремонтные и эксплуатационные испытания трансформаторов и высоковольтных двигателей, реакторов и вентильных разрядников, профилактические испытания изоляции высоковольтных выключателей, разъединителей, комплексных распределительных устройств и высоковольтных кабельных линий, устройств защиты электротехнических установок, измерение сопротивления заземляющих устройств и контроль за качеством трансформаторного масла, жидких негорючих диэлектриков и изоляционных материалов;
- **лаборатория электрического привода**, в которой исследуются режимы работы электроприводов и проверяется действие, их защита, проводятся пусконаладочные работы, разрабатываются и осуществляются мероприятия по внедрению на предприятии новой техники, замене устаревшего оборудования и его модернизации, осуществляется наладка оборудования после ремонта;
- **лаборатория промышленной электроники**, в которой производится ремонт и наладка электронного оборудования, используемого на предприятии, включая контроль за работой силовых полупроводниковых устройств и систем управления, осуществляется контроль и наладка систем дистанционного управления, сигнализации и измерений;
- **лаборатория релейной защиты и автоматики**, в которой проверяется проверка защиты и сетевой автоматики, установленных на подстанциях и в распределительной сети предприятия. В лаборатории разрабатываются программы ввода объектов электроснабжения, проводится ремонт действующих электроустановок, изготавливаются и ремонтируются комплектные устройства, используемые для проверки работы оборудования, испытываются защитные устройства и проверяются электроизмерительные приборы и счетчики;
- **пусконаладочная лаборатория**, в которой осуществляется контроль за результатами наладки нового или отремонтированного оборудования;



- **лаборатория режимов электроснабжения**, в которой собираются и анализируются данные работы систем электроснабжения, освещения и электропривода, определяются и контролируются рациональные режимы питания цехов предприятия и энергетических объектов, разрабатываются и осуществляются мероприятия по минимизации потерь электрической энергии и оптимизации работы устройств компенсации реактивной мощности;
- **лаборатория надежности**, в которой собирают и обрабатывают данные по отказам оборудования, а также выявляют причины этих отказов;
- **центральная электротехническая лаборатория**, в которой контролируется график нагрузки, осуществляется надзор за правильной и безопасной эксплуатацией всех высоковольтных установок предприятия, составляется и реализуется договор об электроснабжении с местной электроэнергетической системой.

### Контрольные вопросы и задания

1. От чего зависит трудоемкость ремонта электротехнического оборудования?
2. Как рассчитать численность работников электроремонтного предприятия?
3. Назовите основные виды работ, проводимых при ремонте электрических машин.
4. Назовите основные виды работ, проводимых при ремонте трансформаторов.
5. Каковы основные задачи центральной электротехнической лаборатории?

## **ПРИЕМКА И РЕМОНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН**

**В** зависимости от массы, размеров, а также от характера ремонта электрические машины ремонтируются на месте или направляются на ремонтное предприятие [3, 11].

Приемка в ремонт производится по акту, в котором, кроме паспортных данных машины и предполагаемого объема ремонта, указываются технические требования, которым должна удовлетворять машина после ремонта: мощность, напряжение, частота вращения двигателя, энергетические показатели и др. В ремонт принимаются только комплектные электрические машины, имеющие все основные узлы и детали, включая старые обмотки. Не ремонтируются машины с разбитыми корпусами и подшипниковыми щитами, а также со значительным (более 25%) повреждением магнитопроводов.

### **8.1. ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И СОДЕРЖАНИЕ РЕМОНТА**

**Технические условия ремонта.** Ремонт должен быть качественным, обеспечивающим эксплуатационную надежность, а технические показатели должны соответствовать стандартам и нормам [1, 14]. Отремонтированную машину снабжают всеми деталями, подшипники качения заполняют смазкой. Корпус окрашивают, концы валов покрывают консервационной смазкой.

Ремонтное предприятие должно гарантировать безотказную работу машины в течение одного года при со-

блюдении условий ее транспортировки, хранения и эксплуатации.

Выходные концы обмоток маркируют в соответствии со стандартом, к корпусу машины крепится новый щиток с указанием предприятия, проводившего ремонт, даты выпуска из ремонта и технических данных машины.

**Текущий ремонт** необходим машинам, находящимся в эксплуатации или резерве, в сроки, обусловленные графиком ППР. Его проводят на месте установки машины с ее остановкой и отключением. Если для ремонта требуются сложные приспособления и значительное время, то он проводится специализированным предприятием. Выполняются следующие работы: чистка наружных поверхностей машины; проверка состояния подшипников качения, их промывка и замена (при увеличенных радиальных зазорах); проверка системы принудительной смазки в подшипниках; чистка вентиляционных каналов, обмоток статора и ротора, коллекторов и контактных колец; устранение повреждений изоляции; сушка обмоток и покрытие их при необходимости эмалями; шлифовка контактных колец и коллекторов; регулировка щеточного механизма и систем защиты; сборка машины, проверка ее на холостом ходу и под нагрузкой; испытания и сдача в эксплуатацию с отметкой в документации.

**Капитальный ремонт** требуется машинам, находящимся в эксплуатации, в сроки, обусловленные графиком ППР или по результатам профилактических испытаний.

Капитальный ремонт проводится для полного возобновления ресурса электрической машины с восстановлением или заменой всех изношенных или поврежденных узлов и заменой обмоток.

Выполняются следующие работы:

- текущий ремонт; проверка воздушного зазора между статором и ротором; проверка осевого разбега ротора и зазоров между шейкой вала и вкладышем подшипника скольжения;
- разборка машины и мойка механических узлов; чистка коллектора, контактных колец, щеточного механизма; дефектация 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 распушения листов, восстановление прессовки, ремонт выгоревших участков, ремонт вала (устранение прогиба, восстановление посадочных отверстий);
- извлечение старых, изготовление и укладка новых обмоток; сборка и пайка (сварка) электрических схем; пропитка и сушка обмоток;
- сборка машины, проведение приемосдаточных испытаний.

При капитальном ремонте производят замену подшипников качения, выработавших свой ресурс.

**Следует помнить, что ущерб от отказа подшипника существенно больше стоимости самого подшипника.**

Обмотки провода повторно не используются, поскольку извлечь провод без повреждения невозможно. После извлечения провода передаются на переплавку. Высоковольтные обмотки из прямоугольного провода можно использовать повторно после замены изоляции.

## 8.2. ПРЕДРЕМОНТНЫЕ ИСПЫТАНИЯ

Целью этих испытаний является определение характера дефектов поступивших во внеплановый ремонт электрических машин [1, 3]. Встречаются случаи, когда исправная машина по ошибке отправляется в капитальный ремонт.

Последовательность испытаний **машин малой мощности**:

- определение состояния машины путем внешнего осмотра;
- измерение сопротивления изоляции обмоток;
- определение сопротивления обмоток постоянному току;
- проверка легкости вращения вала машины от руки;
- проверка работы на холостом ходу.

**Крупные машины** перед капитальным ремонтом испытывают на месте установки. Объем испытаний зависит

от конструкции машины и условий ее эксплуатации. Измеряют вибрации, температуру узлов машины (обмотки, магнитопровода, подшипников); температуру воздуха и воды на входе и выходе из воздухоохладителя и др. После остановки машины измеряют сопротивление изоляции, величину воздушного зазора, биение контактных колец и коллектора. Полученные данные сравнивают с данными испытаний, полученными в ходе предыдущего ремонта.

До ремонта в соответствии с ПТЭ 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 инструмент и подъемно-транспортные механизмы;
- укомплектовать и проинструктировать ремонтные бригады.

### 8.3. РАЗБОРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

Перед снятием шкивов, полумуфт, шестерен 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. При снятии этих деталей используют двух- или трехлапчатые съемники (ручные или гидравлические). Процесс снятия шкива 5 показан на рис. 8.1.

Лапы 4 съемника накладывают на наружную поверхность шкива и, вращая рукоятку 2, передвигают гайку 3

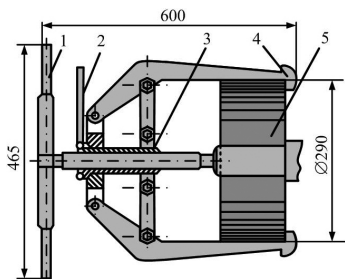


Рис. 8.1  
Процесс снятия шкива

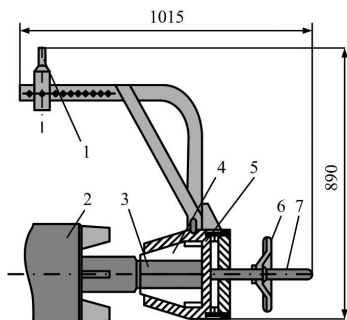
влево, обеспечивая плотный захват детали с упором в выходной конец вала. Вращая рукоятку 1, стягивают шкив с вала. Лапы 4 съемника позволяют захватывать детали, как за наружную, так и за внутреннюю поверхности, а путем перемещения гайки 3 можно фиксировать их положение. Для уменьшения усилий при насадке детали ее нагревают. С целью уменьшить нагрев 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 прикосновением прутка из олова, температура плавления которого около 250°C. Можно использовать нагрев детали токами высокой частоты, при котором вал практически не нагревается.

Пример разборки асинхронного двигателя закрытого исполнения (IP44), показанного на рис. 8.1:

- отсоединяют двигатель от сети и от заземления;
- отсоединяют двигатель от приводного механизма и снимают его с фундамента;
- снимают шпонку;
- снимают шкив или полумуфту с помощью съемника;
- снимают кожух 5 вентилятора 7;
- снимают вентилятор 7, предварительно ослабив его винт;
- отворачивают болты, крепящие подшипниковые щиты 6, 10, и снимают задний подшипниковый щит 6, легко ударяя по нему молотком из мягкого материала (дерева, пластмассы, меди);
- вынимают ротор 4 из статора 3, для чего легкими толчками сдвигают ротор в сторону переднего подшипникового щита 10 и выводят щит из замка. Поддерживая ротор, выводят его из статора, не допуская повреждения обмотки статора и крыльчатки ротора;
- снимают передний подшипниковый щит 10, легко ударяя по нему молотком;
- съемником снимают подшипники 9 (13), если необходима их замена.

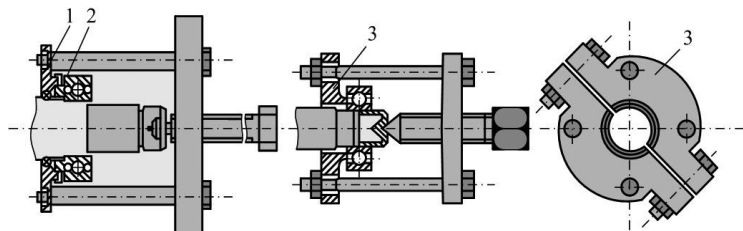
Снятие подшипниковых щитов производят, откручивая отжимные болты, если они предусмотрены в конструкции. Отжимные болты заворачивают равномерно в отжимные отверстия, не допуская перекоса подшипниковых щитов.

Крупные роторы выводят из статора с помощью приспособления, показанного на рис. 8.2. Серьгу 1 устанавливают так, чтобы она располагалась над центром тяжести ротора 2, после чего заводят кантовый 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 сергу 1 с помощью крана, и извлекают его из статора. Регулировку при извлечении ротора можно осуществить, поддерживая его за ось 7. Приспособление позволяет захватывать валы диаметром до 100 мм.

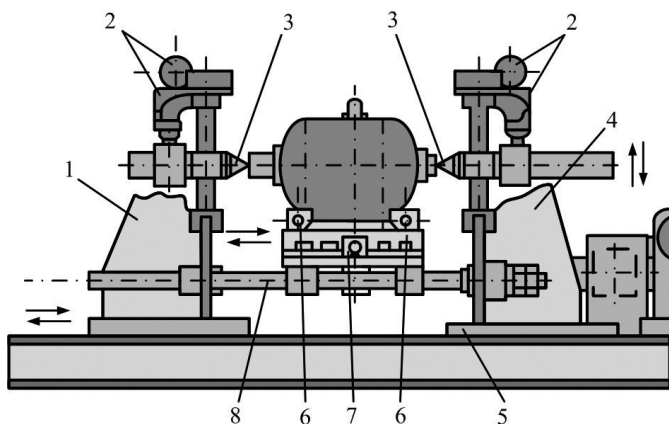


**Рис. 8.2**  
Приспособление для снятия крупных роторов

Во избежание повреждения подшипников усилия следует прикладывать к внутренней обойме. Для этого применяют лапчатые съемники, имеющие глубокие губки. Между крышкой 1 и подшипником (рис. 8.3) устанавливают специальные прокладки 2; можно использовать разъемный хомут 3.



**Рис. 8.3**  
Лапчатые съемники



**Рис. 8.4**  
Стенд для разборки двигателей:

1 — подвижная стойка; 2 — электропривод; 3 — пиноль; 4 — неподвижная стойка; 5 — поворотный стол; 6 — зажимное устройство; 7 — стол; 8 — направляющие.

При разборке машин используют гидравлические съемники, которые создают давление 6,4 МПа и позволяют развивать усилия до 100 кН при величине хода цилиндра до 75 мм.

На электроремонтных предприятиях для разборки двигателей с высотой оси вращения 112...280 мм (3...9 габаритов) используют специальный стенд для разборки двигателей (рис. 8.4).

Двигатель устанавливают на стенде рабочим концом вала к подвижной стойке 1 и закрепляют с помощью зажимного устройства 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 этом левый подшипниковый щит выпрессовывается с наружного кольца подшипника, а правый — из замка на корпусе. Между правым подшипником и корпусом двигателя устанавливают опорную вилку (не показана на рисунке) и включают движение стола вправо. При этом левый подшипниковый щит выпрессовывается из замка на корпусе, а пра-



вый 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  $60\ldots 90^\circ$  и снимают с вала крышки подшипников, подшипниковые щиты и подшипники. Одним из описанных способов выводят ротор из статора, ослабляют зажимы 6 и снимают корпус (статор) двигателя со стенда.

При разборке крупных машин измеряют:

- воздушный зазор между ротором и статором в четырех точках (через  $90^\circ$ ) с обеих сторон;
- радиальные зазоры в подшипниках и натяги крышек подшипников на вкладыши;
- зазоры по уплотнениям вала и по маслоуловителям;
- осевой разбег ротора и уклон вала ротора.

Результаты заносят в формуляр, проводят испытания и разбирают машину. Снимают щиты и диффузоры, в воздушный зазор под ротор заводят лист электрокартона и после разборки опорных подшипников опускают ротор на статор. Снимают полумуфты или шестерни, зачищают посадочные поверхности и определяют натяг.

Ротор извлекают с помощью грузоподъемных механизмов и специальных скоб (ротор до 500 кг). Для выведения ротора на кран подвешивают траверсу 4 (рис. 8.5) с двумя регулировочными болтами 3.

На вал надевают удлинитель 2. Выводят его из статора (вправо). Статор остается на своей фундаментной плите 1. Разработаны приспособления для выведения ротора из статора без применения грузоподъемных механизмов.

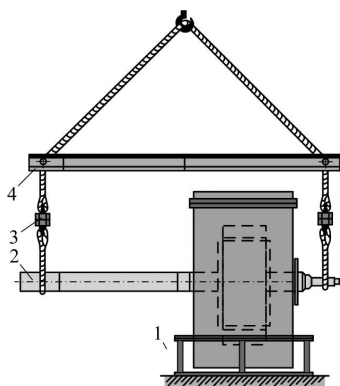


Рис. 8.5  
Извлечение ротора  
крупных машин

#### 8.4. РАЗБОРКА ОБМОТОК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

Обрезают лобовую часть обмотки, извлекая ее из пазов [1]. Обрезку лобовой части производят на токарных или на специальных станках (рис. 8.6): модели СО-ЗМ используются для машин с высотой оси вращения 50...100 мм.

Чтобы извлечь обмотку из пазов путем ослабления пазовой изоляции, осуществляют **выжиг** или **размягчение изоляции**. Выжиг используется для машин с чугунными (стальными) корпусами. Корпус (статор) устанавливают в печи горизонтально. Если ротор имеет контактные кольца, последние демонтируются. Пазовая изоляция при выжиге обугливается и теряет свою механическую прочность. Выжиг производится в печи при температуре 350°C в течение 4...6 ч. При выжиге изоляции образуются вредные газы. Это является недостатком данного метода. После извлечения из печи статор охлаждают до 50...60°C и передают на станок для извлечения обмотки.

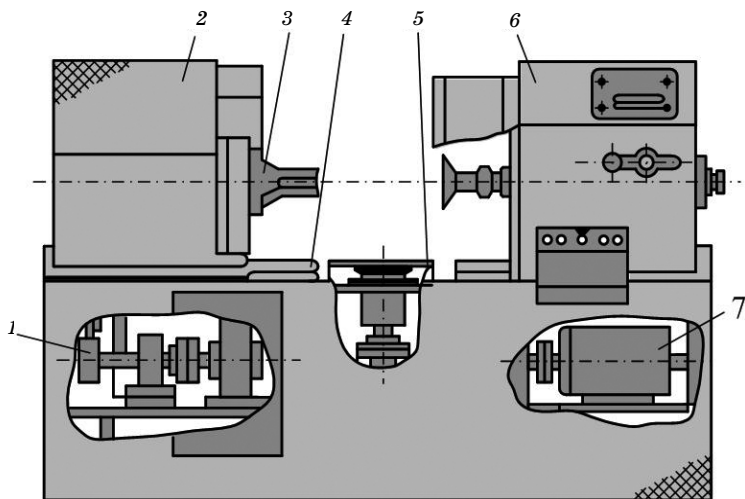


Рис. 8.6  
Станок для обрезки лобовой части обмотки

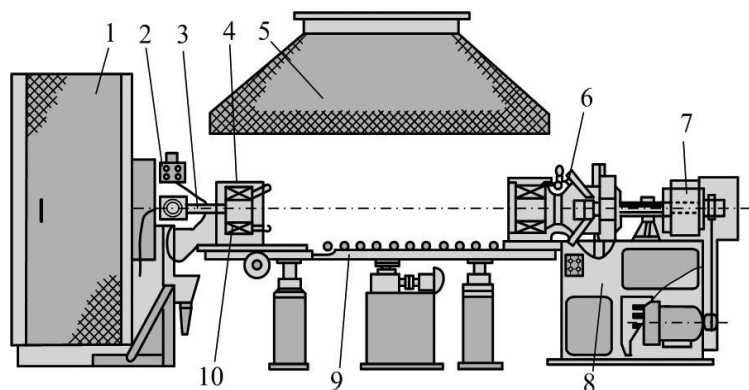


Рис. 8.7  
Высокочастотная установка типа ВЧИ-63/0,44

Для химического размягчения пазовой изоляции сердечник с обмоткой помещают на 6...8 ч в ванну с 10%-ным раствором едкого натра (каустическая сода), подогретым до температуры 80...90°C. Сцепление обмотки с сердечником уменьшается, что позволяет удалить ее. После этого сердечник промывают в проточной воде и сушат. Данный метод трудоемок и требует большого расхода воды.

Метод размягчения пазовой изоляции путем высокочастотного нагрева сердечника является более прогрессивным. При интенсивном нагреве температура лака между пазовой изоляцией и сердечником оказывается выше. Поэтому при извлечении обмотки в горячем состоянии она выходит из пазов вместе с пазовой изоляцией (коробочкой), оставляя пазы чистыми, не требующими дополнительной очистки.

На рис. 8.7 показана высокочастотная установка типа ВЧИ-63/0,44, работающая в диапазоне частот 420...451 кГц. Электрическая мощность установки равна 63 кВт, средняя производительность — 160 статоров в смену. Воздушный зазор между индуктором и сердечником должен быть минимальным.

Последовательность высокочастотного нагрева следующая. Выбранный индуктор 10 устанавливают в зажим 3 и подключают к нему контур водяного охлаждения

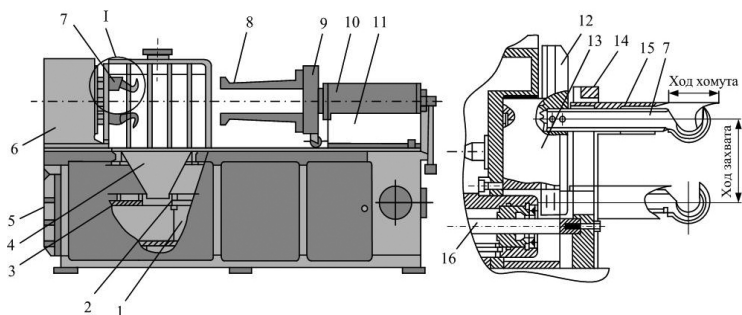


Рис. 8.8

Станок для извлечения обмотки из сердечника крупных машин:

1 — ползун; 2 — нож; 3 — пакетировочный пресс; 4 — бункер; 5 — шибер; 6, 11 — передняя и задняя бабки; 7 — захват; 8, 12 — кулачки; 9 — патрон; 10 — цилиндр; 13 — самоцентрирующий патрон; 14 — диск с пазами; 15 — хомуты; 16 — гидроцилиндр.

(температура воды равна  $5...30^{\circ}\text{C}$ , избыточное давление —  $0,2...0,05$  МПа, жесткость — не более  $8,5$  мг на  $1$  л, удельное электрическое сопротивление — не менее  $4 \cdot 10^5$  Ом/м). На стол устанавливают статор 4 и вводят в него индуктор 10 так, чтобы он не касался сердечника. Включают кнопку «Нагрев» 2 — нагрев сердечника происходит за несколько секунд. Нагретый статор перемещается по рольгангу 9 на позицию 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.

**Удаление обмотки из пазов сердечника** в небольших машинах производится вручную с помощью крючков, которыми захватывают необрезанную лобовую часть обмотки. Из сердечников крупных машин обмотку извлекают на специальных станках (рис. 8.8). Механизм внедрения захватов обмотки 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.

### 8.5. РАЗБОРКА ОБМОТОК ИЗ ПРЯМОУГОЛЬНОГО ПРОВОДА

Речь идет об обмотках фазных роторов асинхронных двигателей, статоров крупных синхронных и асинхронных машин, якорных обмотках и обмотках возбуждения машин постоянного тока, а также синхронных машин [1, 3].

**Извлечение стержневой обмотки фазных роторов асинхронных машин.** При удалении стержней роторов, обмоточные данные и сведения о геометрических размерах которых отсутствуют, сначала производят необходимые замеры, составляют дефектную ведомость и определяют обмоточные данные, параметры бандажей, расположение начал и концов фаз, данные по изоляции и др. На роторе маркируют пазы (номера), в которых расположены начала и концы фаз.

Разборку начинают со срезания бандажей из стеклоленты или распайки бандажей из стальной проволоки. Затем распавают хомутики, соединяющие концы стержней в лобовых частях. Одновременно зачищают от припоя и концы стержней. Далее разгибают каждый стержень в двух местах, иначе его невозможно будет вынуть из паза (одним ключом удерживают стержень, а другим производят разгиб).

Для извлечения стержней используют приспособление (рис. 8.9), которое закрепляют на валу 6 хомутом 5, затем фиксируют в зажиме 2 конец 1 стержня. Вращая винт 4, вытягивают верхний стержень из паза, предохраняя приспособление от смещения распоркой 3.

Очищают и 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 гильзы из электрокартона. Извлекают гильзу

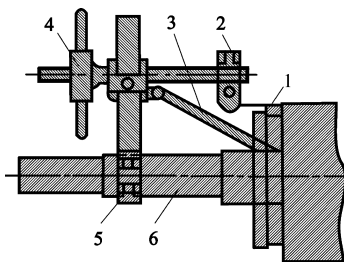


Рис. 8.9  
Приспособление для извлечения стержневой обмотки

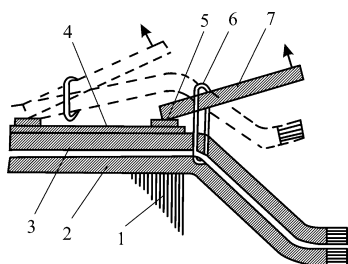
и по числу и глубине вмятин на ней судят о неисправности пазов, которую исправляют дорновкой.

**Извлечение якорной обмотки машин постоянного тока.** Перед разборкой производят запись обмоточных данных. Разборку начинают с распайки (удаления) бандажей и отпайки концов обмотки от коллектора.

Если обмотка крепилась в пазах клиньями, их выбивают. Сначала извлекают из пазов верхние части катушек, затем удаляют межслойную изоляцию и вынимают нижние части катушек. Для этого под катушку 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 на мойку.

**Извлечение высоковольтной катушечной обмотки.** Обмотка располагается в открытых пазах, а катушки имеют термопластичную изоляцию.

У обмоток с *термопластичной изоляцией* рассоединяют катушечные группы и нагревают их перед выемкой, используя сварочные генераторы постоянного тока, позволяющие обеспечить ток при нагреве, равный 0,4...0,6 номинального. Из пазов выбивают клинья, обрезают креп-



**Рис. 8.10**

Извлечение высоковольтной катушечной обмотки:

1 — сердечник статора; 2, 3 — нижние и верхние части катушек; 4 — расточка статора; 5 — изоляционная прокладка; 6 — петля; 7 — рычаг или термореактивная изоляция.

ления обмотки к бандажным кольцам и между собой, сохраняя при этом межкатушечные прокладки в лобовых частях. Катушки извлекают из пазов с помощью лент (рис. 8.10), а для облегчения выемки между верхней и нижней катушками забивают деревянные или пластмассовые клинья.

У обмоток с *термореактивной изоляцией* извлечь катушки с помощью нагрева не удастся, поскольку

эта изоляция не размягчается даже при температурах 300...400°C. Размягчение термореактивной изоляции можно производить в перегретых водных растворах углекислого газа в автоклаве при температуре 120...200°C и давлении 0,4...2,0 МПа. Эта технология получила название гидrolитической деструкции связующего (ГДС). Однако типовая схема извлечения таких обмоток отсутствует.

### 8.6. МОЙКА ДЕТАЛЕЙ И УЗЛОВ

Перед дефектацией все детали и узлы необходимо очистить от грязи и масел в моющих растворах, промыть в воде и просушить [1]. При мойке эффективен моющий синтетический препарат МЛ-52, который хорошо растворяется в воде, нетоксичен, негорюч, взрывобезопасен и не вызывает ожогов кожи. Растворы пригодны для чистки деталей из черных (не вызывают коррозии) и цветных металлов, включая алюминий и его сплавы.

Струйную очистку наиболее эффективно проводить в моечных машинах. Разработано и внедрено несколько таких машин. Например, ЦКТБ электроремонта разработало машину для мойки узлов электрических машин с высотой оси вращения до 280 мм, которая состоит из моечной камеры, двух гидравлических баков с системами подогрева и фильтрации жидкости и насосной станции. В состав камеры входят две полукамеры с приводом, подвеска с приводом ее вращения и ловителем, два контура с системой форсунок и емкость для слива рабочей жидкости в процессе мойки.

Большие детали подвешивают на подвеске, а малые укладывают в контейнер и также укрепляют на подвеске. Детали поступают в моечную машину, и раствор, нагретый до 70...80°C, омывает их через качающиеся сопла. Подвеска при этом медленно поворачивается. Время мойки — 15...20 мин. После обработки раствором детали моют водой (70...80°C), а затем сушат горячим воздухом.

### 8.7. ДЕФЕКТАЦИЯ ДЕТАЛЕЙ И УЗЛОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

Производят визуальный осмотр деталей машины, необходимые измерения и испытания [1, 3].

**Дефектация необмотанного статора.** 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. При проверке плотности сборки сердечника используют щуп толщиной 0,2 мм, который под давлением руки должен входить между листами сердечника не более чем на 2...3 мм. В двух взаимно перпендикулярных плоскостях производят измерение диаметров внутренней поверхности сердечника и замков корпуса. Точность обработки замков должна находиться в пределах 7...9 квалитетов. Статор бракуется при наличии откола более двух лап, сквозных трещин в корпусе, выгорании одного зубца на длину более 50 мм (или 1/3 длины сердечника), увеличении воздушного зазора более чем на 15%.

**Дефектация необмотанного якоря (ротора).** Перед дефектацией должны быть отремонтированы центральные отверстия вала. Якорь (ротор) устанавливают шейками вала на призмы и производят его осмотр, измеряют диаметр сердечника, посадочные места шеек вала под подшипники и вентилятор, измеряют биение шеек вала и сердечника, проверяют состояние шпоночных пазов. Осматривают коллектор и контактные кольца для выявления подгаров, поджогов, оплавлений и неравномерной выработки, измеряют их биение относительно шеек вала. Измеряют сопротивление изоляции коллектора и контактных колец.

Поверхности под посадку подшипников должны иметь допуск к4...к6, вентилятора — h6...h10, коллектора — к6...к8.

Якорь бракуется, 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 щеточного узла.** 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. Измеряют сопротивление изоляции между щеткодержателем и корпусом.

**Дефектация крепежных деталей.** Болты, шпильки, гайки проверяют на наличие трещин, надрывов возле головок болтов, деформаций 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 и задания

1. Какие требования предъявляются к ремонту электрических машин?
2. Назовите типовой объем текущего ремонта электрических машин.
3. Назовите типовой объем капитального ремонта электрических машин.
4. Каков типовой объем предремонтных испытаний?
5. Поясните последовательность снятия подшипников и подшипниковых щитов электрических машин.
6. Как снять детали, установленные по посадке с натягом?
7. Перечислите способы извлечения из пазов обмоток из круглого провода и поясните последовательность извлечения.
8. Как работают станки по извлечению из пазов обмоток из круглого провода?
9. Поясните процесс извлечения из пазов обмоток из прямоугольного провода.
10. Объясните, зачем детали подвергают мойке и каковы правила техники безопасности при этой операции.
11. Опишите процесс механизации мойки.
12. В чем заключается процесс дефектации отдельных узлов и деталей электрических машин?
13. При каких повреждениях статор (ротор), корпус и подшипниковые щиты не подлежат ремонту?

## ГЛАВА 9

# РЕМОНТ МАГНИТОПРОВОДОВ И МЕХАНИЧЕСКИХ ДЕТАЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

При работе электрической машины происходит износ, ослабление крепления и изменение формы ее отдельных деталей [1, 14]. Это приводит к ухудшению энергетических и эксплуатационных показателей работы машины и требует ее ремонта.

### 9.1. РЕМОНТ СЕРДЕЧНИКОВ (МАГНИТОПРОВОДОВ)

Повреждениями сердечников статоров (роторов) являются:

- ослабление посадки сердечников в корпусе (на валу), их сдвиг в осевом направлении;
- распушение крайних листов;
- ослабление прессовки;
- нарушение изоляции между листами;
- выгорание или оплавление отдельных участков;
- износ внутренней (наружной) поверхности [11].

**Ремонт при ослаблении посадки сердечника.** Проверяют состояние стопоров и кольцевых шпоночных канавок, в которых они установлены. Ставят 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 и устанавливают сердечник ротора.

### Ремонт при распушении крайних листов сердечника.

Для устранения этого дефекта в машинах малой мощности пропиливают пазы в зубцах (их размеры показаны на рис. 9.1а) и проваривают эти пазы электродуговой сваркой (электрод 0ММ5 диаметром 2 мм).

Сварные швы 1 опиливают совместно с сердечником до требуемого размера. Распушенные зубцы можно склеить, промазав лаком и стянув до полного высыхания лака. Для машин большей мощности, имеющих высокие зубцы, указанные способы ремонта не применяют, поскольку они не обеспечивают надежного скрепления зубцов и создают замкнутые контуры для протекания вихревых токов. Рекомендуют установку дополнительной шайбы 5 с зубцами (пальцами) 6, как показано на рис. 9.1б, или установку отдельных нажимных пальцев 6 между сердечником 4 и нажимной шайбой 7, как показано на рис. 9.1в.

**Ремонт при ослаблении прессовки сердечника.** При общем ослаблении прессовки сердечников небольшого диаметра между нажимной шайбой 7 и крайними листами сердечника через каждые 2...4 зубца забивают текстолитовые клинья 8 (рис. 9.1г). Чтобы определить необходимую толщину клина, можно предварительно опрессовать сердечник при давлении 1 МПа. Ширина клина не

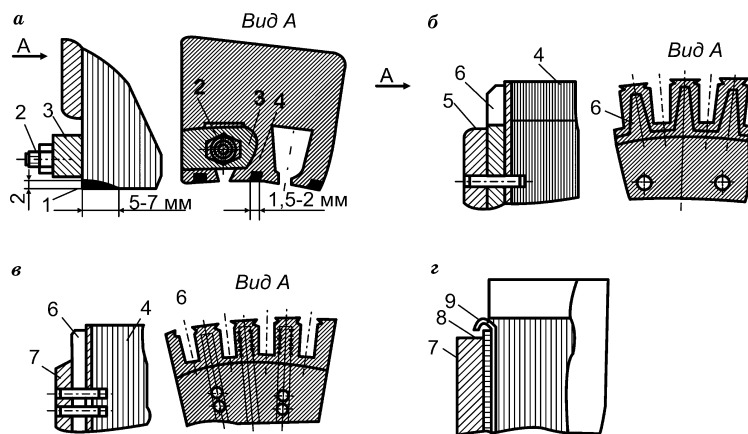


Рис. 9.1

Ремонт листов сердечника электрических машин

должна превышать ширины зубца. Для предохранения клина от выпадения перед его установкой промазывают клеем лаком и загибают крайний лист 9 сердечника.

При ослаблении прессовки сердечников крупных электрических машин со стяжными шпильками производят подтяжку шпилек. Удаляют сварные швы, стопорящие гайки стяжных шпилек от самоотвинчивания, подтягивают четыре гайки, расположенные в диаметрально противоположных точках, и производят обтяжку нажимного фланца. По окончании подтяжки восстанавливают сварные швы.

Если подтяжкой не удастся восстановить прессовку сердечника, в зубцовую зону вбивают клинья 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 клеем лаком ЭЛ-4. Проводят сушку при температуре 20...25°C в течение 10...12 ч.

**Ремонт межлистовой изоляции.** Если обнаруживается нарушение на небольшой глубине лакового покрытия отдельных сегментов, 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 установкой лепестков слюды между сегментами или изолировкой сегментов лаком БТ-99.

Большие площади повреждений устраняют травлением в концентрированной азотной кислоте. На статор наматывают намагничивающую и контрольную обмотки и, пропуская ток, определяют место повышенного нагрева, что свидетельствует о повреждении изоляции. Защищают окружающую место повреждения поверхность шпаклевкой и химически стойкой эмалью, нагревают поврежденную зону до 75...105°C с помощью намагничивающей обмотки и, отключив ток, протравливают поврежденное место концентрированной азотной кислотой. После травления остатки кислоты нейтрализуют 10% -ным раствором кальцинированной соды и промывают это место водой (40...60°C), потом протирают салфетками и промывают спиртом.

### Ремонт при выгорании участка зубца сердечника.

Удаляют дефектную часть и устанавливают на ее место «протез» 1 из стеклотекстолита для предотвращения выпучивания обмотки, как показано на рис. 9.2. «Протез» изготавливается по размерам и конфигурации дефектной части и устанавливается на клею ЭЛ-4.

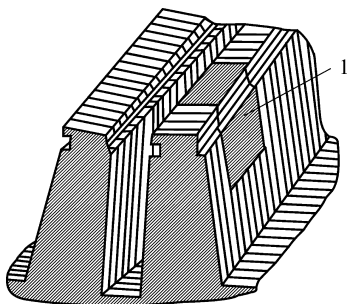


Рис. 9.2  
Ремонт участка зубца сердечника электрической машины

## 9.2. РЕМОНТ КОРПУСОВ И ПОДШИПНИКОВЫХ ЩИТОВ

Корпусы электрических машин могут иметь следующие повреждения:

- отлом лапы станины;
- износ или срыв резьбовых отверстий;
- износ посадочных мест под щиты;
- появление трещин [1, 3].

Для подшипниковых щитов характерен износ посадочных поверхностей и трещины.

При ремонте посадочных поверхностей в чугунных корпусах и подшипниковых щитах задиры и вмятины исправляют зашлифовкой, если общая площадь повреждений не превышает 4% от посадочной поверхности под подшипник и 15% от посадочной поверхности замков. Зашлифовку производят бархатным напильником или шлифовальной шкуркой. При сильных повреждениях ремонт производят наплавкой металла, запрессовкой втулки, нанесением герметика и другими методами.

Перед наплавкой детали нагревают в печи до 300...400°C. Наплавку производят чугунным электродом марки Б и газовой горелкой, используя в качестве флюса буру или следующую смесь:

- бура, % — 56, 23;
- углекислый натрий, % — 22, 27, 50;
- углекислый калий, % — 22;
- азотнокислый натрий, % — 50;
- двууглекислый натрий, % — 50.

После наплавки детали отжигают в печи при температуре 300...400°C в течение 4...6 ч и медленно охлаждают 12...16 ч.

Большое значение имеют правильная установка и крепление деталей на станке при механической обработке наплавленных мест.

В щите посадочную поверхность под подшипник восстанавливают запрессовыванием втулки. Предварительно протачивают гнездо под подшипник и используют втулку толщиной 6...10 мм. Толщина стенки на щите должна быть не менее 10 мм. Проточку щита и изготовление втулки производят по размерам и допускам, обеспечивающим посадку с натягом. Прессование производят с подогревом. Втулку 1 (рис. 9.3) закрепляют в щите двумя диаметрально противоположенными стопорами 2.

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 посуду с растворителем на 24 ч. Вязкость при-

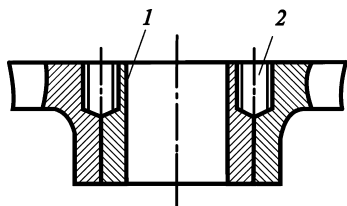


Рис. 9.3  
Запрессовка втулки в щит  
электрической машины

готовленного раствора должна быть в пределах 33...34 с по вискозиметру ВЗ-4. Срок хранения раствора — 2...3 года. Для нанесения герметика необходимо зачистить поверхность и обезжирить ее ацетоном. Герметик наносят и сушат 20 мин. Окончательную сушку производят при

температуре  $140^{\circ}\text{C}$  в течение 2 ч. Герметик обладает хорошими виброгасящими свойствами. Герметик нетоксичен, но при его высыхании возможно выделение замещенного фенола и аммиака.

**Заварку трещин** допускается применять в тех случаях, когда она не вызовет изменений формы посадочных поверхностей. Засверливают отверстия на расстоянии 8...10 мм от концов трещины сверлом диаметром 6...8 мм на глубину трещины. Затем трещину разделяют под заварку с углом  $70^{\circ}$ . Поверхности, прилегающие к месту заварки, зачищают до металлического блеска. Заварку производят с помощью электросварки постоянным током обратной полярности силой 45...60 А на 1 мм диаметра.

Присадочным материалом служат медные стержни диаметром 3...6 мм с оболочкой из листовой жести толщиной 0,3 мм с тонкой меловой обмазкой. При сварке используют флюс (бура — 50%, железные опилки — 25%, железная окалина — 25%) и ведут ее короткими участками длиной не более 40 мм, не допуская перегрева основного материала. Для отвода тепла применяют медные прокладки. Участок сразу после сварки простукивают молотком массой 500 г. Швы зачищают от шлака металлической щеткой.

**Восстановление резьбовых отверстий.** Срыв резьбы происходит при многократных сборках и разборках 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. Заготавливают футорку, заворачивают ее в отверстие и проваривают соединение. В футорке просверливают отверстие и нарезают резьбу того же диаметра.

Допускается восстанавливать резьбовое отверстие рассверливанием до ближайшего большего диаметра размерного ряда резьбы.

### 9.3. РЕМОНТ ВАЛОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

К повреждениям вала относятся:

- риски и задиры;
- уменьшение диаметров;
- овальность и конусность посадочных поверхностей;
- поломка;
- забитые центральные отверстия [1].

Риски и задиры устраняются зашлифовкой, если их площадь не превышает 4% под подшипник и 10% под муфту, шкив, шестерню или шпонку. Зашлифовка производится бархатным напильником или шлифовальной шкуркой. Если размеры посадочных поверхностей выходят за размеры допусков или зона дефектов превышает допуски, то дефекты устраняются электродуговой или вибро-дуговой наплавкой, газоплазменным напылением, электромеханическим методом.

**Ремонт с использованием электродуговой наплавки.** Перед наплавкой уступы высотой 4 мм и более протачивают на конус под углом  $15...20^\circ$ . Производят наплавку, накладывая швы в очередности, обозначенной цифрами на торце вала (рис. 9.4а), которая обеспечивает минимальные деформации. Полосы наплавленного металла должны выходить за пределы восстанавливаемой поверхности на 0,5...0,7 и 1,0...1,5 диаметра вала  $d$ , чередуясь через

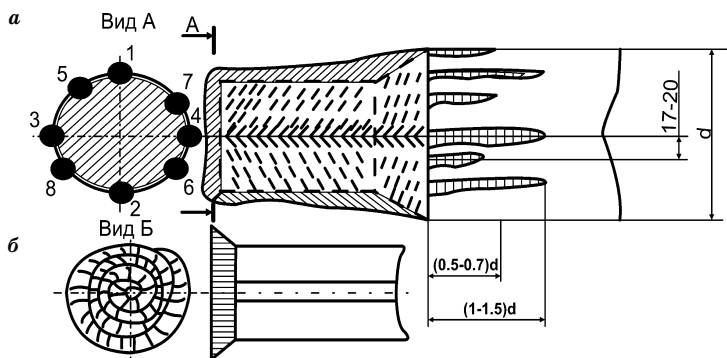


Рис. 9.4

Ремонт валов с использованием электродуговой наплавки



един. После наплавки проводят механическую обработку поверхности. Наплавку обычно производят электродами Э42 или ОММ-5.

Наплавку торца вала ведут от центра к периферии по спирали (рис. 9.4б). Затем на токарном станке обрабатывают торец, выдерживая общую длину вала, и засверливают центральные отверстия.

Шпоночный паз восстанавливают электродуговой наплавкой с последующей механической обработкой. Выбор способа ремонта зависит от возможностей ремонтного цеха.

**Ремонт с использованием вибродуговой наплавки.** Вибродуговую наплавку открытой дугой в среде защитного газа применяют для восстановления цилиндрических деталей диаметром 8...200 мм, обеспечивая таким образом твердую поверхность без термообработки. Вибродуговая наплавка является разновидностью электродуговой сварки и осуществляется электродом, вибрирующим с частотой 20...100 Гц. Толщина наплавляемого слоя — 3...5 мм.

Деталь зажимается в патроне и вращается со скоростью 0,7...4,0 об/мин, а вибродуговая головка перемещается вдоль этой детали со скоростью  $v_{\text{пр}}$ . Перенос металла происходит каплями, что обеспечивает формирование плотных слоев наплавленного металла. Напряжение источника — 14...24 В, диаметр электродной проволоки  $d_3 = 1,6...2,5$  мм, сварочный ток — 100...250 А. К месту наплавки подают охлаждающую жидкость, через которую в дугу вводят ионизирующие соли, поддерживающие стабильность ее горения.

Выбор режимов наплавки зависит от типа применяемой головки, а режим наплавки должен удовлетворять следующим соотношениям:

$$v_{\text{пр}}/v_{\text{п}} = 1,0...1,2; \quad B = (1,2...1,7)d_3,$$

где  $v_{\text{п}}$  — скорость наплавки (до 1,5 м/мин);  $B$  — шаг наплавки.

**Ремонт с использованием газоплазменного напыления** используется при восстановлении цилиндрических поверхностей, имеющих сплошную выработку до 3 мм. Поверхность подвергают механической обработке, обезжири-

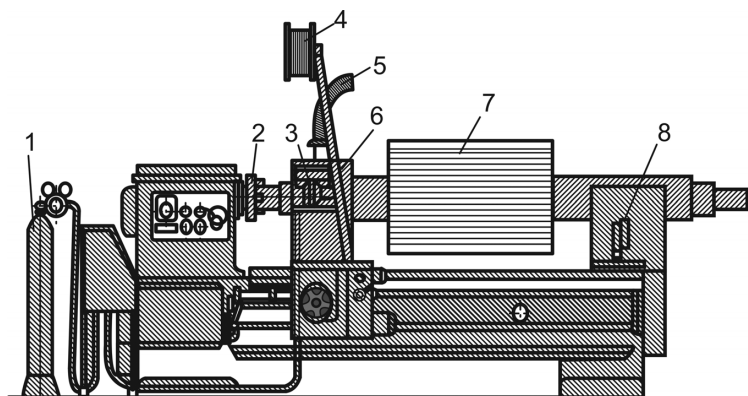


Рис. 9.5  
Установка для газоплазменного напыления

вают, напыляют подслои, обеспечивая прочную связь основного металла с рабочим слоем покрытия и защиту основного металла от окисления, напыляют рабочий слой и подвергают его механической обработке. Разработана отечественная установка (рис. 9.5) для нанесения покрытий на валы диаметром до 25 мм.

Ремонтируемый ротор 7 одним концом вала зажимается в патрон 2, а другим опирается на регулируемую роликовую опору 8. Распылительная головка 3 газового металлизатора МГИ-4П располагается на суппорте станка. Проволока подается с катушки 4, а питание осуществляется от баллонов 1 с пропан-бутаном и кислородом. Для отсоса аэрозолей металла и токсичных продуктов сгорания газов предусмотрена вентиляция (зонтик 6, установленный в зоне горелки, и воздуховод 5). Частота вращения вала при напылении — 0,1...0,6 об/мин.

Путем механической обработки вала удаляют слой металла, пораженный коррозией, в результате чего устраняется его эксцентриситет, конусность и овальность. Для улучшения сцепления между напыляемым подслоем и поверхностью вала последнюю обрабатывают резцом, который, вибрируя, образует неровности (рис. 9.6). Подготовку поверхности можно проводить и накаткой сетчатыми роликами.

**Рис. 9.6**  
Вид неровности поверхности вала:  
глубина  $h = 0,7...0,8$  мм; шаг  $t = 1,6...2$  мм.



Далее на вал напыляют подслоя, перекрывающий вершины неровностей обрабатываемой поверхности на  $0,15...0,25$  мм, а по окончании напыления накрывают напыленную поверхность асбестом и выдерживают ее до полного охлаждения.

**Электромеханический способ ремонта.** Обрабатываемую деталь устанавливают на токарный станок и в зону контакта детали и инструмента подают переменный ток силой  $350...1500$  А при напряжении  $2...6$  В. Один провод подводится к электроконтактному приспособлению, проводящему ток к вращающейся детали, другой — к изолированному от корпуса станка инструменту.

Сопротивление контакта «деталь — инструмент» велико, поэтому зона контакта мгновенно нагревается до высокой температуры. Поверхность детали под действием этой температуры и радиального усилия инструмента сглаживается. Охлаждение поверхностного слоя за счет отвода теплоты внутрь детали происходит быстро. При этом происходит закалка поверхностного слоя.

Метод применяют для чистовой обработки поверхностей взамен шлифовки (шероховатость поверхности  $R_a = 0,63...0,32$  мкм), для упрочнения 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.

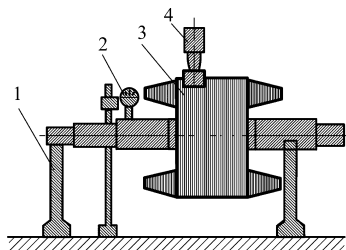
Ремонт состоит из двух операций: высадка поверхностного слоя изношенной детали и сглаживание. Высадкой получают винтовой выступ на поверхности детали диаметром  $D_2$ , при этом вместо срезания стружки происходит пластическая деформация поверхностного слоя. Сглаживание производят радиусной пластиной диаметром  $D_0$ , твердость поверхности повышается 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 поверхности вала под сердечник ротора.** При зазоре до 0,12 мм производят продольную накатку посадочной поверхности, при большем зазоре добавляют металл одним из рассмотренных способов.

Съем сердечника с короткозамкнутой обмоткой на роторе не представляет трудностей. Для снятия сердечников фазных роторов после удаления из них обмоток в два диаметрально расположенных паза устанавливают имеющие форму пазов стальные калибры; для предотвращения смещения листов сердечника его зажимают между масивными шайбами и впрессовывают вал.



**Рис. 9.7**  
Исправление кривизны вала

**Исправление кривизны вала.** Правку производят при кривизне вала более 0,02 его длины. Медленно поворачивая ротор 3 (рис. 9.7) в центрах или призмах, по стрелочному индикатору 2 определяют кривизну вала.

Ротор 3 устанавливают на опоры 1 и в месте максимального выгиба вала воздействуют прессом 4. Путем расчета определить усилие нажатия прессы затруднительно, поэтому правку производят в несколько приемов, измеряя каждый раз величину прогиба индикатором 2 и подбирая усилие. Правку прекращают при значениях выгиба вала менее 0,04...0,05 мм.

#### 9.4. РЕМОНТ КОРОТКОЗАМКНУТЫХ ОБМОТОК РОТОРА

Обмотки роторов выполняются литыми или сварными [1, 11]. 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.

**Ремонт литой обмотки.** Трещины короткозамыкающего кольца устраняют пайкой (если трещин более двух, 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. Поврежденное место располагают горизонтально, нагревают его газовой горелкой до  $350...400^{\circ}\text{C}$  и залуживают припоем (15% олова, 20% кадмия и 65% цинка). Трещину заполняют припоем, подавая его с прутка. Трещины устраняют также аргонно-дуговой сваркой.

Обмотки, имеющие разрывы стержней, на которые они намотаны, не восстанавливаются.

**Ремонт сварной обмотки.** При нарушении контакта стержня с кольцом необходимо зачистить и пропаять его медно-фосфорным припоем. Нельзя допускать перегрева меди. При ослаблении стержня в пазу выполняют расчеканку, производя ударами чекана по прямоугольной части стержня на всей длине сердечника.

Если глубина трещины не более  $0,25$  толщины стержня, ее устраняют сваркой. Если трещина более глубокая, то стержень разрезают и ее удаляют, высверливая участок, примыкающий к короткозамкнутому кольцу 1. Через отверстие в кольце высверливают отверстие в стержне 3 глубиной  $6...7$  мм (рис. 9.8) и на место удаленной части стержня устанавливают вставку 2. При пайке медно-фосфорным припоем зазор  $a$  равен  $0,2$  мм, при пайке серебро-содержащим припоем —  $0,10...0,15$  мм.

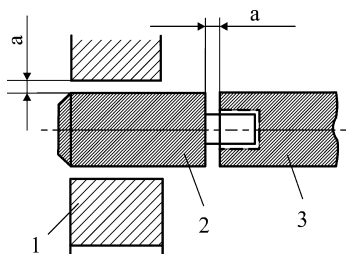


Рис. 9.8  
Ремонт сварной обмотки

При удалении стержня целиком его высверливают (диаметр сверла должен быть меньше диаметра стержня), выбивают из паза на  $50...80$  мм и извлекают, используя механизм с захватом. После ремонта необходимо провести динамическую балансировку ротора.

### 9.5. РЕМОНТ КОЛЛЕКТОРОВ И КОНТАКТНЫХ КОЛЕЦ

**Ремонт коллекторов.** Коллекторы на пластмассе имеют следующие дефекты: царапины, выбоины и подгар пластин, трещины в пластмассе, выгорание пластмассы, электрический пробой изоляции, замыкание пластин на корпус и между собой.

Прожоги удаляют проточкой на токарном станке на глубину 2...3 мм, после чего обработанную поверхность шлифуют стеклянной шкуркой, обезжиривают и покрывают эмалью.

Трещины глубиной до 3 мм и прогары удаляют сверлением, очищают и обезжиривают, после чего заполняют эпоксидным компаундом, затем покрывая эмалью.

Замыкание пластин между собой устраняют расчисткой дорожек.

Коллекторы на стальной втулке в ряде случаев разбирают и заменяют отдельные коллекторные и изоляционные пластины. Разборка производится следующим образом: обвязывают коллекторные пластины стальной отоженной проволокой 7, отвертывают стопоры 2, гайку 1 и снимают нажимной конус 3 вместе с бандажом 4 и манжетой 6 (рис. 9.9). Осматривают манжету и пластины с торца.

Для снятия кольца коллекторных пластин 5 необходимо сначала отсоединить обмотку от петушков 10. Если обмотка припаяна, производят распайку паяльником,

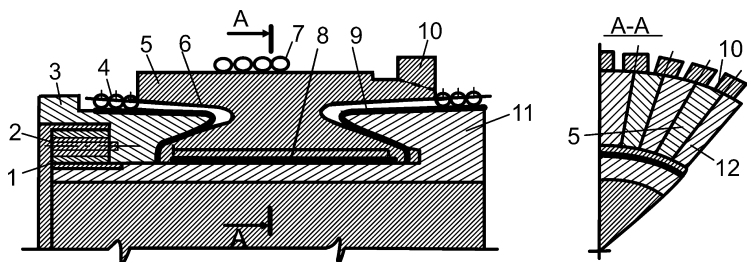


Рис. 9.9  
Разборка коллектора на стальной втулке

если приварена — протачивают торцы петушков на глубину проварки (2...3 мм). 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 выгорании коллекторных пластин (до 4...5 шт.) их заменяют. Для этого применяют приспособление, показанное на рис. 9.10. 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 которые выбивают поврежденные пластины. Взамен удаленных устанавливают новые пластины. Новые пластины вместе с новыми изоляционными прокладками предварительно спрессовывают.

После сборки коллектор необходимо проточить и произвести его формовку при скорости на 20% выше номинальной и высокой температуре. Формовку, прессовку и подтяжку нажимных конусов прекращают при биении вала менее 0,03 мм.

После сборки коллектор необходимо проточить и произвести его формовку при скорости на 20% выше номинальной и высокой температуре. Формовку, прессовку и подтяжку нажимных конусов прекращают при биении вала менее 0,03 мм.

**Ремонт контактных колец.** При выработке колец их протачивают. При пробое изоляции колец на втулку или между собой необходимо спрессовать втулки. Срезают с втулки изоляцию и очищают ее наружную поверхность. Наносят новую изоляцию, опрессовывают втулку и запекают изоляцию в пресс-форме. Затем протачивают

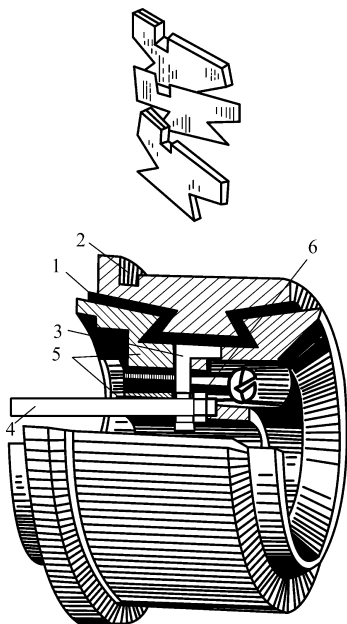


Рис. 9.10  
Приспособление для снятия  
коллекторных пластин

втулку и насаживают на нее с натягом контактные кольца. Посадка колец производится в горячем состоянии (300...400°C). Завершают ремонт отделкой узла контактных колец.

### **Контрольные вопросы и задания**

1. Поясните методы устранения распушения крайних листов сердечника.
2. Как можно устранить ослабление прессовки сердечника?
3. Объясните порядок ремонта резьбовых отверстий.
4. Как можно отремонтировать посадочные поверхности в корпусах и подшипниковых щитах?
5. Назовите методы наплавки поверхности валов и сравните их.
6. Как устранить повреждения литой (сварной) обмотки ротора?
7. Каковы дефекты коллекторов на пластмассовой втулке и как их можно устранить?
8. Каковы дефекты коллекторов на стальной втулке и как их можно устранить?



## ГЛАВА 10

# ОПИСАНИЕ РЕМОНТА ОБМОТОК И СБОРКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

При капитальном ремонте производится полная замена обмоток и изоляции электрических машин [1, 3]. Обмотки из круглого провода и многovitковые обмотки из прямоугольного провода не восстанавливают, а изготавливают вновь. Обмотки из прямоугольного провода большого сечения используют повторно, заменяя витковую и корпусную изоляции. Во всех случаях подлежит замене вся изоляция. Обмотку из круглого провода укладывают вручную.

### 10.1. ИЗГОТОВЛЕНИЕ И УКЛАДКА ОБМОТОК ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

Изготовление и укладка обмоток осуществляются 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 [1, 11].

Катушечные группы наматывают на станках.

При ремонте обмотки сохраняют все ее параметры — шаг, число витков в пазу, диаметр провода. Для однослойных обмоток это не представляет трудностей. Равнокатушечная и концентрическая обмотки удобны при укладке. Процессы изготовления двухслойных и укладка равнокатушечной обмотки достаточно просты. Обмотки машинной намотки более сложны и трудоемки при ручном изготовлении. Поэтому при ремонте одно- и двухслойные

концентрические обмотки заменяют на двухслойные равнокатушечные с сохранением диаметра и числа проводников в пазу. Производят расчет шага равнокатушечной обмотки и изменяют форму катушек.

Шаг равнокатушечной обмотки при пересчете двухслойной концентрической обмотки:

$$y = (y_{\text{нб}} + y_{\text{нм}})/2,$$

где  $y_{\text{нб}}$  и  $y_{\text{нм}}$  — шаг соответственно наибольшей и наименьшей катушек двухслойной концентрической обмотки.

Шаг равнокатушечной обмотки при пересчете одно- и двухслойной концентрических обмоток:

$$y = 2(q + 1),$$

где  $q$  — число пазов на полюс и фазу.

Конструкция одно- и двухслойных концентрических обмоток такова, что укорочение шага в них зависит только от  $q$ .

Намотанные обмотки передают на место укладки. В пазы устанавливают пазовую изоляцию, которую подгибают на краях, образуя манжеты, препятствующие ее сдвигу при последующих операциях.

При укладке однослойных обмоток в пазы закладывают витки обеих частей катушек. При укладке двухслойных обмоток в пазы закладывают части катушек, которые располагаются внизу паза, а вторые стороны, которые должны располагаться сверху, 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 сверху пазов, а другой — внизу. Последними устанавливают верхние части первых катушек.

Порядок укладки витков в пазы показан на рис. 10.1. В изолированный паз устанавливают прокладки 1 и через них заводят проводники. После укладки определенного количества витков их уплотняют подбойкой 2. При укладке двухслойных обмоток после заведения нижней катушки устанавливают изоляционную прокладку 3. После укладки всех проводников их уплотняют, подгибают края

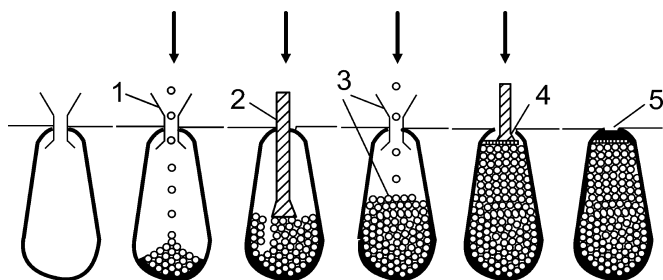


Рис. 10.1  
Укладка витков катушек в пазы

изоляции 4, устанавливают прокладку под клин и с торца забивают клин 5. Проводники в пазу всегда должны располагаться плотно. Затем производят сборку, пайку, изолирование и увязку схемы и лобовых частей, им придают окончательную форму, обстукивая молотком. Форму и размеры лобовых частей проверяют шаблоном.

С повышением коэффициента заполнения паз (0,72... 0,74) увеличивается трудоемкость укладки и снижается надежность машины. В электродвигателях первой серии используются провода с тонкой изоляцией, второй — с изоляцией еще меньшей толщины, но более высокого качества, при этом получают низкий коэффициент заполнения паз. В этом случае возможно использование проводов большего диаметра. При ремонте электродвигателей четвертой серии (серии АИ) используют более толстую изоляцию проводов, чем в машинах.

Трудоемкость ремонта машин последних серий более высокая и требует высокой квалификации рабочих.

## 10.2. ИЗГОТОВЛЕНИЕ И УКЛАДКА ОБМОТОК ИЗ ПРЯМОУГОЛЬНОГО ПРОВОДА

Низковольтные обмотки статоров из прямоугольного провода повторному использованию не подлежат, так как восстановить межвитковую эмалевую изоляцию провода невозможно. Катушки для укладки в машину получают с заводов как запасные части или изготавливают на ремонтном

предприятии, включающем следующие операции: намотку лодочки, скрепление витков лентами и лаками, опрессование пазовой части, растяжку лодочки в катушку, формирование лобовых частей, изолирование выводных концов и лобовых частей.

Обмотки якорей из прямоугольного провода с эмалевой изоляцией не используются повторно. Если обмотка якоря имеет изоляцию в виде пленок толщиной  $0,02...0,04$  мм, то ее можно восстановить. Катушки извлекают из пазов, сохраняя их форму, и снимают корпусную и витковую изоляции. Затем катушки рихтуют и накладывают витковую изоляцию, обматывая пленками вполнахлеста каждый проводник. Проводники собирают в катушку и наматывают корпусную изоляцию.

Высоковольтные катушки используют повторно. Снимают старую корпусную и витковую изоляции, наматывают изоляцию вновь и укладывают катушки в статор. Удаление корпусной изоляции производят на станках.

После разрезания изоляции ее снимают, витки катушки раздвигают гармошкой и ножом снимают витковую изоляцию. Не допускают изменения формы витка. Затем на провод наматывают вполнахлеста витковую изоляцию из пленки толщиной  $0,02...0,04$  мм. Витки катушки сдвигают вместе и наматывают корпусную изоляцию. Тип изоляции — термопластичная или термореактивная.

### 10.3. РЕМОНТ СТЕРЖНЕВЫХ ОБМОТОК РОТОРОВ И ОБМОТОК ПОЛЮСОВ

Извлеченные из пазов стержни поступают на восстановление изоляции. Старую изоляцию снимают ножом и отжигают места, где изгибался стержень, для снятия наклепа. Отжиг производят в печи или с помощью газовой горелки, нагревая стержень до  $400^{\circ}\text{C}$  и охлаждая его в воде. Стержни выправляют, на выгоревшие места напаивают твердый припой и зачищают эти участки под размер стержня, удаляют заусенцы, зачищают щеткой. 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.

Обмотки полюсов выполняют из круглого или прямоугольного провода или делают их сборными. Обмотки из прямоугольного провода могут быть намотаны плашмя или на ребро.

Катушки из круглого провода не ремонтируют, а изготавливают вновь. 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, прокладывая между витками асбестовую бумагу. Затем катушку складывают, обрезают изоляцию по размеру внутреннего и наружного контуров катушки, заводят внутрь оправку и опрессовывают на прессе или стяжными шпильками при давлении 3...4 МПа. Не снижая давления, катушку нагревают до 180°C и выдерживают в течение 1...2 ч. Опрессованную катушку сушат, пропитывают в лаке или компаундной массе и накладывают внешнюю изоляцию.

#### **10.4. ПРОПИТКА ОБМОТОК СТАТОРОВ И РОТОРОВ**

Пропитка цементирует витки обмоток, снижает механический износ изоляции, замедляет процессы теплового старения и увлажнения электроизоляционных материалов. Повышается электрическая прочность изоляции вследствие заполнения пор и капилляров обмотки лаками, имеющими бóльшую прочность, чем воздух. Пропитка снижает температуру обмоток, так как теплопроводность лаков выше теплопроводности воздуха.

Используют лаки марок МЛ-92, МГМ-8, КО-916к, КО-964Н и компаунды КП-34, КП-103.

**Способы пропитки и сушки.** На небольших участках изделие погружают в лак. Способ позволяет на одном и том же оборудовании пропитывать изделия различных размеров и конструкций. Процесс является некомфортным ручным трудом. Используют маловязкие лаки с вязкостью 40...45 с (по вискозиметру ВЗ-4 при температуре лака 20°C) и содержанием пленкообразующих веществ 51...58%. Выполняют несколько пропиток, после каждой из них узел сушат 8...17 ч. Время нахождения изделия в лаке при первой пропитке — от 20 мин до 1 ч, при следующих — от 10 до 20 мин.

Пропитка изделия лаком в вакууме с переходом к повышенному давлению позволяет получить более высокое качество пропитки с меньшей трудоемкостью. Установка типа АВВ-4 (фирма «Хитека», Венгрия) работает так. Пропитываемые изделия на подвеске по конвейеру транспортируют в печь для сушки. После сушки изделия поступают в автоклав, в котором пропитываются лаком в автоматическом цикле, после чего возвращаются в печь для сушки и запечки лака. Зона автоклава защищена загородкой. В установку входят насосы для создания вакуума и давления, а также электрошкаф.

Автоклав представляет собой шаровой сосуд, состоящий из двух частей (рис. 10.2). Половины автоклава разводятся, и подвеску 7 с навешенными на нее изделиями 13 вводят в зону автоклава. После смыкания автоклава резиновые уплотнения 9 обеспечивают его герметичность. Подвеска висит на металлической пластине 10, имеющей

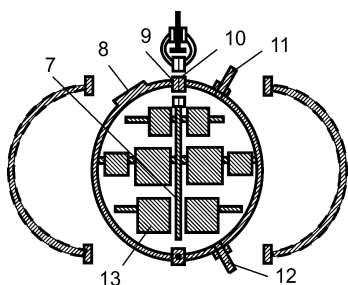


Рис. 10.2  
Автоклав

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.

Циклограмма пропитки изделия лаком с указанием времени операций приведена в табл. 10.1.

Таблица 10.1

## Циклограмма пропитки лаком

Операция	Время, мин							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Закрытие автоклава	X	—	—	—	—	—	—	—
Вакуумирование до 2,7...103 Па	X	X	X	—	—	—	—	—
Снижение вакуума до 13...103 Па	—	—	X	—	—	—	—	—
Заполнение автоклава лаком	—	—	X	—	—	—	—	—
Повышение давления до 200...103 Па	—	—	—	X	X	—	—	—
Снижение давления до атмосферного и слив лака	—	—	—	—	X	X	—	—
Вакуумирование до 5...103 Па	—	—	—	—	—	X	X	—
Увеличение давления до атмосферного	—	—	—	—	—	—	—	X
Раскрытие автоклава	—	—	—	—	—	—	—	X

Цикл пропитки изменяется 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. Используются лаки с вязкостью 55...100 с. Создание вакуума приводит к испарению летучих веществ и повышению вязкости лака. Лак становится вязким, не вытекает из обмотки после пропитки и во время сушки.

**Вывод.** Использование более вязкого лака позволяет за одну пропитку ввести в обмотку столько же лака, сколько вносится при двукратной пропитке погружением. Время пропитки и сушки сокращается в 4...6 раз по сравнению со способом погружения. Особенно эффективен этот способ для многослойных катушек из тонкого провода.

### 10.5. СБОРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН ПОСЛЕ РЕМОНТА

Сборка — заключительный технологический процесс, при котором комплектные и отдельные детали соединяются в готовое изделие, отвечающее требованиям чертежей и технических условий. От качества сборки зависят энергетические и эксплуатационные показатели

машин — КПД, уровень вибраций и шума, надежность, долговечность. Сборка проводится стационарным способом с подгонкой деталей по месту или с применением компенсаторов.

Перед сборкой производят балансировку вращающихся деталей роторов (якорей), если они ремонтировались или при испытаниях была обнаружена вибрация. Согласно ГОСТ 12327-71 компенсация неуравновешенности ротора производится в двух плоскостях исправления при отношении осевого размера  $L$  детали к диаметру  $D$  больше 0,2 и в одной плоскости при  $L/D < 0,2$ . Детали, устанавливаемые на отбалансированный ротор, балансируются отдельно.

**Плоскостью исправления** называют плоскость, перпендикулярную оси вращения, в которой путем добавления или удаления массы осуществляется компенсация неуравновешенности. Это могут быть плоскости нажимных шайб, вентиляторов, коллекторов. При одной плоскости исправления ротор (якорь) балансируют статическим и динамическим способами, а при двух плоскостях — динамическим.

**Статическая балансировка.** Ротор балансируют на призмах (рис. 10.3). Отклонение плоскости призм от горизонтальной плоскости не должно превышать 0,1 мм на 1 м длины призмы. Шероховатость поверхности призм

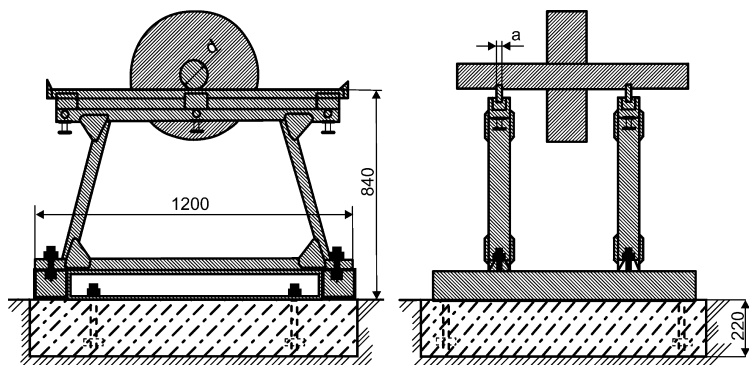


Рис. 10.3  
Статическая балансировка ротора



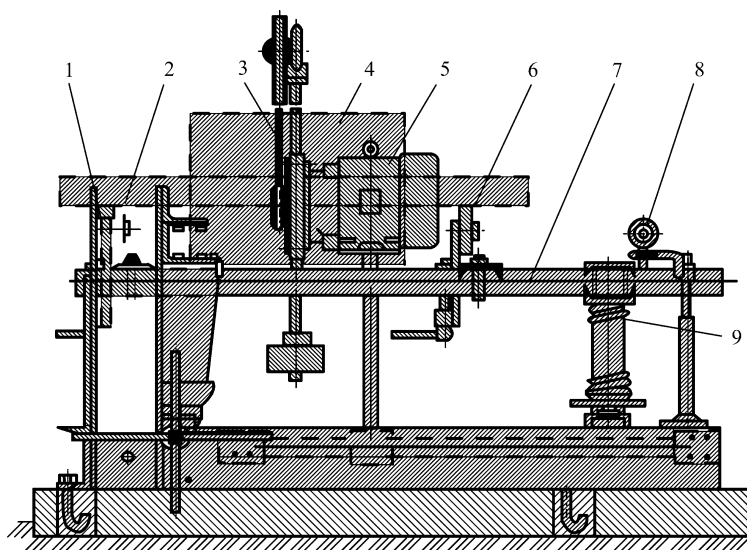


Рис. 10.4  
Универсальный балансировочный станок

должна быть не хуже  $R_a = 0,50$  мкм, а ширина — не более  $a = M/(2d)$ , где  $a$  — ширина призмы, мм;  $M$  — масса ротора, кг;  $d$  — диаметр вала, мм.

Ротор (якорь) устанавливают на призму или на ролики и легким толчком выводят из равновесия, предоставляя ему возможность катиться по призмам или роликам. Несбалансированный ротор остановится тяжелой стороной вниз. В верхней точке ротора устанавливают пробный груз и повторяют опыт. Ротор отбалансирован, если он останавливается без качаний.

Если балансируемые детали не имеют вала, то изготовляют временный технологический вал, с помощью которого производят балансировку.

**Динамическая балансировка.** Ротор балансируют на станке при его вращении. Балансировочные станки (рис. 10.4), оборудованные электронными устройствами и визуальными индикаторами дисбаланса, позволяют определить место установки и массу груза или место удаления излишков массы.

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 пружиной 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. Амплитуду колебаний показывает стрелочный индикатор 8. После ее определения ротор останавливают и навешивают пробный груз (пластилин) на правую сторону ротора.

Если при очередном вращении амплитуда колебаний увеличивается, то 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.

Отбалансиrowав, снимают пробный и устанавливают постоянный груз. Затем ротор поворачивают и балансируют вторую сторону.

**Сборка электрических машин.** По навешенным биркам определяют принадлежность каждой детали собираемым двигателям. Взаимозаменяемые детали и узлы однотипных двигателей — к ним относятся подшипниковые щиты, роторы, статоры и т. д. — устанавливают произвольно. При этом возможны случаи, когда собранная машина будет иметь характеристики, не соответствующие стандартам. Такой тип ремонта использовать не следует.

Сборка машин производится в порядке, обратном разборке. Используется практически тот же инструмент. Подшипники устанавливают в нагретом состоянии, воздействуя на внутреннюю обойму (при установке на вал 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) нельзя допускать касания или задевания ротора за обмотку или сердечник. Подшипниковые щиты следует устанавливать без перекосов, завертывание болтов осуществлять поочередно.

Для сборки внутренней подшипниковой крышки в нее вворачивают длинную шпильку, которую пропускают в одно из отверстий в щите, и после его установки за нее подтягивают крышку к щиту и заворачивают 1...2 болта. После этого шпильку вывертывают и заворачивают болт. Делая внутренние болтовые соединения, не следует использовать пружинные контрящие шайбы. Контровку болтов и гаек производят более надежным способом.

При сборке машин постоянного тока полюсы якоря располагают в том же порядке, что и до ремонта (по меткам). Щетки не должны свисать с коллектора или плотно прилегать к петушкам.

После сборки проверяют легкость вращения вала от руки или при помощи рычага и отправляют машину на испытания.

## 10.6. ИСПЫТАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН ПОСЛЕ РЕМОНТА

После ремонта производится обкатка машин и приемосдаточные испытания по нормам, приведенным в ПТЭ. Методы испытаний машин изложены в ГОСТ 11828-86. Заключение о пригодности к эксплуатации дается на основании сравнения результатов испытания с нормами. Значения полученных при испытаниях параметров сопоставляются с исходными и с результатами предыдущих испытаний.

Исходные значения указаны в паспорте машины или в стандартах и технических условиях.

### 10.6.1. ПРОГРАММА ИСПЫТАНИЙ ДВИГАТЕЛЕЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ПОСЛЕ РЕМОНТА

- 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, разность перегрева различных зубцов — не более 30°C).
- Измерение сопротивления изоляции обмоток статора, ротора, термоиндикаторов и подшипников.

- Испытание обмоток статора и ротора при собранном двигателе повышенным напряжением промышленной частоты длительностью 1 мин. Значения испытательных напряжений обмоток приведены в табл. 10.2...10.4.

Результаты испытаний считаются положительными, если не наблюдалось скользящих разрядов, скачков тока утечки или нарастания его установившегося значения, пробоев на корпус и если сопротивление изоляции, измеренное мегомметром после испытаний, осталось прежним.

Таблица 10.2

**Значения испытательных напряжений двигателя  
с напряжением  $U \leq 0,66$  кВ**

Испытуемый элемент двигателя переменного тока	Испытательное напряжение, кВ	
	$P_n = 0,2...1$ кВт	$P_n = 10,1...1000$ кВт
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 10.3

**Значения испытательных напряжений обмоток статора  
из прямоугольного провода**

Испытуемый элемент обмоток статора из прямоугольного провода двигателей переменного тока	Испытательное напряжение для электродвигателей на номинальное напряжение, кВт							
	$P_n < 1000$ кВт					$P_n > 1000$ 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	23,4	34,0
Обмотка после укладки в пазы до пайки междукатушечных 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	$2U_n$ , но не менее 1,5 кВ	5,0	7,0	13,0	21,0	7,0	15,0	23,0

Т а б л и ц а 10.4

**Значения испытательных напряжений ротора  
асинхронных двигателей**

Испытуемый элемент ротора асинхронных двигателей	Испытательное напряжение, кВ
<b>Полная замена обмотки</b>	
Отдельные стержни до укладки в пазы	$2U_{\text{рот}} + 3,0$
Стержни после укладки в пазы до соединения	$2U_{\text{рот}} + 2,0$
Обмотка после соединения, пайки и бандажировки	$2U_{\text{рот}} + 1,0$
Контактные кольца до соединения с обмоткой	$2U_{\text{рот}} + 2,2$
<b>Частичная замена обмотки</b>	
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

*Примечание.* Под  $U_{\text{рот}}$  понимается напряжение на кольцах неподвижного ротора с разомкнутой обмоткой при номинальном напряжении на статоре.

- Измерение сопротивлений обмоток статора и ротора (для двигателей мощностью  $P_{\text{н}} = 300$  кВт с  $U_{\text{н}} > 3$  кВ), реостатов и пускорегулирующих резисторов постоянному току. Отклонения сопротивления обмоток по фазам — 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 напряжений приведены в табл. 10.5.
- Измерение воздушного зазора в четырех сдвинутых на  $90^\circ$  точках (зазоры не должны превышать  $10\%$ ) и зазоров в подшипниках скольжения (значения зазоров приведены в табл. 10.6); если зазор больше допустимого, необходимо перезаливать вкладыш подшипника.
- Проверка работы двигателя на холостом ходу (для двигателей с  $P \geq 100$  кВт,  $U \geq 3$  кВ),  $I_{\text{xx}}$  не должен отличаться на  $\pm 10\%$  от указанного в каталоге. Продолжительность испытания — 1 ч.
- Измерение вибраций подшипников (для двигателей напряжением 3 кВ и выше и двигателей ответственных механизмов). Максимально допустимые амплитуды

Т а б л и ц а 10.5

**Значения напряжений  
при испытании витковой изоляции обмоток**

Тип изоляции витков	Амплитуда напряжения, В	
	до укладки секций в пазы	после укладки и бандажировки секций
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 из 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
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

Т а б л и ц а 10.6

**Значения зазоров в подшипниках скольжения**

Номинальный диаметр вала, мм	Зазор в мкм при частоте вращения в об/мин		
	до 1000	1000–4500	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

вибраций равны 50, 100, 130 и 160 мкм для двигателей с частотами вращения соответственно 3000, 1500, 1000 и 750 об/мин.

- Измерение разбега ротора в осевом направлении (для двигателей с подшипниками скольжения, двигателей ответственных механизмов). Допустимый разбег — не более 4 мм.
- Проверка работы двигателя (напряжением  $U > 1$  кВ или мощностью  $P \geq 300$  кВт) под нагрузкой. Величина нагрузки — не менее 50% от номинальной.
- Испытание воздухоохладителя в течение 5...10 мин при избыточном давлении 0,2...0,25 МПа.
- Проверка исправности стержней короткозамкнутых обмоток роторов электродвигателей мощностью  $\geq 100$  кВт (все стержни должны быть целыми) и 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 машин с  $U_n > 380$  В).

#### 10.6.2. ИСПЫТАНИЕ МАШИН ПОСТОЯННОГО ТОКА ПОСЛЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

- Измерение сопротивления изоляции обмоток и бандажей.
- Испытание изоляции обмоток и бандажей повышенным напряжением промышленной частоты длительностью 1 мин, значения испытательных напряжений приведены в табл. 10.7. Эти испытания не проводятся для машин мощностью до 200 кВт и напряжением до 440 В.
- Измерение сопротивления обмоток, реостатов и пускорегулирующих резисторов постоянному току в холодном состоянии. Сопротивления обмоток возбуждения не должны отличаться от заводских значений больше чем на  $\pm 2\%$ , сопротивление обмотки якоря — больше чем на  $\pm 10\%$ . В цепях реостатов и пускорегулирующих резисторов не должно быть обрыва цепей.
- Снятие характеристик холостого хода (только у генераторов) и испытание витковой изоляции. Продолжи-

Т а б л и ц а 10.7

**Значения испытательных напряжений  
при измерении сопротивления изоляции**

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ
Обмотки машин постоянного тока:	
на номинальное напряжение до 100 В и мощностью более 3 кВт	$1,6U_n + 0,8$
на номинальное напряжение более 100 В и мощностью до 1000 кВт	$1,6U_n + 0,8$ , но не менее 1,2
на номинальное напряжение более 100 В и мощностью более 1000 кВт	$1,6U_n + 0,8$
Обмотки возбуждателей синхронных генераторов мощностью более 3 кВт	$8U_n$ , но не менее 1,2 и не более 2,8
Обмотки возбуждателей синхронных двигателей и компенсаторов мощностью более 3 кВт	$8U_n$ , но не менее 1,2
Проволочные бандажы якостей машин мощностью более 3 кВт	1,0
Реостаты и пускорегулирующие резисторы (допускается испытание совместно с изоляцией цепей возбуждения)	1,0

тельность испытания витковой изоляции — 5 мин, при этом испытании среднее напряжение между соседними коллекторными пластинами не должно превышать 24 В, если  $2p > 4$ .

### Контрольные вопросы и задания

1. Назовите последовательность намотки катушек обмотки из круглого провода с помощью шаблона.
2. Какова последовательность ремонта обмоток из прямоугольного провода?
3. Зачем производится пропитка обмоток после их укладки в пазы?
4. Назовите способы пропитки обмоток и сравните их.
5. Как производится статическая (динамическая) балансировка роторов?
6. Как осуществляется комплектация электрической машины перед сборкой?
7. Какова программа испытаний электрической машины после ремонта?



## ГЛАВА 11

# ОПИСАНИЕ РЕМОНТА ТРАНСФОРМАТОРОВ БЕЗ РАЗБОРКИ ИХ АКТИВНОЙ ЧАСТИ

Любой ремонт масляных трансформаторов, связанный со вскрытием бака, является **капитальным** [1, 5]. К капитальным относится и ремонт по типовой номенклатуре, называемый **ревизией**. Трансформаторы большой мощности ремонтируются только по специальной для каждого трансформатора технологии.

### 11.1. КЛАССИФИКАЦИЯ РЕМОНТА ТРАНСФОРМАТОРОВ

По **объему** различают ремонт:

- текущий (эксплуатационный);
- капитальный без замены обмоток;
- капитальный с заменой обмоток, но без ремонта магнитной системы;
- капитальный с заменой обмоток и частичным или полным ремонтом магнитной системы [3].

При ревизии активную часть трансформатора вынимают из бака (или поднимают съемную часть бака) и без разборки активной части (расшихтовка магнитопровода и съем обмоток) производят ее ревизию. Выполняют обязательные работы: обработку масла, замену сорбентов и уплотнений, в некоторых случаях — сушку активной части, контрольные испытания.

По **назначению** ремонт может быть:

- планово-предупредительным (профилактическим);

- послеаварийным, как и при ремонте электрических машин.

Периодичность проведения ремонта зависит от результатов профилактических испытаний и наличия дефектов, выявленных в процессе эксплуатации и при внешнем осмотре трансформатора (см. раздел 6.1).

Предусматривается вскрывать главные трансформаторы электростанций и подстанций, через которые передается основная часть вырабатываемой электроэнергии, через 8 лет после включения в эксплуатацию (независимо от сроков и объемов ремонта). Вскрываются и осматриваются трансформаторы после длительной транспортировки к месту установки.

По **характеру** выполняемых работ выделяют ремонт:

- восстановительный;
- реконструкция;
- модернизация.

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.

Для исключения увлажнения изоляции при разгерметизации и сливе масла используется технология, позволяющая увеличить время нахождения активной части вне масла до 100 ч. Технология заключается в подаче в бак трансформатора осушенного воздуха с относительной влажностью не выше 20%. Используют специальную установку, снабженную цеолитовыми минералами, получаемыми синтетическим путем. 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.

Силовые трансформаторы в зависимости от мощности и класса напряжения разделяются на группы (габариты) от I до VIII (табл. 11.1).

Таблица 11.1

Габариты силовых трансформаторов

Габарит	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
$S_{н},$ кВ·А	< 100	100 ... 1000	1000 ... 6300	> 6300	< 32 000	32 000 ... 80 000	80 000 ... 200 000	> 200 000
$U_{вн},$ кВ	< 35				< 110	< 330		> 330

Крупные трансформаторы ремонтируются непосредственно на подстанциях, имеющих башни с грузоподъемными устройствами, а на электрических станциях — в машинных залах, оборудованных мостовым краном нужной грузоподъемности.

## 11.2. ПОДГОТОВКА ТРАНСФОРМАТОРА К РЕМОНТУ

Проводят организационно-технические мероприятия, которые включают составление документации, подготовку помещения, грузоподъемных механизмов, оборудования и материалов, проведение необходимых испытаний и т. д. Составляют ведомость, содержащую перечень и объемы работ и являющуюся документом для определения трудозатрат, срока ремонта, необходимых материалов и др.

Помещение, в котором будет производиться ремонт, должно быть защищено от пыли и атмосферных осадков и оборудовано подъемными механизмами, электрощитом с подводкой электроэнергии, вентиляцией.

В исключительных ситуациях ремонт выполняется вне помещений под порталом, с применением автокранов, электрических лебедок и других грузоподъемных устройств.

Подъемные механизмы к началу ремонта должны быть смонтированы и проверены.

Значительный объем подготовительных работ занимает подготовка масла. Масло и маслоочистительную аппаратуру доставляют ближе к ремонтной площадке, прокладывают маслопроводы, подготавливают емкости для слива старого масла. Затем устанавливают и подключают маслоочистительную аппаратуру.

Должны быть приведены в порядок пути для перекачки трансформатора в помещение для ремонта. До вскрытия бака измеряют изоляционные характеристики (для решения вопроса о сушке) и испытывают масло на электрическую прочность.

Проводится осмотр внешних дефектов, подлежащих устранению при ремонте (течь арматуры, непрочность фланцев, сварных швов, нарушение армировки изоляторов, сколы и трещины на фарфоровых вводах и т. д.); проверяется маслоуказатель и термометр, после чего демонтируют термометр, термометрический сигнализатор, пробивной предохранитель, цепи сигнализации и защиты.

Очищают наружную поверхность трансформатора.

При обнаружении утечек масла в сварных швах и фланцах для более полного определения дефекта создают избыточное давление масла.

Если в день демонтажа активную часть из бака не вынимают, масло сливают до уровня верхнего ярма, чтобы изоляция и обмотки оставались в масле. Масло сливается полностью через нижний кран бака с помощью насоса. У трансформаторов I и II габаритов масло сливают самоотекотом. Если масло можно использовать, его собирают в чистый бак с герметически закрывающимся люком.

У трансформаторов сначала демонтируют газовое реле, затем предохранительную трубу и расширитель. Отверстия реле закрывают временными глухими фланцами, закрепляя их освободившимися болтами. Реле отправляют в электролабораторию для проверки и испытаний. Стекло маслоуказателя закрывают щитком из фанеры.

Для предотвращения попадания влаги в бак и расширитель все отверстия закрывают глухими фланцами, используя для уплотнения старые резиновые прокладки.

*Последовательность разборки трансформатора* определяется его конструктивным исполнением. Если активная часть трансформатора 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 трансформатора не связана, то демонтируют все элементы, установленные на

крышке. Снятые изоляторы осматривают, проверяют наличие трещин или сколов. Поднимают крышку, чтобы токоведущие шпильки вводов и вал переключателя вышли из отверстий в ней. Затем отводят крышку от бака, чтобы грязь с нее не попала внутрь трансформатора.

Для строповки на активной части имеются подъемные кольца (рымы). На подъемные кольца и крюк подъемного механизма надевают петли стропов и в отверстия колец вставляют стальные стержни. При строповке активной части трансформатора, связанной с крышкой, применяют стропы необходимой длины, чтобы шпильки не сгибались. При каждом использовании подъемного механизма проверяют работу его тормоза и надежность строповки груза. Активную часть трансформатора приподнимают над опорной поверхностью на 100...200 мм, несколько минут держат на весу, затем опускают на дно бака и потом поднимают до уровня, удобного для промывки над баком.

Перед промывкой активную часть трансформатора осматривают, обращая внимание на места отложения шлама и загрязнений в обмотках, в охлаждающих каналах и на активной стали. **Большие скопления шлама свидетельствуют о наличии перегревов в этих местах.** Результаты осмотра записывают в ведомость дефектов. Активную часть трансформатора промывают струей теплого чистого масла из шланга, проведенного от емкости, поднятой на высоту около 3 м над полом. Емкость на 30...40 л наполняется с помощью насоса теплым маслом непосредственно перед промывкой. После окончания промывки и стока масла активную часть трансформатора полностью вынимают.

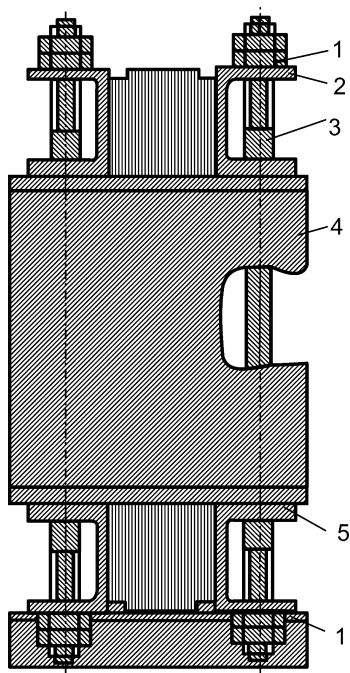
### 11.3. РЕМОНТ АКТИВНОЙ ЧАСТИ ТРАНСФОРМАТОРА

**Проверяют качество прессовки, отсутствие деформации, исправность паек и контактов, состояние изоляции обмоток и отводов.**

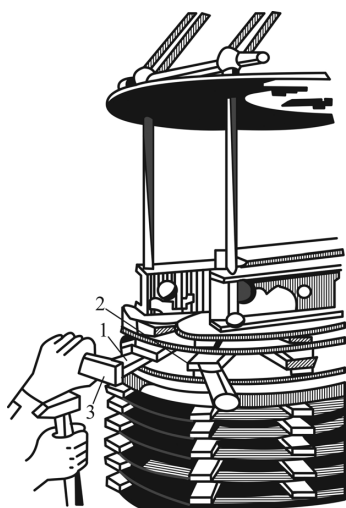
Качество изоляции определяется ее физико-химическими свойствами: эластичностью, твердостью, упругостью, цветом. Изоляция пригодна к дальнейшей эксплуатации,

если она эластична, не ломается, не дает трещин при изгибе под углом  $90^\circ$  и имеет светлый цвет.

В процессе эксплуатации трансформаторов происходит ослабление осевой прессовки обмоток (вызванное усадкой изоляции из-за усыхания), уменьшение осевых размеров обмоток и концевой изоляции от действия ударных сил при коротких замыканиях в процессе эксплуатации. Ослабление прессовки обнаруживается перемещением рукой изоляционных деталей и прокладок (они сдвигаются с места). Устранение ослабления опрессовки в трансформаторах до III габарита обмотки 4 подпрессовывают ярмовыми балками 2 и 5 путем подтяжки гаек 1 вертикальных шпилек 3 (рис. 11.1). При ослаблении прессовки ослабляют затяжку балок верхнего ярма и вертикальную стяжку



**Рис. 11.1**  
Устранение ослабления  
опрессовки обмоток  
в трансформаторах



**Рис. 11.2**  
Расклиновка обмотки  
трансформатора:

1 — дополнительный деревянный клин;  
2 — вспомогательный клин; 3 — деревянный брусок.

между верхними и нижними ярмовыми балками. При неодинаковых осевых размерах обмоток ВН и НН в них закладывают дополнительную изоляцию в виде разрезных колец. После окончательной прессовки обмоток и затяжки ярма с помощью мегомметра измеряют сопротивление изоляции стяжных шпилек.

Обмотки трансформаторов, не имеющих специальных прессующих устройств, подпрессовывают путем расклиновки, забивая дополнительные изоляционные прокладки-клинья из электроизоляционного картона. Расклиновку производят равномерно по всей окружности обмотки, обходя поочередно один ряд прокладок за другим (см. рис. 11.2). При значительном ослаблении обмотки расклинивание производят сверху и снизу.

Осевую прессовку обмоток сухих трансформаторов мощностью более 160 кВ·А и масляных трансформаторов III габарита и выше выполняют нажимными стальными кольцами 6 и винтами 1, установленными в полках 9 верхних ярмовых балок (рис. 11.3). На опорной изоляции 7 обмоток 8 установлено массивное стальное прессующее кольцо 6, имеющее разрыв во избежание образования короткозамкнутого витка. В верхней ярмовой балке вварены круглые стальные втулки 3, в которые ввинчивают нажимные винты 1. Кольцо 6 изолируют от ярмовых. Чтобы пята 5 не продавилась, в нее вставляют стальной башмак 4. Самоотвинчивание винтов 1 предотвращают установкой гаек 2. Самоотвинчивание винтов 1 предотвращают установкой гаек 2.

Равномерная прессовка обмоток достигается установкой 4...6 винтов. Для трансформаторов напряжением до 110 кВ применяют общую кольцевую прессовку, т. е. все обмотки, размещенные на стержне, прессуют одним общим кольцом. Для трансформаторов напряжением 110 кВ и более применяют отдельную прессовку обмоток. Размещение прессующих

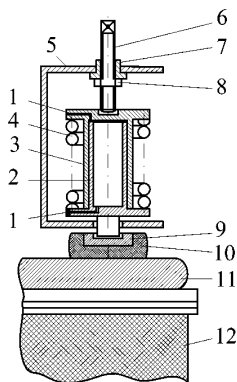
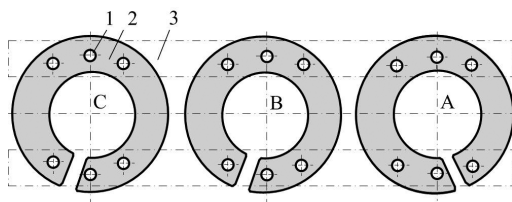


Рис. 11.3  
Осевая прессовка  
обмоток  
трансформаторов



**Рис. 11.4**  
Размещение  
прессующих колец  
трехфазного  
трансформатора:

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

колец трехфазного трансформатора при прессовке обмоток стержня одним кольцом показано на рис. 11.4.

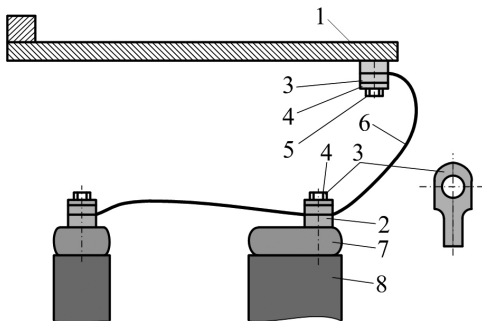
Каждое кольцо заземляют гибкой перемычкой, соединяющей его с ярмовой балкой (рис. 11.5).

В целях экономии металла разработаны прессующие кольца из древесно-слоистых пластиков.

Подпрессовку обмоток выполняют так: ослабляют гайки нажимных винтов в перекрестном порядке; до отказа завинчивают винты и затягивают гайки.

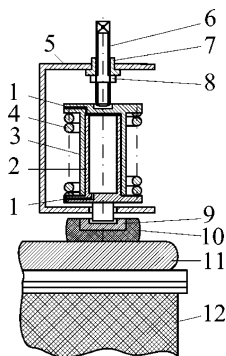
Заземляющие перемычки отсоединяют от ярмовых балок и измеряют сопротивление изоляции нажимных колец относительно ярмовых балок и магнитной системы.

Разработаны конструкции автоматической прессовки в процессе работы трансформатора, например с гидропружинным запорным устройством (рис. 11.6).



**Рис. 11.5**  
Заземление прессующих колец  
гибкой перемычкой:

1 — полка ярмовой балки; 2 — бобышка; 3, 4 — стопорная и пружинная шайбы; 5 — болт; 6 — заземляющая шинка; 7 — прессующие кольца; 8 — обмотки.



**Рис. 11.6**  
Гидропружинное  
запорное устройство



Устройство 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 цилиндры 2, 3 под воздействием разжимающей пружины 4 раздвигаются, и во внутреннюю их полость засасывается из бака трансформатора масло (через ниппель). 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 в ярмовой балке 5. После сушки активной части в фасонные гайки 7 закручивают нажимные винты 6 до упора в цилиндры 2, 3 и навинчивают контргайки 8, а далее подпрессовка происходит автоматически. Поглощая энергию удара, масло служит хорошим амортизатором.

При ремонте обмоток осматривают витковую изоляцию и, если обнаруживают места повреждений, витки изолируют. Крайние витки в месте наложения дополнительной изоляции раздвигают 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 вполухлест.

**Ремонт магнитной системы** начинают с проверки чистоты вентиляционных каналов и отсутствия на их поверхности мест перегрева. Признаками перегревов служат цвета побежалости (изменение цвета стали на желтый, фиолетовый, синий, серый и др.) и наличие продуктов разложения масла в виде черной спекшейся массы.

У сухих трансформаторов вентиляционные каналы продувают сжатым воздухом, у масляных промывают струей горячего трансформаторного масла.

Проверяют плотность прессовки активной стали ярм, качество изоляции, сопротивление изоляции стяжных

шпилек, состояние изоляции ярмовых балок относительно активной стали, состояние заземляющих перемычек между ярмовой балкой и магнитной системой.

Измерение сопротивления изоляции проводят с помощью мегомметра. Если сопротивление изоляции одной шпильки меньше, чем остальных, или равно нулю, извлекают шпильку из отверстия в ярме вместе с изолирующими бумажно-бакелизовыми трубками. При наличии на трубках и шпильках признаков перегрева и замыкания листов активной стали (в результате осмотра отверстий в ярме с помощью переносной лампы) верхнее ярмо разбирают для устранения повреждений, а пластины его при необходимости подвергают переизоляции.

Перед прессовкой ярма от прессующей балки отделяют заземляющую ленту и измеряют сопротивление изоляции ярмовых балок относительно активной стали, а также качество изоляционных прокладок, активной сталью и ярмовыми балками. При хорошем качестве изоляции устанавливают на место заземляющую ленту, гайки стяжных шпилек затягивают до отказа и раскернивают их, а все шпильки перевязывают тонкой бечевкой.

У магнитных систем бесшпильочной конструкции подпрессовку ярм производят подтяжкой гаек на внешних шпильках, скобах, полубандажах.

**Ремонт переключающих устройств** начинают с осмотра контактных соединений переключателя и отводов устройств переключения без возбуждения (ПВВ); определяют плотность прилегания контактов, проверяя зазор между ламелями щупом, а также измеряя переходное электрическое сопротивление. При наличии подгаров на контактной поверхности устройство заменяют.

Для удаления налета, образующегося при работе в масле, контактную часть переключателя протирают ацетоном или бензином. Остальную часть устройства промывают чистым трансформаторным маслом.

При ремонте переключающих устройств регулирования под нагрузкой (РПН) проверяют контактные поверхности избирателя ступеней, контакторов и электрической части приводного механизма. Подгоревшие контакты зачищают

и проверяют на плотность прилегания; при этом выясняют и устраняют причину подгорания.

Отказ в работе привода может быть вызван попаданием влаги из-за плохой герметичности дверцы шкафа, а также же значительными люфтами соединительных валов.

**Ремонт отводов.** Признаком нарушения контакта является потемнение изоляции, а также отложение на его поверхности черной спекшейся массы. Дефектные соединения перепаявают и изолируют. Крепление отводов подтягивают планками, шпильками и гайками.

**Ремонт вводов, бака, расширителя и радиаторов, размещенных на баке.** Вводы демонтируют с крышки, осматривают и проверяют состояние изоляторов, прокладок, исправность резьбы на стержне и гайках. Поврежденные изоляторы заменяют, токопроводящие части и крепеж восстанавливают. После чистки и промывки вводы собирают, уплотнения заменяют новыми.

Вводы, переключающие устройства, краны и другие части крепят шпильками. Вводы должны стоять без перекосов и иметь равномерную затяжку. Это достигается перекрестным подтягиванием гаек. На рис. 11.7 показана установка ввода напряжения 35 кВ.

У трансформаторов I... III габаритов изолятор ввода прижимают кулачками 5 с помощью шпилек 2 (см. рис. 11.8), приваренных непосредственно к крышке 6: на приклеенную к крышке

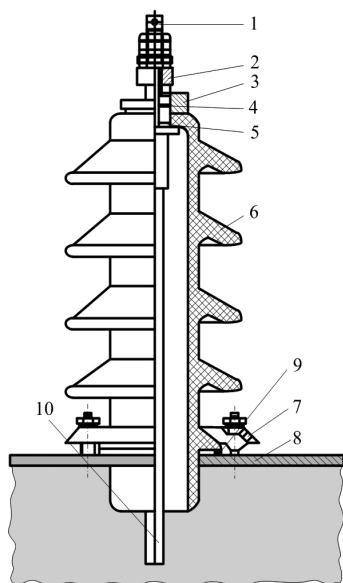
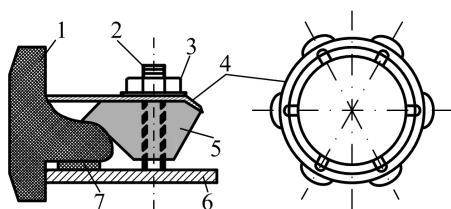
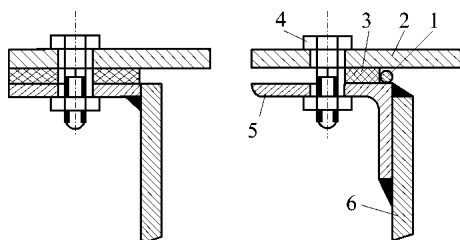


Рис. 11.7  
Установка ввода  
напряжения 35 кВ:

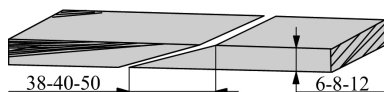
1 — токоведущая шпилька; 2 — латунная втулка; 3 — колпак ввода; 4 — резиновая прокладка; 5 — электрокартонная шайба; 6 — фарфоровый изолятор; 7 — прижимной кулачок; 8 — крышка бака; 9 — прокладка; 10 — припаянный к шпильке отвод обмотки.



**Рис. 11.8**  
Установка  
изолятора ввода



**Рис. 11.9**  
Герметизация крышки  
бака трансформатора



**Рис. 11.10**  
Способ соединения  
уплотнительной прокладки

прокладку 7 устанавливают изолятор 1, надевают на шпильки кулачки, а на них фасонный (стопорный) фланец 4 и, навинчивая на шпильки гайки 3, притягивают изолятор к крышке.

Бак должен быть отремонтирован к окончанию ремонта активной части трансформатора. При ремонте из бака полностью сливают масло, демонтируют размещенные на стенках устройства, протирают внутреннюю и наружную поверхности. Если было обнаружено просачивание масла, то трещины или дефекты заваривают электросваркой. При сварочных работах стенки бака насухо протирают, строго соблюдая правила противопожарной безопасности. С бортов рамы и фланцев удаляют уплотняющие прокладки и очищают поверхности, на которых они были установлены.

Ремонт кранов выполняют в следующей последовательности: вывинчивают болты крепления вентиля к баку, разбирают вентиль, чистят и промывают его детали керосином, заменяют сальниковую набивку. Если вентиль по-

сле сборки и испытания не обеспечивает необходимой плотности прилегания посадочных поверхностей, последние притирают друг к другу. Сборку вентиля производят в порядке, обратном разборке. Затем 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 герметизации крышки 2 на борт бака трансформатора укладывают уплотняющую прокладку 3 (рис. 11.9), которую вместе с крышкой стягивают болтами 4.

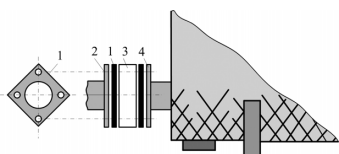
На рис. 11.10 показан наиболее распространенный способ соединения прокладок встык и указаны длины стыков в зависимости от толщины прокладок.

При ремонте расширителя осматривают его внутреннюю поверхность. При коррозии удаляют ржавчину стальными щетками и покрывают внутреннюю поверхность расширителя эмалью 624С или 1201С. Для удобства проведения ремонта в стенках расширителей имеются люки.

Все пробки, отстойник и маслоуказатель чистят и промывают керосином, а резиновые прокладки заменяют новыми. Из отстойника спускают загрязненное масло. Промывают отстойник и заменяют уплотнение.

**Ремонт охладителей, предохранительной трубы, осушителя воздуха, термосифонного фильтра** включает те же операции, что и ремонт бака: чистку, промывку, окраску, проверку на отсутствие течи, изготовление и замену уплотняющих прокладок, сальниковой набивки в кранах и уплотнений пробок.

Радиаторы при ремонте опрессовывают гидравлическим прессом. При обнаружении течей внутреннюю поверхность радиатора 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. Уплотняющая резиновая прокладка 1 на фланце радиатора изображена на рис. 11.11. На каждый патрубок радиатора устанавливают по две прокладки: одну между фланцем 2 радиатора и радиаторным



**Рис. 11.11**  
Установка  
уплотнительной прокладки

краном 3, другую — между краном и фланцем 4 патрубка бака. Прокладку вырезают из листовой маслостойкой резины толщиной 8... 10 мм. Отверстия в прокладке пробивают специальной просечкой.

Если при ремонте производилась сварка, радиаторы и термосифонные фильтры испытывают при избыточном давлении масла на герметичность.

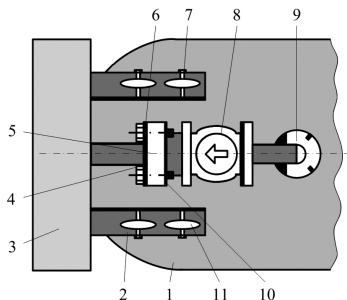
В термосифонном фильтре и осушителе воздуха заменяют силикагель.

#### 11.4. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНЫЕ ОПЕРАЦИИ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ

Устанавливая активную часть трансформатора в бак, измеряют сопротивление изоляции обмоток и стяжных шпилек [1, 3]. Уплотнение между крышкой и бортом рамы бака заменяют. Резиновое уплотнение допускается использовать в виде длинной полосы, при этом стыки полосы склеивают и размещают между отверстиями в раме бака (рис. 11.12).

Если при испытании дефектов не обнаружено и изоляция не увлажнена, активную часть трансформатора устанавливают в бак и крепят.

После установки активной части в бак и закрепления крышки бака трансформатор заполняют сухим чистым маслом несколько выше уровня верхнего ярма с помощью



**Рис. 11.12**  
Размещение навесных  
устройств трансформатора:

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.

центрифуги или фильтр-пресса. Температура масла должна быть не ниже  $10^{\circ}\text{C}$ .

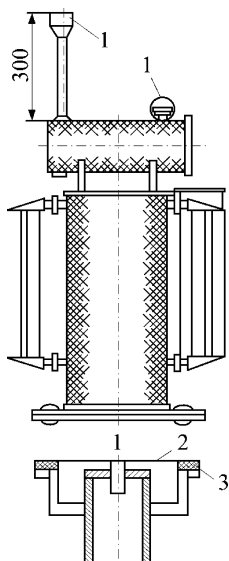
Расширитель, газовое реле и другие устройства монтируют после установки крышки и заливки активной части трансформатора маслом (рис. 11.12). Заменяют новыми все уплотняющие прокладки.

Газовое реле устанавливают после предварительной проверки в лаборатории его поплавковой системы, электрических цепей и герметичности. Проверяют работу крана маслопровода, соединяющего расширитель с баком.

### 11.5. ИСПЫТАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРА НА ГЕРМЕТИЧНОСТЬ

После сборки трансформатор доливают маслом и испытывают на герметичность. 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. Когда масло начинает просачиваться, пробки и винты ввертывают и уплотняют (пряжами асбеста). Затем масло доливают до нормального уровня в расширителе (по маслоуказателю).

Для испытания герметичности трансформатора в пробку расширителя устанавливают трубу с воронкой (рис. 11.13). Высота уровня масла в воронке над крышкой составляет для трансформаторов с трубчатыми и гладкими баками 1,5 м, с волнистыми и радиаторными — 0,9 м. Уровень масла выдерживают в течение 3 ч. Если за это



**Рис. 11.13**  
Испытание  
герметичности  
трансформатора:

1 — труба с воронкой;  
2 — крышка масляного  
затвора; 3 — шайба.

время не обнаруживают просачивания и утечки масла, испытание успешно.

После проверки герметичности трансформатора масло спускают через нижний кран до нормального уровня, наблюдая за работой маслоуказателя. Если маслоуказатель исправен и сообщается с расширителем обоими патрубками, то уровень масла понижается плавно, без всплесков. После полного выделения из масла воздуха (через 8...10 ч после доливки масла) берут пробу масла для сокращенного химического анализа и испытания на электрическую прочность.

После сборки и испытания поверхность трансформатора покрывают антикоррозионными и маслостойкими эмалями светлых тонов.

Контрольные испытания включают:

- испытание трансформаторного масла на электрическую прочность;
- измерение характеристик изоляции (R60, R60/R15, емкостных характеристик и  $\text{tg}\delta$ );
- испытание главной изоляции приложенным напряжением;
- измерение сопротивления обмоток постоянному току (см. главу 12).

### **Контрольные вопросы и задания**

1. По какому принципу классифицируется ремонт трансформаторов?
2. Какие мероприятия необходимо выполнить перед ремонтом?
3. Назовите основные виды работ, выполняемых до начала ремонта активной части трансформаторов, и их последовательность.
4. Какие операции выполняются при ремонте обмоток без разборки активной части трансформаторов?
5. Назовите порядок ремонта магнитной системы трансформаторов.
6. Перечислите назначение и виды испытаний, проводимых после ремонта трансформаторов без разборки их активной части.



## РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРА С РАЗБОРКОЙ ЕГО АКТИВНОЙ ЧАСТИ

При капитальном ремонте с разборкой активной части трансформаторов документацию ведут по особо ответственным операциям [1]. Например, для трансформаторов I...IV габаритов такой операцией является сушка активной части, в процессе которой ведут протокол (журнал) сушки. Выполняют комплекс приемо-сдаточных испытаний. Составляют протокол испытаний, являющийся основным документом отремонтированного трансформатора.

### 12.1. ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ И ДЕФЕКТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРА

**Магнитопровод.** При дефектах межлистовой изоляции возможны перегревы, вызываемые вихревыми токами или токами в короткозамкнутых контурах [3, 11].

**Масло.** Возможна конденсация влаги на поверхности масла. Попадая на верхнее ярмо, влага проникает между пластинами активной стали в виде водомасляной эмульсии, разрушает межлистовую изоляцию, вызывая коррозию. С ухудшением состояния масла (понижается температура его вспышки, повышается кислотность) увеличиваются потери холостого хода. Для выявления повреждений рекомендуется произвести осмотр активной части трансформатора, провести анализ масла, проверить путем измерений изоляцию стальных деталей остова от активной стали и т. д.

**Обмотки.** Характерным повреждением в обмотках является витковое замыкание. Причиной его может быть разрушение изоляции из-за старения или длительных перегрузок вследствие механических повреждений (коротких замыканий). Признаками повреждения являются работа газовой защиты, ненормальный нагрев, разные сопротивления фаз постоянному току и т. д. Выявление места повреждения возможно при внешнем осмотре активной части трансформатора с помощью измерения сопротивления обмоток постоянному току.

**Газовое реле.** На трансформаторах мощностью 1000 кВ·А и выше газовое реле является элементом защиты трансформатора. При повреждениях внутри трансформатора происходит выделение газов, в результате срабатывает реле. О характере повреждения можно судить по анализам газа в реле, его количеству, горючести, цвету и химическому составу. Контроль за работой газовой защиты, анализ ее позволяют выявить повреждения на ранней стадии и оперативно устранить неполадки в работе трансформатора.

Описанные методы контроля не позволяют обнаруживать частичные повреждения изоляции в начальной стадии их развития. Поэтому перспективным направлением является периодический анализ растворенных в масле газов, определяемых хроматографическим методом.

#### 12.1.1. ПРИЕМ ТРАНСФОРМАТОРОВ В РЕМОНТ

Не ремонтируют трансформаторы с магнитной системой из горячекатаной стали, оклеенной бумагой, с вышедшей из строя магнитной системой (оплавление пластин, «пожар в стали»), со значительным повреждением баков.

При сдаче трансформатора в ремонт заказчик составляет наряд-заказ, в котором указывает область применения трансформатора; условия, в которых он эксплуатировался (характер нагрузок, наличие скачков напряжения и перегрузок, загрязненность воздуха и т. п.);

специальные требования; дефекты и неисправности, имевшие место при эксплуатации (течь масла; его повышенная температура и т. д.); виды и сроки ремонта с указанием выполнявших ремонт организаций.

Представители ремонтного предприятия знакомятся с документацией на трансформатор, осматривают его, проводят дефектацию и сведения заносят в «Ведомости осмотра и дефектации», после чего определяют объем ремонта.

При сдаче отремонтированного трансформатора составляют приемо-сдаточный акт, в котором перечисляются все выполненные работы и даются рекомендации по использованию трансформатора (работа в параллельном режиме, несимметричные режимы и др.).

#### 12.1.2. ДЕФЕКТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРА В СОБРАННОМ ВИДЕ

В объем капитального ремонта входит замена обмоток и их главной изоляции, ремонт магнитной системы с переизолировкой пластин, замена отдельных устройств, системы охлаждения, устройств переключения ответвлений и т. п. Разбирают активную часть трансформатора. После расшихтовки верхнего ярма снимают обмотки и изоляцию. При необходимости переизолировки пластин магнитную систему разбирают. Разобрав трансформатор, производят дефектацию его частей, ремонтируют узлы и детали или заменяют их новыми и затем производят сборку. При ремонтах с расшихтовкой верхнего ярма обязательными являются сушка активной части и очистка трансформаторного масла.

Для выявления течей масла осматривают бак. К дефектации относятся и электрические испытания для определения повреждений и их характера: отбор пробы масла для испытания его электрической прочности и сокращенного химического анализа, измерение характеристик изоляции.

При разборке трансформатора каждый узел дефектируют и сразу определяют объем ремонтных работ.

**12.1.3.  
ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАБОТ  
И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОПЕРАЦИИ  
С МОМЕНТА ВЫЕМКИ АКТИВНОЙ ЧАСТИ  
ТРАНСФОРМАТОРА ИЗ БАКА  
(ДЛЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ II И III ГАБАРИТОВ)**

При осмотре активной части определяют состояние изоляции обмоток и отводов, качество прессовки обмоток, отсутствие деформаций. Бумажную изоляцию проверяют на отсутствие повреждений и механическую прочность. Она подразделяется на:

- эластичную (при сгибе вдвое не ломается);
- твердую (при сгибе вдвое образуются трещины);
- хрупкую (при сгибе вдвое ломается);
- ветхую (при сгибе до прямого угла ломается).

Определяют состояние главной изоляции, отсутствие деформации обмоток и смещения витков.

Осматривают и фиксируют состояние отводов, переключателя ответвлений, контактов и паек, стяжных шпилек и их изоляции, наличие неисправности заземления магнитопровода, отсутствие короткозамкнутого контура

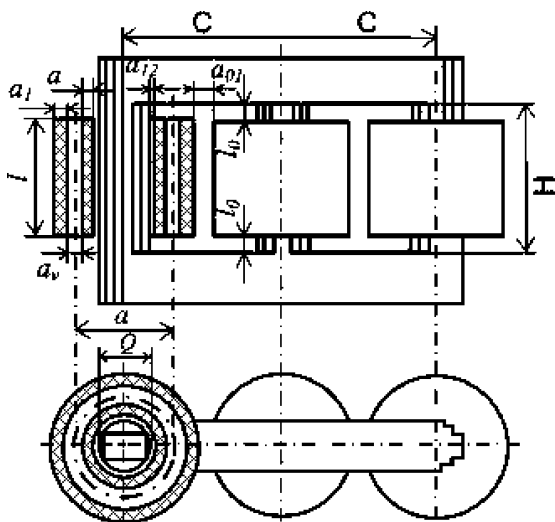


Рис. 12.1  
Эскиз магнитной системы трансформатора

в магнитной системе. Если активная часть трансформатора подлежит разборке, то перед демонтажем отводов выполняют эскиз их размещения и крепления планками.

По результатам дефектации активной части трансформатора устанавливают объем ремонта.

При хорошем состоянии обмоток и магнитопровода активную часть ремонтируют в объеме, рассмотренном в главе 11; при необходимости она подвергается сушке.

Определяют основные размеры магнитной системы. По результатам замеров расстояния между стержнями  $C$ , высоты окна  $H$ , диаметра стержня  $d$  и высоты ярма составляют эскиз магнитной системы (рис. 12.1).

Если объем ремонта требует полной дефектации, определяют размеры обмоток  $l$ ,  $a_1$ ,  $a_2$  и их частей, отдельные изоляционные расстояния  $a_{01}$ ,  $a_{12}$ ,  $l_0$ , размеры изоляционных цилиндров, число витков в отдельных катушках, конструкцию и состояние внутренних обмоток, а также конструкцию и состояние всей внутренней изоляции.

Ответственными данными являются размеры провода, а также число витков в обмотках.

## 12.2. ДЕМОНТАЖ АКТИВНОЙ ЧАСТИ ТРАНСФОРМАТОРА

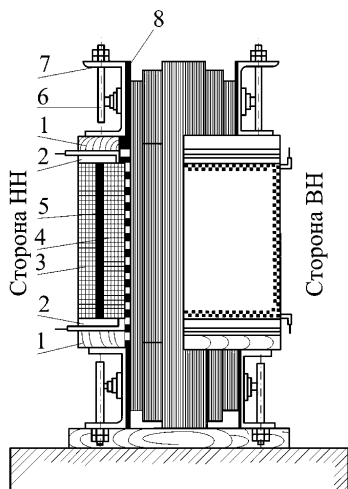
**Демонтаж крышки и отводов.** Разборку активной части трансформатора начинают с отсоединения от переключающего устройства и вводов регулировочных и линейных отводов [3]. Отводы маркируют, вводы и переключатель ответвлений демонтируют до или после съема крышки с активной части.

При осмотре вводов определяют возможность их повторного использования. Если отводы имеют хорошую изоляцию и не нуждаются в замене, их снимают вместе с несущей деревянной рамной конструкцией, что позволяет сократить объем работ при сборке.

**Расшиховка верхнего ярма, демонтаж обмоток и изоляции.** Разборку активной части трансформатора начинают с распрессовки обмоток и верхнего ярма (см. рис. 12.2). Ярмовые балки со стороны ВН и НН не взаимозаменяемы,

**Рис. 12.2**  
Демонтаж активной части  
трансформатора:

1 — уравнивательная изоляция; 2 — ярмовая изоляция; 3, 4 — обмотки ВН и НН; 5 — изоляционные цилиндры; 6 — вертикальные стяжные шпильки; 7 — верхняя ярмовая балка; 8 — изоляционная прокладка.



поэтому перед съемом их маркируют надписями. По первым вынутым пластинам устанавливают качество изоляции пластин и необходимость ее восстановления. Демонтированные пластины отправляют к лакировальной установке.

Приступая к демонтажу обмоток и изоляции, оценивают их состояние. Если обмотки не заменяют, а только ремонтируют, то детали главной изоляции снимают, осматривают, устраняют небольшие дефекты и используют в дальнейшем. При повреждении хотя бы одной из обмоток демонтируют со стержней все обмотки, так как металлические оплавления и копоть, возникшие под действием электрической дуги, осаждаются на изоляции всех обмоток.

Обмотки с большой массой снимают специальным съемным приспособлением.

Приспособления для съема и насадки обмоток трансформаторов IV...VII габаритов делают трехлучевыми под углом  $120^\circ$ .

После демонтажа обмоток снимают со стержня нижнюю ярмовую и уравнивательную изоляцию, электрокартонный цилиндр и буковые детали расклиновки внутренней обмотки. Если из-за износа изоляции обмотки подлежат замене, то заменяют и деревянные детали.

### 12.3. РЕМОНТ ОБМОТОК И МАГНИТНОЙ СИСТЕМЫ ТРАНСФОРМАТОРА

**Ремонт обмоток трансформатора.** Если при сильном нажатии пальцем изоляция разрушается, нужно заменять обмотки [1, 3]. При ремонте с обмоточного провода удаляется старая изоляция, после чего он отжигается, рихтуется и переизолируется. Для удаления старой изоляции и отжига обмотку разматывают на отдельные бухты, которые нагревают в закрытой печи при температуре 500...600°C. При этом изоляция обгорает и снимаются внутренние упругие напряжения в меди, она становится «мягкой». Чтобы провод не спутался при обжиге, бухты бандажируют проволокой. Удаляют изоляцию путем протягивания провода через устройство, в котором изоляция разрезается в продольном направлении, очищается скребками и рихтуется. Провод рихтуют протягиванием через систему стальных роликов и перематывают на барабаны.

Провода соединяют внахлест электропайкой серебряным припоем. Места паек опиливают, зачищают наждачной шкуркой, после чего провод изолируют на специальных бумагооплеточных станках (рис. 12.3).

С помощью натяжного устройства 4 провод с барабана 1 протягивается через рихтовочное устройство 2, состоящее из системы стальных роликов, расположенных вертикально и горизонтально, затем проходит через вращающийся вокруг него бумагообмотчик 3 и далее на барабан 5.

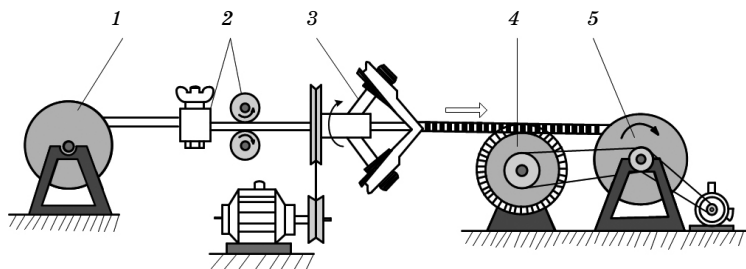
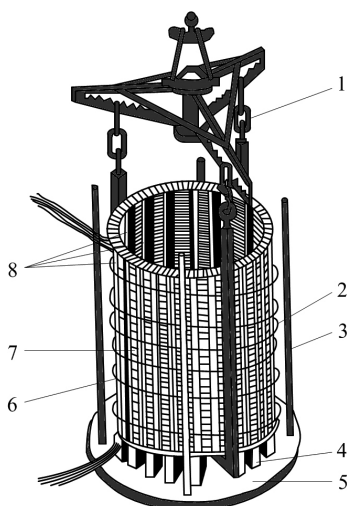


Рис. 12.3  
Бумагооплеточный станок

**Сушка, прессовка и пропитка обмоток.** После намотки обмотки имеют увеличенный по сравнению с расчетным осевой размер, поэтому их стягивают стальными плитами и шпильками, сушат и прессуют до получения указанной высоты. На верхней



**Рис. 12.4**

Спрессовывание обмоток:

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.

плите устанавливают пружины (тарельчатого типа), под действием которых по мере высыхания и усадки изоляции обмотки автоматически подпрессовываются.

В заводских условиях обмотки сушат под вакуумом в специальном термошкафу, а при индивидуальном ремонте — в шкафу с электроподогревом или в металлическом баке индукционным методом (см. раздел 3.3). После сушки в течение 10...15 ч при 100...105°C обмотки прессуют, равномерно подтягивая гайки на шпильках стяжных плит до получения заданного осевого размера.

Чтобы придать обмоткам монолитность и механическую прочность, обмотки пропитывают погружением в лак МЛ-92 и запекают. Перед погружением обмотки подогревают до 50...70°C. Длительность пропитки — 15...40 мин. Когда излишек лака стечет, обмотку помещают в термошкаф, где выдерживают при температуре 100...105°C 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 отделяют: обрезают выступающие час-



ти реек и клиньев, а также концы изоляционных лент; обрезают и укладывают концы обмоток. После этого обмотки стягивают стальными рамами, в которых их транспортируют и хранят до установки на магнитную систему (рис. 12.4).

**Ремонт магнитной системы трансформатора.** После демонтажа обмоток проводят дефектацию магнитной системы и определяют объем ремонтных работ. После очистки стержней и нижнего ярма проверяют изоляцию пластин магнитной системы и ярмовых балок и пластин.

Пластины с лаковым покрытием не должны спекаться, а само покрытие не должно отделяться от них при воздействии неострым предметом.

Магнитная система годна, если на шпильках и пластинах нет повреждений, а состояние изоляции хорошее. При мелких дефектах производят частичный ремонт.

Полный ремонт магнитной системы представляет собой трудоемкую работу. Причиной ремонта может быть аварийный процесс, возникший в результате нарушения изоляции пластин и образования контура в магнитной системе и стальных деталях остова. По контуру протекает значительный ток, приводящий к выгоранию изоляции и стали.

Возможно и повреждение стали электрической дугой, возникшей при коротком замыкании в обмотках. При ремонте магнитной системы ограничиваются переизолировкой пластин верхнего ярма.

**Каждая перешихтовка приводит к увеличению потерь холостого хода на 5...8% (при полной переборке магнитной системы — до 25%).**

Следует стремиться устранить повреждения магнитной системы без ее разборки.

Ремонт магнитной системы включает разборку и расшихтовку стержней и нижнего ярма, отбраковку и ремонт пластин, изготовление новых пластин, сборку и испытание магнитной системы.

Удаление изоляции пластин производят механическим или химическим способом (в ванне с 10...15%-ным раствором едкого натра 80...90°C с последующей промывкой

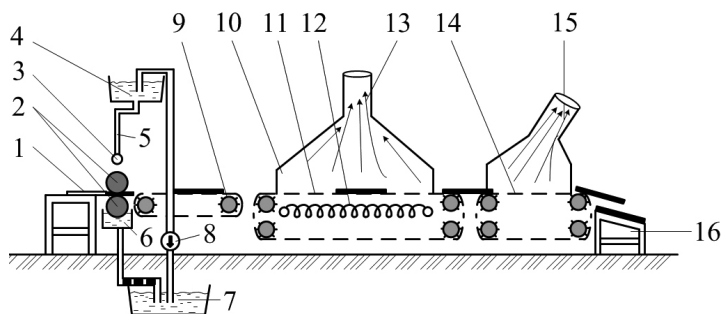


Рис. 12.5  
Лакировальная установка:

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 — труба; 14 — транспортер; 15 — труба; 16 — приемный стол.

и сушикой воздухом). Для снятия бумажной изоляции ее отпаривают в горячей воде с последующей сушкой или обжигом. Пластины вновь изолируют на лакировальной установке (рис. 12.5). В процессе лакирования периодически проверяют толщину пленки, электрическое сопротивление изоляции пластин и состав лака. 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.

Для контроля правильности укладки пластин периодически измеряют расстояние по диагонали. Толщину пакетов измеряют штангенциркулем, перекосы и вертикальность оправок проверяют угольником.

При ремонте трансформатора с разборкой остова стяжку стержней стальными бандажами, шпильками заменяют на стяжку стеклобандажами, которые устанавливают с помощью специального механизма.

**Сборка магнитной системы.** Пластины не фиксируются оправками, и поэтому качество их укладки зависит от тщательности выполнения работ. Пакет пластин толщиной 15...20 мм выравнивают киянкой и проверяют шаблоном правильность сборки. После укладки всех пластин в уступы пакетов стержней закладывают буковые планки

и рейки в том же порядке, что и до разборки, и временно закрепляют их на стержнях киперной лентой. Затем магнитную систему спрессовывают с помощью струбцин и цепных ленточных бандажей. Вначале прессуют стержни, потом ярма. После опрессовки снимают временные и устанавливают постоянные бандажи.

Собранный остов стропят, ставят вертикально, устанавливают вертикальные прессующие шпильки. Окончательно подтягивают все стяжные шпильки и мегомметром измеряют сопротивление изоляции ярмовых балок и шпилек по отношению к магнитной системе. Если результаты испытаний удовлетворительные, верхнее ярмо расшихтовывают и приступают к насадке обмоток.

**Ремонт и изготовление главной изоляции.** Если изоляция имеет небольшие дефекты, ее ремонтируют, изготавливая и заменяя отдельные детали.

Для изготовления изоляции из электрокартона применяют станок или приспособление для вырезки шайб (круговые ножницы); вибрационные, гильотинные и ручные ножницы; электрическую или ручную дрель; молоток; кисть; стол для разметки, обмазки деталей лаком и сборки изоляции; пресс-форму — приспособление для прессовки и запекания склеенных деталей.

Сборка ярмовой изоляции обмотки трансформатора III габарита показана на рис. 12.6. Шайбу 1 вырезают из электрокартона толщиной 2...3 мм. Верхние и нижние подкладки 2 изготавливают из набора отдельных пластин, их, в свою очередь, вырезают из листа электрокартона, соблюдая определенное направление резки (вдоль волокон или поперек), так как усадка электрокартона вдоль и поперек волокон различна.

Если склеить между собой полосы, нарезанные произвольно, то после сушки произойдет их коробление и расслаивание.

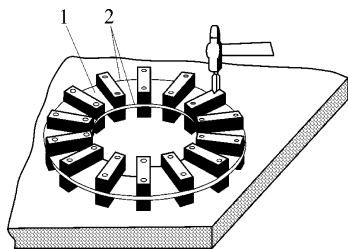


Рис. 12.6  
Изготовление ярмовой  
изоляции обмотки  
трансформатора III габарита

#### 12.4. УСТАНОВКА ИЗОЛЯЦИИ И ОБМОТОК. ПОДПРЕССОВКА ОБМОТОК

После расшихтовки магнитопровод (рис. 12.7) готовят к укладке ярмовой изоляции и насадке обмоток. Стягивают свободные верхние листы стержней брезентовыми ремнями (рис. 12.8), так как распушенная верхняя часть стержней не позволит правильно сориентировать при насадке оси обмоток и стержней. Возникает опасность повреждения изоляции обмотки острыми краями пластин стержня, обнаружить которое после насадки на стержень практически невозможно.

**Установка нижней уравнильной и опорной ярмовой изоляции.** Начала и концы обмоток НН и СН выводят в одну сторону, а обмотки ВН — в другую. Так проверяют, какая сторона магнитопровода соответствует сторонам НН и СН и какая — стороне ВН, чтобы можно было соединить потом крепления отводов с ярмовыми балками. При сборке руководствуются чертежами установки изоляции и обмоток.

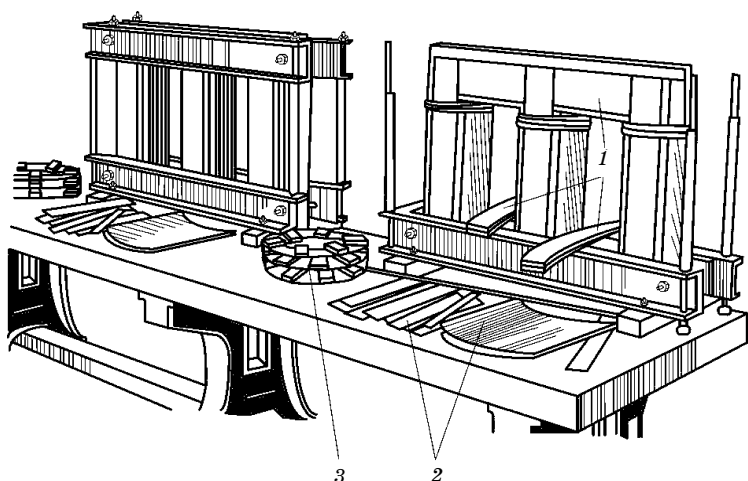
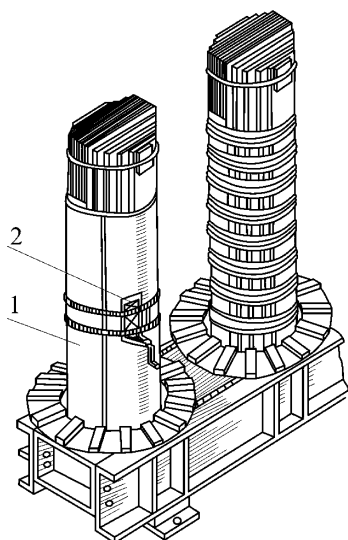


Рис. 12.7

Подготовка магнитопровода к укладке изоляции и насадке обмоток:

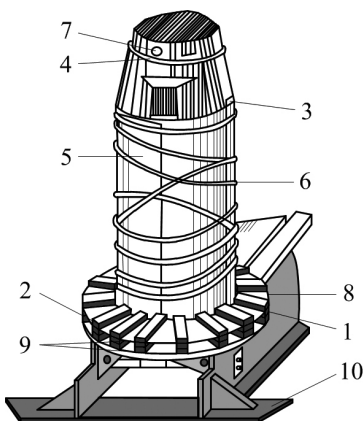
1 — пластины ярма; 2 — детали, подготовленные к сборке; 3 — ярмовая изоляция.



**Рис. 12.8**

Стягивание листов магнитопровода перед насадкой обмоток:

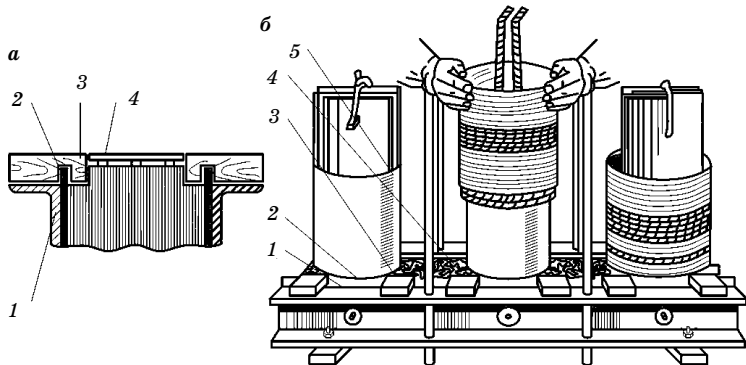
1 — мягкий цилиндр из электрокартона; 2 — приспособление для его затяжки.



**Рис. 12.9**

Укладка нижней изоляции:

1 — уравнивающая изоляция; 2 — ярмовая изоляция; 3 — деревянная планка; 4 — ремень для стяжки верхней части стержня; 5 — цилиндр из электрокартона; 6 — киперная лента для стяжки цилиндра; 7 — отметка места окончания расшивки; 8 — вырез в ярмовой изоляции для прохода концов обмоток; 9 — прокладки ярмовой изоляции из электрокартона; 10 — опорная пластина.



**Рис. 12.10**

Устройство ярмовой и уравнивающей изоляции:

а — устройство ярмовой и уравнивающей изоляции; б — процесс насадки обмоток трансформаторов мощностью до 250 кВ·А.

Укладывают нижнюю ярмовую опорную изоляцию (см. рис. 12.9) с вынимающейся вставкой для прохода концов обмоток.

Трансформаторы мощностью до 250 кВ·А имеют другое устройство уравнильной и ярмовой изоляции (рис. 12.10). Каждый стержень на ярме обкладывают буковыми планками 3 с каждой стороны. Планки имеют поперечный вырез, в который при установке планок входит выступающий край электрокартонной прокладки 2, изолирующей активную сталь от ярмовой балки 1. В этом устройстве планки по высоте выступают над плоскостью ярма, поэтому они сочетают в себе как бы уравнильную и ярмовую изоляции. Для изолирования обмоток от ярма в промежутке между стержнями поверхность ярма закрывают двумя электрокартонными щитками 4, которые также служат опорной поверхностью для обмоток.

**Насадка обмоток.** После установки уравнильной и ярмовой изоляции на изолированные цилиндрами 5 стержни поочередно, начиная с крайней фазы, насаживают обмотки НН. Обмотки трансформаторов мощностью до 630 кВ·А насаживают вручную. При насадке обмотки НН ее выводные концы обращают в сторону, где будет собрана схема отводов НН. Обмотки насаживают плотно, с некоторым усилием. Установив обмотки НН, на них надевают обмотки ВН.

**Радиальная расклиновка обмоток** производится между обмотками ВН и НН, между обмотками НН и стержнями магнитной системы. Расклиновка обеспечивает опору обмоток в радиальном направлении и исключает возможность их смещения и разрушения от динамических усилий. После расклиновки устанавливают верхнюю ярмовую изоляцию, выгибают и изолируют концы обмоток НН.

Шихтуют верхнее ярмо, начиная с середины центрального пакета одновременно с двух сторон ярма, а затем шихтуют правые и левые угловые пластины среднего пакета, в таком порядке шихтуют все пакеты. При укладке второго пакета со стороны НН между пластинами ярма 1 вставляют заземляющую ленту 3 на глубину 50...60 мм,

изолируя ее от торцов пластин электрокартонной полоской 2, как показано на рис. 12.11.

После шихтовки устанавливают верхние ярмовые балки 1 (рис. 12.12) с ярмовыми электроизоляционными прокладками 4 и скрепляют их между собой шпильками 2, затягивая несильно и пластины 3 не прессуя. У выхода концов 8 обмоток НН устанавливают электрокартонные щитки 6. Между балкой на стороне НН и прокладкой 4 зажимают второй конец заземляющей ленты. Ярмовые балки надевают на вертикальные шпильки 5, которые стягивают, обеспечивая необходимую прессовку обмоток 9. Затянув стяжные шпильки, раскернивают гайки; установленные обмотки соединяют в соответствии со схемой соединения; отводы от обмоток подключают к переключателям и вводам.

После сборки схемы активная часть трансформатора подвергается электрическим испытаниям (проверка

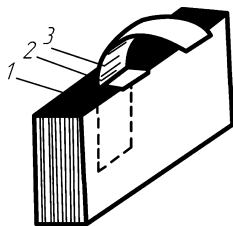


Рис. 12.11  
Установка  
заземляющей ленты

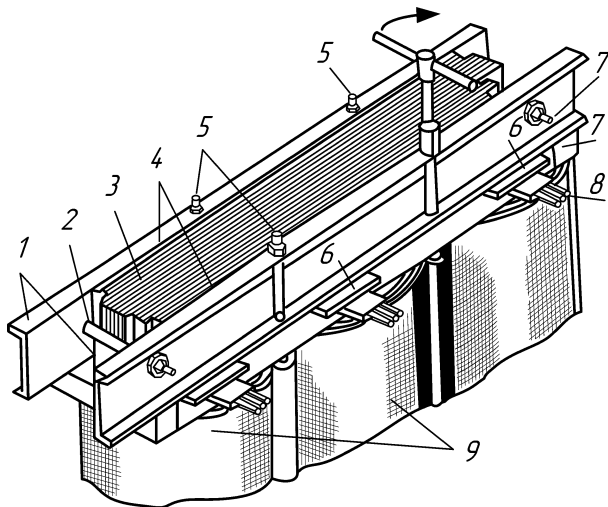


Рис. 12.12  
Установка верхней ярмовой балки

правильности выполнения схемы соединения и качества паек). После испытаний производится сушка активной части трансформатора (см. главу 3).

**Контрольная подсушка трансформаторов** производится при наличии признаков увлажнения масла и нарушения герметичности; в случае превышения допустимого времени хранения без масла или без доливки масла (но не более одного года); при нахождении активной части трансформатора в разгерметизированном состоянии или ухудшении состояния изоляции, выявленном в результате комплекса испытаний.

### 12.5. ОБРАБОТКА ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

Заливаемое масло должно удовлетворять стандартам. В процессе эксплуатации его характеристики ухудшаются, поэтому при ремонте трансформаторов масло подвергают обработке: удаляют механические примеси, влагу («сушат») и растворенные газы, путем регенерации восстанавливают повышенную кислотность масла.

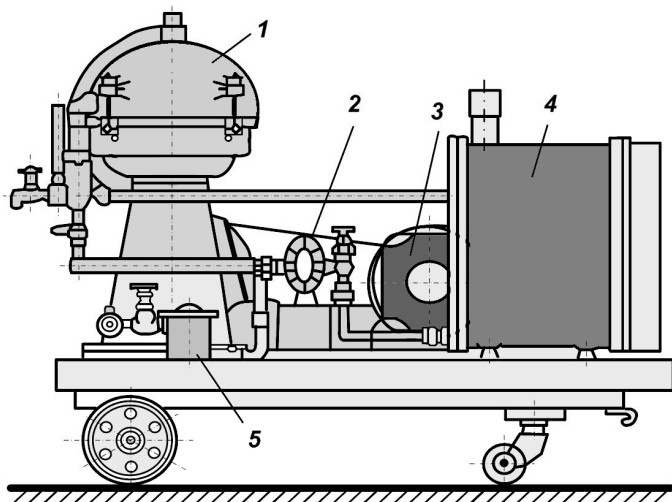


Рис. 12.13  
Центрифуга



**Центрифугирование масла.** Для удаления из масла влаги и механических примесей применяют центрифуги. На рис. 12.13 показан общий вид центрифуги. 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.

В центрифуге имеется центральное входное отверстие и три выходных рукава: верхний — для слива масла при 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 шестеренчатыми насосами 2. Интенсивное удаление влаги из масла происходит при 50...55°C, поэтому центрифуга снабжается электрическим подогревателем 4. Для задержания крупных механических примесей на входном патрубке маслопровода имеется фильтр 5 из тонкой металлической сетки. Центрифуга приводится во вращение мотор-редуктором 3 через ременную передачу. Производительность центрифуги равна 1500 л/ч при скорости барабана 6800 об/мин.

Если в масле много воды, то путем перестановки тарелок центрифугу перестраивают на режим удаления воды. Чтобы уменьшить количество растворенного в масле воздуха, применяют центрифуги, в которых масло при очистке находится под вакуумом.

**Фильтрация масла.** *Фильтрацией* называется способ очистки масла продавливанием его через пористую среду, имеющую большое количество мельчайших отверстий, в которых задерживаются вода и механические примеси.

Применяют специальную фильтровальную бумагу, картон или специальную ткань (бельтинг).

Аппарат, который служит для фильтрации масла, называется фильтр-прессом (см. рис. 12.14). Устройство

состоит из ряда чугунных рам, пластин и заложенной между ними фильтровальной бумаги. Пластины и рамы чередуются между собой. Рамы, пластины и бумага имеют в нижних углах отверстия: А — для входа масла, Б — для выхода очищенного масла (рис. 12.15). Пластины с обеих сторон имеют продольные и поперечные каналы, не достигающие до краев, благодаря которым поверхность покрыта большим количеством усеченных пирамид. Внутри рам 3 образуются камеры 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 камер, очищенное

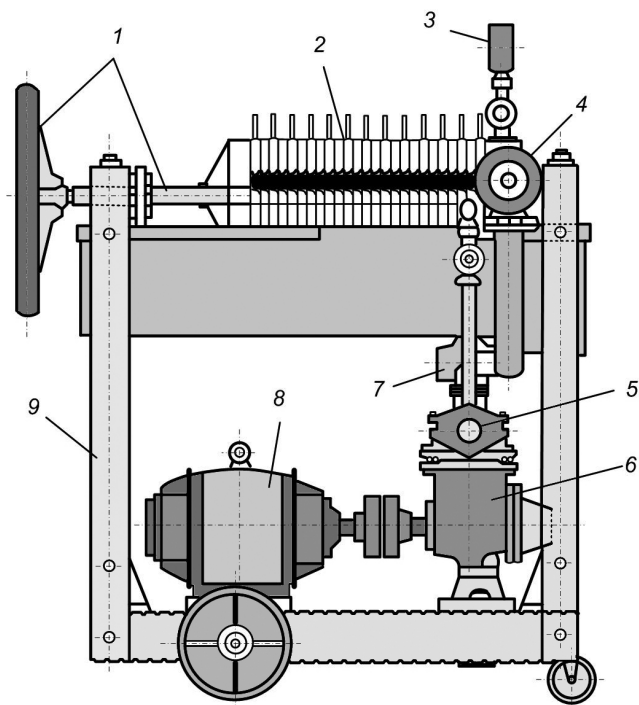
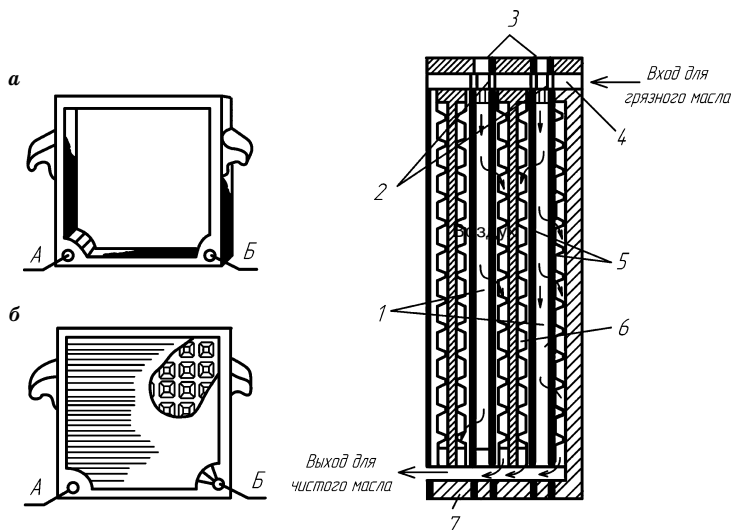


Рис. 12.14  
Фильтр-пресс:

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.



**Рис. 12.15**  
Устройство масляного фильтра:

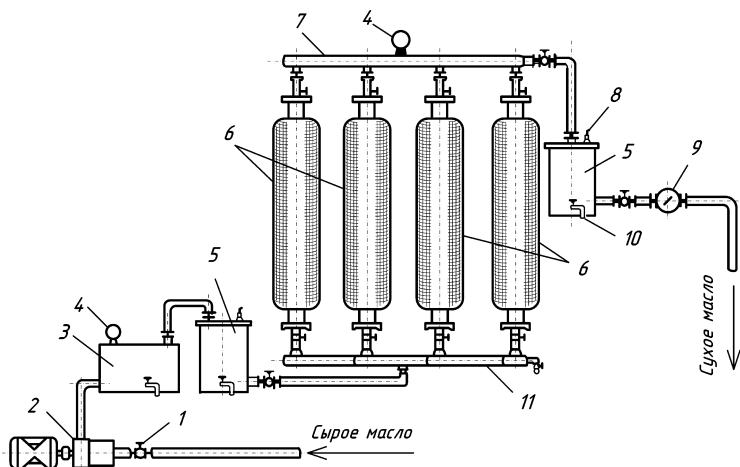
*a* — рама; *б* — пластина.

масло поступает к решеткам пластин *б* 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  $(4...6) \cdot 10^5$  Па. Повышение давления масла в процессе работы показывает, что фильтровальная бумага засорилась. Для грубой очистки масла служит сетчатый фильтр, размещенный на входном патрубке. Для отбора проб масла на выходном патрубке имеется кран.

**Сушка масла в цеолитовых установках.** Для сушки масла применяют цеолитовые установки. Она осуществляется путем однократного фильтрования масла через слой молекулярных сит — искусственных цеолитов типа NaA. Установка (см. рис. 12.16) состоит из 3...4 параллельно работающих адсорберов *б*, содержащих по 50 кг цеолитов каждый.

*Адсорбер* представляет собой полый металлический цилиндр, полностью заполненный цеолитами. Для увеличения



**Рис. 12.16**  
Установка для сушки масла:

1 — вентиль; 2 — насос; 3 — электронагреватель масла; 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.

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 имеется доньшко из металлической сетки, которое служит опорой для молекулярных сит. Верхняя горловина адсорбера закрыта съемной металлической сеткой. Масло через него перекачивается насосом.

Масло подогревается электронагревателем 3, имеющим штуцеры для маслопроводов, манометр 4, термосигнализатор и электронагревательный элемент (типа ТЭН-12). Фильтр 5 установлен на входе в адсорбер и служит для очистки масла от механических примесей. На выходе из адсорбера фильтр служит для задержки гранул и крошек цеолитов, если происходит повреждение металлической сетки в верхней горловине адсорбера.

Для сушки масла требуется 0,1...0,15% синтетических цеолитов от массы обрабатываемого масла. За цикл фильтрования пробивное напряжение масла повышается от 10...12 до 58...60 кВ. Сушку масла производят при

20...30°C и скорости фильтрации 1,1...1,3 т/ч. На сушку 50 т масла через установку со 100 кг цеолитов требуется 48 ч. Кислотное число и натровая проба масла после фильтрования остаются без изменений.

Цеолиты значительно поглощают влагу из воздуха, поэтому после окончания работы адсорберы должны оставаться заполненными маслом. Хранят цеолиты во влагонепроницаемой таре. Адсорбционные свойства цеолитов многократно восстанавливаются за счет продувки адсорбера горячим воздухом (300...400°C, длительность продувки — 4...5 ч). Чтобы предохранить цеолиты от увлажнения, после прокаливания их заливают сухим трансформаторным маслом и плотно закрывают крышкой.

**Регенерация кислых масел.** Основным способом регенерации масел является *кислотощелочноземельный*. Обработка серной кислотой 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 применяют силикагель, достоинством которого является возможность многократного использования. Для восстановления свойств его прокаливают при 300...500°C. В нестационарных условиях силикагелем регенерируют слабоокисленные масла, не требующие глубокой химической очистки. Для этого масло многократно прогоняют через адсорбер — бачок, наполненный просушенным силикагелем. Циркуляцию масла осуществляют при помощи насоса центрифуги или фильтр-пресса, который включают на выходной части адсорбера. Масло при регенерации подогревают.

**Дегазация трансформаторного масла.** Присутствие в масле кислорода вызывает его окисление и ухудшение диэлектрических свойств, связанных с возникновением электрических разрядов и ионизации под действием электрического поля. При атмосферном давлении масло содержит 10%

воздуха (по объему), причем растворимость воздуха растёт с повышением температуры масла. В атмосферном воздухе содержится 78% азота и 21% кислорода, а в воздухе, растворенном в масле, — 69,8% азота и 30,2% кислорода. Содержание воздуха определяется в лаборатории при помощи специального прибора. Перед дегазацией масло осушают до влагосодержания не более 0,001% (10 г воды на 1 м<sup>3</sup> масла).

Для дегазации и вакуумирования масла имеются дегазационные установки. Дегазатор состоит из двух металлических баков, заполненных кольцами Рашига, которые служат для увеличения поверхности растекания масла. На крышках баков имеются распылители. Масло, проходя через распылители, равномерно распределяется по всему объему баков. Вакуум в баках создается вакуумным насосом типа ВН-6. Стекая тонкими слоями по поверхности колец, масло дегазируется до содержания газа 0,04% (по объему). Из дегазатора масло поступает в бак трансформатора до высоты 150...200 мм от крышки. Свободное пространство заполняется сухим азотом. Подпитку азотом производят по мере его растворения в масле до полного насыщения масла.

## 12.6. НОРМЫ И ИСПЫТАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОСЛЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

**Объем и нормы испытаний.** Целью испытания трансформатора является проверка качества ремонтных работ, отсутствия дефектов, характеристик трансформатора на соответствие требованиям стандартов. В программу приемосдаточных испытаний входят:

- проверка коэффициента трансформации и группы соединения обмоток;
- испытание пробы масла или жидкого негорючего диэлектрика из бака трансформатора (для определения пробивного напряжения и тангенса угла диэлектрических потерь);
- испытание изоляции приложенным от внешнего источника напряжением промышленной частоты;

- испытание изоляции напряжением повышенной частоты, индуцированным в самом трансформаторе;
- проверка потерь и тока холостого хода;
- проверка потерь и напряжения короткого замыкания;
- испытание прочности бака;
- испытание на трансформаторе устройства переключения ответвлений.

**Измерение сопротивления изоляции обмоток.** Определение коэффициента абсорбции, измерение  $\text{tg}\delta$  изоляции и емкостных характеристик проводят после замены обмоток. Проверка коэффициента трансформации — на всех ступенях переключения напряжения и группы соединения обмоток. Испытание главной изоляции (вместе с вводами) обязательно после замены обмоток.

После замены обмоток измеряют потери и ток холостого хода, а также напряжение и потери короткого замыкания при номинальном токе. Допускается превышение заводских значений тока холостого хода на 30%; потерь — на 15%. Допустимые отклонения параметров короткого замыкания — не более 10%.

Проверка работы переключающего устройства и испытания пробы масла из бака для измерения электрической прочности являются обязательными после любого ремонта.

Проверка индикаторного силикагеля воздухоосушителя производится после текущего ремонта, а испытание трансформатора — включением его скачком номинального напряжения (3...5-кратное включение) после капитального ремонта.

**Испытание трансформаторного масла.** Масло подвергают испытанию на электрическую прочность (на пробой), на диэлектрические потери и производят его химический анализ.

Испытание масла на пробой производят в специальном аппарате (см. рис. 12.17). В стеклянную посуду вместимостью 0,5 л отбирают пробу из нижнего крана в баке трансформатора. Затем масло заливают в разрядник маслопробойного аппарата (фарфоровый сосуд 1), в который вмонтированы два плоских электрода 2 и латунные

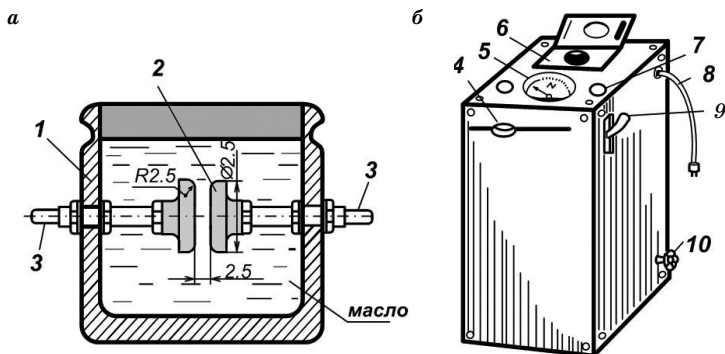


Рис. 12.17

Аппарат для испытания трансформаторного масла:

*а* — стандартный разрядник; *б* — его внешний вид; 1 — фарфоровый сосуд; 2 — плоский электрод; 3 — токоведущий стержень; 4 — рукоятка регулировочного трансформатора; 5 — киловольтметр; 6 — отверстие с крышкой для разрядника; 7 — сигнальная лампа; 8 — кабель для включения в сеть; 9 — рукоятка автомата включения; 10 — клемма заземления.

токоведущие стержни 3. К ним подводится высокое напряжение от повышающего регулировочного трансформатора.

Чтобы удалить из масла воздушные включения, перед пробоем ему дают отстояться в разряднике 20 мин. Затем при помощи кабеля 8 с вилкой и рукоятки 9 маслопробойный аппарат включают в сеть переменного тока. Движением рукоятки 4 повышают напряжение на электродах до пробоя масла, наблюдают за стрелкой киловольтметра 5, показывающей напряжение пробоя. Делают 6 пробоев с интервалами 10 мин без учета первого. Среднее арифметическое принимают за пробивное напряжение масла, оно должно соответствовать нормам (табл. 12.1), которые зависят от номинального напряжения трансформатора и вида масла.

Таблица 12.1

#### Нормы пробивного напряжения трансформаторного масла

Вид масла	Номинальное напряжение трансформатора, кВ			
	До 15	15...35	60...220	330 и выше
Свежее сухое, после заливки в аппарат	25	30	40	50
Эксплуатационное	20	25	35	45



Отбирать пробы масла из трансформаторов нужно летом в сухую погоду, зимой — в морозную. Не следует вскрывать посуду, пока масло не нагреется до комнатной температуры, иначе произойдет конденсация паров, что снизит электрическую прочность масла. Пробу отбирают очень тщательно, сливая 2...3 л масла и несколько раз ополаскивая посуду. Заполненную посуду плотно закрывают притертой пробкой.

**Испытание трансформаторного масла на диэлектрические потери** заключается в определении  $\text{tg}\delta$ . Для эксплуатационного масла  $\text{tg}\delta$  должен быть не более 1% при 20°C и не более 7% при 70°C, для свежего сухого масла — не более 0,2...0,4% при 20°C и не более 1,5...2,5% при 70°C.

**Химический анализ масла.** Изменение той или иной характеристики масла свидетельствует о техническом состоянии трансформатора. Например, повышение кислотного числа, окисление или снижение температуры вспышки паров масла свидетельствуют о его разложении в результате местного перегрева внутри трансформатора.

Химический анализ бывает полный и сокращенный. При ремонте делают сокращенный анализ масла, в который входят: определение кислотного числа, температуры вспышки паров, реакции водной вытяжки, содержания взвешенного угля и механических примесей, проверка прозрачности масла. Стандартом не допускается присутствие в масле механических примесей, водорастворимых кислот и щелочей.

*Кислотное число* показывает, какое количество миллиграммов едкого калия необходимо для нейтрализации кислот, содержащихся в 1 г масла при его подкислении. Для свежего сухого масла кислотное число составляет  $\leq 0,05$ , для эксплуатационного —  $\leq 0,25$ . Температура вспышки паров масла —  $\geq 135^\circ\text{C}$ , допускается ее снижение не более чем на  $5^\circ\text{C}$  от первоначальной. При полном химическом анализе масла производят, кроме того, проверку его вязкости, стабильности, плотности, температуры застывания и др.

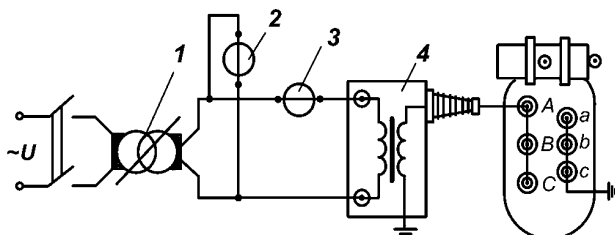
Масло трансформаторов с азотной или пленочной защитой проверяют на влагосодержание и газосодержание. Влагосодержание по объему должно быть не более 0,001%, газосодержание — 0,1%.

**Испытание электрической прочности изоляции** состоит из:

- определения пробивного напряжения масла или другого жидкого диэлектрика, которым заполнен трансформатор;
- измерения сопротивления изоляции обмоток;
- испытания внутренней изоляции напряжением промышленной частоты, приложенным от внешнего источника (в течение одной минуты);
- испытания повышенным напряжением, индуктированным в самом трансформаторе.

Испытательные напряжения превышают номинальные и зависят от условий эксплуатации. Трансформаторы, предназначенные для эксплуатации в электроустановках, подвергающихся воздействию грозовых перенапряжений при обычных мерах грозозащиты, испытываются по нормам для обычной изоляции, а трансформаторы, предназначенные для эксплуатации в электроустановках, не подверженных воздействию грозовых перенапряжений или при специальных мерах грозозащиты, — по нормам для облегченной изоляции.

При испытании изоляции напряжением промышленной частоты проверяется электрическая прочность главной изоляции (каждой обмотки по отношению к другим обмоткам, включая отводы, а также по отношению к баку). Испытывают поочередно изоляцию каждой обмотки с помощью схемы, изображенной на рис. 12.18. При этом испытательное напряжение прикладывается между испы-



**Рис. 12.18**

Электрическая схема для испытания изоляции:

1 — регулировочный трансформатор; 2 — вольтметр; 3 — амперметр; 4 — испытательный трансформатор.

тываемой обмоткой, замкнутой накоротко, и заземленным баком. Все 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 регулировочного автотрансформатора. Испытательное напряжение поднимают плавно и выдерживают в течение 1 мин.

Фиксируемые приборами возрастание тока и снижение напряжения обычно указывают на наличие дефекта в изоляции испытываемого трансформатора. Повреждение в испытываемом трансформаторе 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 показаний приборов.

Продольная изоляция обмотки (изоляция между витками, катушками, слоями, фазами) испытывается повышенным напряжением, индуктированным в самом трансформаторе: к одной из обмоток прикладывают двойное номинальное напряжение 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 напряжением частоты не менее  $2f_{\text{ном}}$  в течение 1 мин (при более высоких частотах длительность уменьшается, но она 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 путем измерений токов и напряжений по фазам установить дефектную фазу. Дефектное место обмотки можно определить индукционным методом или измерением электрического сопротивления.

Индукционный метод для нахождения короткозамкнутого витка основан на наличии электромагнитного поля вокруг короткозамкнутого витка, созданного ин-

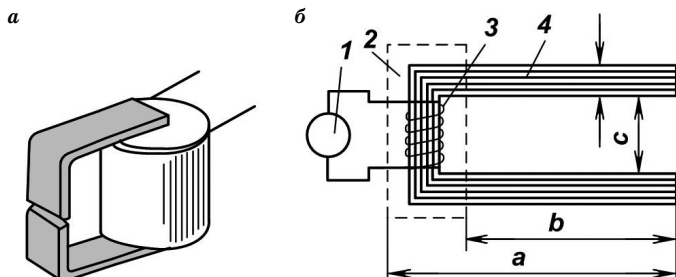


Рис. 12.19

Аппарат для нахождения короткозамкнутого витка:

*a* — общий вид; *б* — принципиальная схема; 1 — указательный прибор; 2 — защитный кожух; 3 — катушка; 4 — сердечник.

дуктированным током короткого замыкания. Поле вокруг остальных витков отсутствует. Наличие и положение короткозамкнутого витка обнаруживают с помощью особой катушки, называемой искателем, к которой подключен чувствительный прибор. Измерительный аппарат состоит из искателя и указателя. Искатель представляет собой многovitковую катушку, насаженную на магнитопровод, к которой присоединен указательный прибор (рис. 12.19).

Напряжение в проверяемой обмотке индуцируется «питателем», который выполняется аналогично приведенному на рис. 12.19а искателю или представляет собой длинный стержень с намотанными по всей его длине витками. Обмотка питателя подключается к сети (36, 127 или 220 В). Перемещая искатель сначала вдоль обмотки, а затем в радиальном направлении, устанавливают место замыкания по наибольшему отклонению прибора.

**Оценка состояния изоляции.** Для оценки состояния изоляции трансформатора проводятся следующие испытания:

- измерение сопротивления изоляции обмоток через 60 с после приложения постоянного напряжения ( $R_{60''}$ );
- определение отношения значений сопротивлений изоляции, измеренных через 60 и 15 с после приложения к ним постоянного напряжения (определение коэффициента абсорбции  $K_{абс} = R_{60''}/R_{15''}$ );

- измерение угла диэлектрических потерь  $\text{tg}\delta$  изоляции обмоток при приложении к ним переменного напряжения;
- измерение изоляционных характеристик масла: пробивного напряжения, угла  $\text{tg}\delta$ ;
- измерение диэлектрических потерь и влагосодержания масла;
- определение влагосодержания установленных внутри бака трансформатора образцов твердой изоляции;
- определение отношения емкостей изоляции обмоток, измеренных при приложении напряжений частотой 2 и 50 Гц ( $C_2/C_{50}$ );
- измерение прироста абсорбционной емкости ( $\Delta C/C$ ).

Оценка состояния изоляции производится на основании комплекса испытаний. Значения сопротивления изоляции  $R_{60''}$  и отношения  $R_{60''}/R_{15''}$  позволяют выявить грубые дефекты в изоляции, возникшие в результате ее загрязнения, увлажнения или повреждения. В сочетании с другими показателями эти характеристики позволяют оценить степень увлажнения изоляции.

Измерение сопротивления изоляции обмоток производится при температуре не ниже  $+10^\circ\text{C}$  мегомметром класса 1000 В в трансформаторах класса напряжения до 35 кВ и мощностью до 16 МВ·А и мегомметром класса 2500 В с пределами измерения  $0...10\,000\text{ МОм}$  во всех остальных случаях. При этом за температуру изоляции в масляных трансформаторах принимают температуру масла в верхних слоях, в сухих — температуру окружающего воздуха.

Измерения сопротивления изоляции для двухобмоточного трансформатора проводятся по следующей схеме для нахождения короткозамкнутого витка: первое измерение между обмоткой ВН и баком при заземленной обмотке НН (сокращенная запись схемы измерения ВН-бак, НН); второе измерение — НН-бак, ВН; третье измерение — ВН + НН-бак (рис. 12.20).

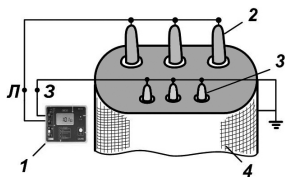


Рис. 12.20

Схема для измерения сопротивления изоляции:  
1 — мегомметр; 2 — вводы ВН;  
3 — вводы НН; 4 — бак трансформатора.

### Контрольные вопросы и задания

1. Какую документацию следует вести при ремонте трансформаторов?
2. Назовите критерии оценки состояния изоляции обмоток и отводов трансформаторов.
3. Укажите последовательность работ при демонтаже активной части трансформатора.
4. Перечислите основные работы по ремонту обмоток.
5. В какой последовательности производят полный ремонт магнитной системы?
6. Как производится сушка и очистка трансформаторного масла? Какие устройства и материалы при этом используются?
7. Назовите методы оценки и испытаний электрической прочности изоляции трансформаторов.
8. Перечислите испытания, которым подвергают трансформатор после капитального ремонта с разборкой его активной части.
9. Как обнаружить короткозамкнутый виток в обмотке трансформатора и в чем суть этого метода?

## **РЕМОНТ И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ**

**Н**есмотря на разнообразие конструктивных решений пускорегулирующей, силовой и защитной аппаратуры, при ее обслуживании и текущем ремонте действуют общие положения и правила эксплуатации и ремонта [1, 3].

### **13.1. ВИДЫ РЕМОНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ**

**При каждом техобслуживании или ремонте аппарат должен быть отключен от сети без всякой возможности подачи на него напряжения.**

Оперативное обслуживание аппаратов проводится как перед вводом их в эксплуатацию, так и в ее процессе. Оно включает регулярное проведение осмотров и периодический контроль значений параметров, характеризующих режим работы. Анализ полученных данных позволяет делать выводы о работоспособности аппарата и необходимости техобслуживания или ремонта.

При осмотре аппарат очищают от пыли, грязи и масла, проверяют надежность крепления к стене, панели или стенду, наличие и исправность заземляющих проводов. Контролируется правильное взаимное расположение деталей в аппарате и их взаимодействие. Оценивается износ контактов, выработка осей, кулачков и других подвижных и неподвижных деталей. Техническое обслуживание (ТО) предусматривает и необходимую регулировку аппаратуры.

В состав ТО включается контроль состояния изоляции, контактной системы и устройств охлаждения, смазка и уход за вращающимися и трущимися узлами, опробование резервного оборудования и средств сигнализации.

**Текущий ремонт** предназначен для проверки состояния, исправления или замены быстроизнашивающихся и несложных в ремонте узлов и деталей. Например, пружины, контакты и обгоревшие дугогасительные камеры заменяются на новые (заводского изготовления), отдельные детали могут изготавливаться самостоятельно. Могут заменяться или перематываться катушки электромагнитов.

**Капитальный ремонт** электрических аппаратов проводится редко и лишь на стационарном, крупногабаритном, сложном и дорогостоящем оборудовании. Пришедшие в негодность или морально устаревшие стандартные аппараты подлежат замене на новые, современные. Нецелесообразен и сложный ремонт при значительных повреждениях, устранить которые силами ремонтного цеха невозможно.

Периодичность осмотров, профилактики, техобслуживания и ремонта представлена в табл. 13.1.

Важнейшим условием, обеспечивающим надежную работу коммутационных аппаратов, является достаточная

Таблица 13.1

**Периодичность осмотров, профилактика,  
обслуживания и ремонта ЭА**

Тип обслуживания	Рубильник	Предохранитель	Автоматический выключатель	Контактор	Магнитный пускатель
Осмотр	1 мес.	1 мес.	1 мес.	1 мес.	1 мес.
Профилактика	6 мес.	—	6 мес.	—	—
Техобслуживание	6 мес.	6 мес.	6 мес.	1 год	1 год
Планово-предупредительный ремонт	—	—	3 года	—	—
Капитальный ремонт	—	—	5 лет	5 лет	5 лет



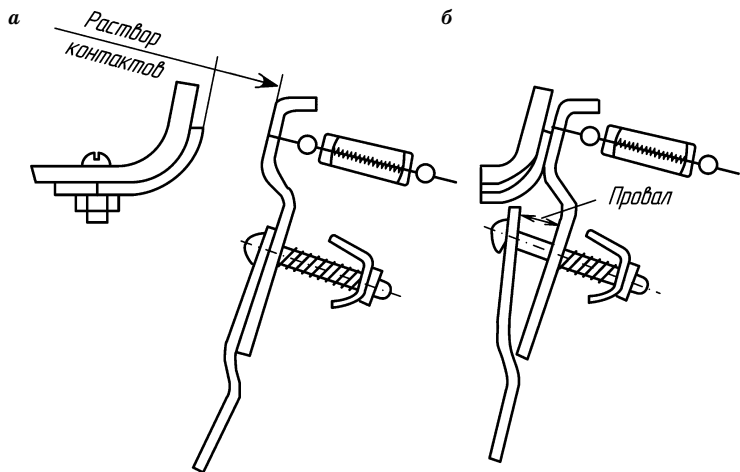


Рис. 13.1

Измерение усилия сжатия контактов динамометром

величина сжатия контактов. Неплотное примыкание рабочих контактов и их сильное загрязнение приводят к перегреву контактов, что может вызвать даже приваривание их друг к другу. Нормальная величина сжатия зависит от типа аппарата и должна соответствовать его заводским данным, приведенным в инструкции по эксплуатации. Усилия сжатия контролируются специальными проверочными динамометрами, закрепленными на подвижном контакте. Измеряются усилия, создаваемые пружиной при заданном расстоянии между контактами (рис. 13.1а), и усилия, необходимые для разрыва контактов, находящихся в замкнутом состоянии (рис. 13.1б). Стрелками указано направление внешнего усилия, прикладываемого к динамометру.

Другим условием надежной работы является хорошее состояние поверхности контактов. Нагар с контактов удаляют салфеткой, смоченной в бензине или другом растворителе. При обгорании контактов их чистят надфилем или наждачной бумагой. При уменьшении толщины контактов более чем на 0,5 мм их заменяют. Чистить контакты абразивами нежелательно, а иногда (сложной формы, а также покрытые серебром) запрещено.

Таблица 13.2

**Нормы расхода запасных частей  
для автоматических выключателей  
и магнитных пускателей**

Наименование запасных частей	Единица измерения	Нор- ма	Число одностип- ных ремонтн- руемых единиц
Для автоматических выключателей:			
контакты подвижные и неподвижные	Комплект	1	10
отключающие катушки	Шт.	1	20
главные контакты	—	1	10
катушки минимального напряжения	—	1	20
Для магнитных пускателей:			
главные контакты	Комплект	1	20
пружины	—	1	20
втягивающие катушки	Шт.	1	20
искрогасительные камеры	—	1	20
блок-контакты	—	1	20
нагревательные элементы	—	1	20
вспомогательные контакты	—	1	20

Во избежание простоев оборудования на предприятиях необходимо иметь резерв запасных частей (все быстроизнашивающиеся части и детали, срок службы которых не превышает длительность межремонтного периода). Нормы расхода запасных частей для автоматических выключателей и магнитных пускателей приведены в табл. 13.2.

На безотказную работу аппаратов с механической коммутацией, их долговечность и надежность влияет правильность регулировки хода подвижных контактов, так как это расстояние определяет параметры электрической дуги, возникающей при размыкании контактов и являющейся основным фактором износа и разрушения контактов.

### 13.2. КЛАССИФИКАЦИЯ КОНТАКТОВ И ПРИЧИНЫ ИХ ПОВРЕЖДЕНИЙ

Одной из наиболее частых причин выхода из строя электрического аппарата является недопустимый нагрев его токопроводящих частей или отказ контактной системы, используемой в большинстве электроустановок.

Электрический контакт — это место перехода тока с одной токоведущей детали на другую. Контактное соединение — наличие электрического контакта. Под *контактным соединением* (рис. 13.2) понимают контактный узел, образующий неразмыкаемый контакт.

Контакты различают также по исполнению (рис. 13.3) и по назначению (см. рис. 13.4). Классификация контактных деталей (контактов) приведена на рис. 13.5, а контактных узлов — на рис. 13.6.

В аппаратах чаще всего повреждается контактная группа, т. е. основные рабочие контакты, а также промежуточные

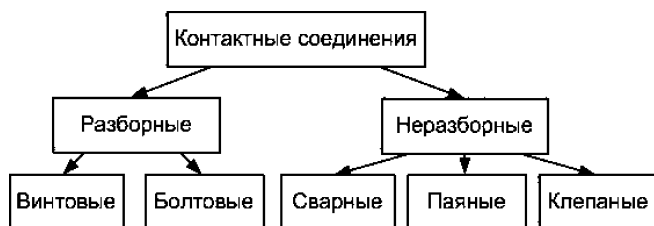


Рис. 13.2  
Контактное соединение

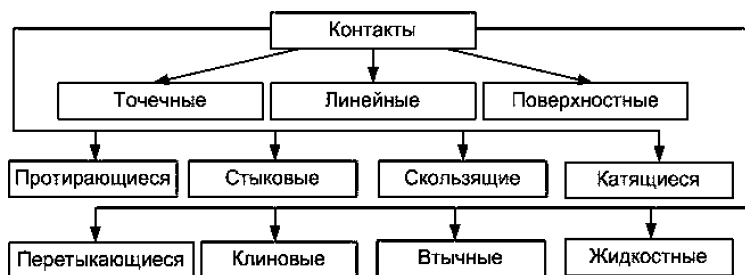


Рис. 13.3  
Классификация контактов по исполнению

ные и вспомогательные (дугогасительные или разрывные) контакты.

Качество контактов зависит от свойств контактных материалов и от состояния рабочих поверхностей и приложенных к контактным группам сил сжатия.

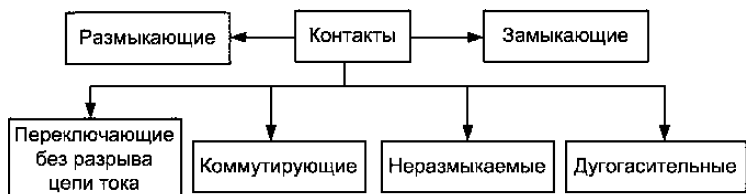


Рис. 13.4  
Классификация контактов по назначению



Рис. 13.5  
Классификация контакт-деталей

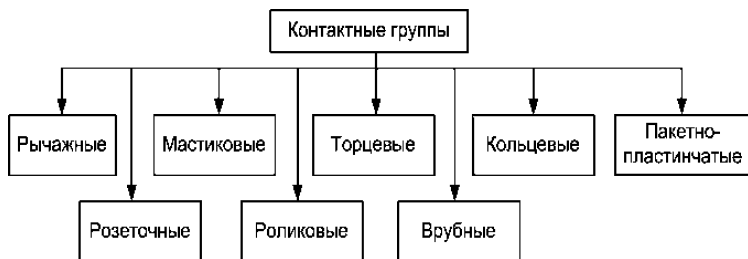


Рис. 13.6  
Классификация контактных узлов

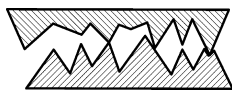


Рис. 13.7  
Микронеровности  
контактных поверхностей

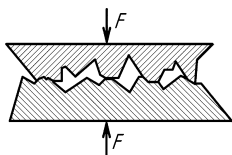


Рис. 13.8  
Деформация  
контактных поверхностей

Любые контактные поверхности имеют микронеровности, вследствие чего соприкосновение поверхностей контактов происходит не по всей площади, а лишь в отдельных точках (рис. 13.7), которые называются точками соприкосновения. Когда к контактам приложены сжимающие силы  $F$ , выступающие неровности поверхностей деформируются и точки соприкосновения превращаются в небольшие площадки (рис. 13.8). Поэтому электрический ток течет не по всей поверхности, а лишь на участках с большим электрическим сопротивлением, называемым *переходным*.

Переходное сопротивление — основной показатель качества контакта. Оно зависит от обработки и состояния контактных поверхностей. Плохо обработанные и окислившиеся контакты имеют большое переходное сопротивление. Поверхности медных контактов рекомендуется обрабатывать надфилем или напильником, в результате чего образуются поверхности с меньшим переходным сопротивлением, чем у полированных или шлифованных поверхностей.

В слаботочных аппаратах для контактов используются бронза, медь и посеребренная медь; в аппаратах, переключающих большие токи через дугу, — тугоплавкие материалы на основе вольфрама и молибдена, а также металлокерамика с добавками меди или серебра для повышения электропроводности.

Довольно часто контакты выполняются комбинированными: механические части выполнены из конструкционных материалов, а контактные — из материалов с высокой электрической проводимостью.

В электрических аппаратах повреждаются также обмотки, детали механизмов, пружины, пластины дугога-

сительных камер и изоляция. Признаками неисправности аппарата являются повышенный нагрев отдельных частей и произвольное отключение.

Обычно электрические аппараты ремонтируют в специальных электроремонтных подразделениях предприятия, кроме крупногабаритных пультов, сборок, щитов, ремонт которых осуществляется на месте, и высоковольтных аппаратов — в этом случае предпочтительнее специализированные предприятия. В настоящее время около 80% электрических аппаратов на напряжения до 1000 В ремонтируется силами электроремонтных цехов.

### 13.3. ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕПЕЙ АППАРАТОВ

При инструментальной проверке могут быть обнаружены электрические дефекты, возникшие в результате замыканий с образованием не предусмотренных схемой соединений или, наоборот, из-за разрушения связей, необходимых по схеме.

Для проверки электрических цепей используется способ, не требующий создания вспомогательных электрических цепей. Контроль осуществляют пробники — устройства, состоящие из источника питания, индикатора целостности цепи, токоограничивающего резистора и щупов. В качестве индикатора целостности цепи применяют стрелочные приборы, лампочки, звуковые индикаторы и др. Получаемая информация о дефектах может искажаться: ошибки возникают из-за шунтирования проверяемой цепи другими цепями схемы, наличия полупроводниковых элементов либо из-за образования дополнительных электрических цепей вследствие замыканий. Поэтому перед подключением пробника необходимо проанализировать схему аппарата и при наличии контактов, шунтирующих проверяемую цепь, принудительно отключить их.

При анализе схемы следует обратить внимание на образования ложных цепей через диоды при той или иной полярности щупов пробника, а также через нагрузку (лампы, обмотки электродвигателей или трансформаторов и др.).

### ПРИМЕРЫ ОБНАРУЖЕНИЯ ОШИБОК ПРИ ПРОВЕРКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕПЕЙ АППАРАТОВ

Проверим нумерацию выводов в схеме аппарата (рис. 13.9) с полупроводниковыми диодами (в такой схеме возможно образование ложных электрических цепей).

Подключаем один из щупов к выводу 1 и, поочередно прикасаясь другим щупом к выводам 2, 3, 4, видим, что показания индикатора ничем не отличаются. Это говорит о том, что дефект либо существует в самой схеме, либо внесен нашими неправильными действиями.

При подключении пробника к выводам 1–3 образуется замкнутая цепь: минусовой щуп пробника — вывод 1 — контакт К — вывод 2 — диод V1 — вывод 3 — плюсовой щуп пробника. Следовательно, выводы 1 и 3 нельзя отличить. В цепь включен диод, сопротивление которого зависит от полярности прикладываемого к его выводам напряжения. Переключим пробник так, чтобы к выводу 1 был подключен плюсовой щуп пробника. В этом случае показания пробника равны нулю, что соответствует разомкнутой цепи. Поэтому выводы 1 и 3 можно отличить. Аналогично можно проверить цепь 1–4. Таким образом, при проверке цепей с диодами необходимо учитывать полярность щупов пробника.

Электрическая цепь реле (см. рис. 13.10) может шунтироваться размыкающим контактом реле.

Пусть перед включением реле в схему необходимо проверить параллельные цепи, подключенные к точкам 1 и 2, среди которых есть две с размыкающими контактами: цепь 1 (в которую входит вывод 1, контакт К1, вывод 2) и цепь 2 (в которую входит вывод 1, контакт К2, контакт К3 и вывод 2).

Подключив пробник к выводам 1–2 обесточенной схемы, выясняем, что цепь между ними замкнута и, следовательно, исправна. Включим реле в работу. Однако при этом наблюдается дефект, заключающийся в том, что в одном из режимов цепь между точками 1

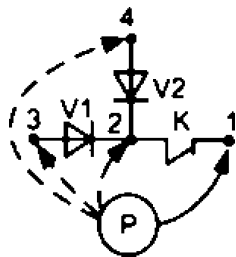


Рис. 13.9  
Проверка  
электрических  
цепей с диодами

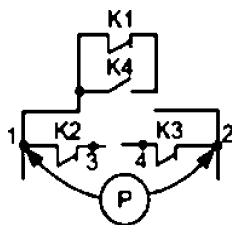


Рис. 13.10  
Проверка  
электрических  
цепей с реле

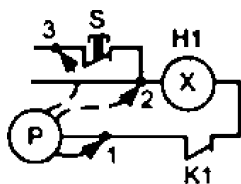


Рис. 13.11  
Проверка  
исправности  
параллельных  
цепей

и 2 не замыкается, хотя для правильной работы реле она должна быть замкнута контактами К2 и К3. Проверим исправность этих контактов. Подключим пробник Р в обесточенной схеме к выводам 1–3 и 4–2. Показания индикатора свидетельствуют об исправности контактов, но цепь между выводами 1 и 2 при работе реле все равно не замыкается. В чем причина? Так как цепи контактов К2 и К3 исправны, проверим, существует ли цепь между точками 1 и 2 при работе реле. Для этого подключим пробник Р к точкам 3 и 4. Показания пробника говорят об обрыве проверяемой цепи. Однако если проверить цепь между точками 3 и 4 в обесточенной схеме, то пробник покажет, что она замкнута.

Для выяснения причины дефекта обратимся к схеме на рис. 13.10. К вы-

водам 1 и 2 подключены три параллельные цепи, две из которых образованы нормально замкнутыми контактами (замкнутыми, когда реле обесточено). Так как они включены параллельно, подключением пробника к выводам 1 и 2 нельзя определить, какая из них замкнута. Подключение пробника к выводам 3 и 4 не позволяет найти обрыв, так как при этом образуется следующая замкнутая цепь: щуп пробника — вывод 3 — контакт К2 — контакт К1 — вывод 2 — контакт К3 — щуп пробника. Проверка не позволила сделать заключение об исправности всех параллельных цепей, поэтому необходимо проверить каждую из них. Для этого цепь между точками 1 и 2 следует проверить дважды, так как существуют две замкнутые в обесточенном состоянии цепи. Первый раз надо разомкнуть контакт К1, тогда показания пробника позволят судить только о цепи, в которую входят контакты К2 и К. Второй раз — разомкнуть контакт К2 или К3, что позволяет проверить цепь от точки 1 к точке 2 через контакт К1. Выполнив про-



верки, мы обнаружили, что цепь, в которую входят контакты К2 и К3, имеет обрыв.

Дополнительный контур может образоваться и через цепь нагрузки (рис. 13.11).

Пусть в задание входит проверка цепи между выводами 1–3 перед включением схемы и маркировка выводов. При подключении пробника к любым парам выводов (1–2, 2–3, 1–3) его показания говорят о том, что цепи между ними существуют, но выводы 1, 2, 3 неразличимы. Как следует поступить? Один из вариантов — принудительное размыкание контактов. В рассматриваемой схеме есть два таких контакта — контакт К1 реле и кнопка S. Разомкнув кнопку S, находят вывод 3 по отсутствию цепи между ним и двумя другими выводами. Разомкнуть контакт К1 без подачи питания на реле невозможно, поэтому и различить выводы 1 и 2 пока нельзя. Между этими выводами образуется цепь: вывод 1 — контакт К1 — лампа Н1 — вывод 2, которая может быть также разомкнута отключением лампы Н1. Поэтому, вывернув лампу из патрона, можно отличить выводы 1 и 2 по отсутствию цепи между выводами 3 и 1.

В электронных аппаратах часто применяется метод поиска дефектов, связанный с заменой блоков. Он особенно удобен, когда в схеме имеются однотипные блоки. Переставив их местами и убедившись в изменении характера дефекта, можно сделать вывод о том, что один из блоков неисправен. Метод пригоден и в случае наличия у ремонтника заведомо исправного блока, которым он может последовательно заменять подобные блоки ремонтируемого аппарата для локализации неисправности.

### 13.4. РАЗБОРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Перед разборкой аппарата проводят осмотр для выявления заметных механических или термических повреждений корпуса и навесных устройств. Аппарат протирают, чистят либо моют.

Порядок разборки ремонтируемого аппарата определяется его конструкцией и необходимостью сохранения

исправных частей, а степень разборки — объемом и характером ремонта. Если осмотр и испытания позволяют судить о характере ремонта, то до начала разборки аппарата надо проверить наличие требуемых для ремонта запасных деталей. Следует также ознакомиться с документацией на ремонтируемый аппарат и уточнить сведения о работе и дефектах аппарата в процессе эксплуатации. Проверяют комплектность, состояние корпуса и других наружных частей, целостность сварных швов и соединений, отсутствие течи масла.

Разборка аппарата проводится в два этапа: общая разборка, при которой устройство разбирают на основные сборочные единицы, и детальная разборка, при которой сборочные единицы аппарата разбирают поддетально.

С корпуса аппарата демонтируют навесную аппаратуру. Затем отворачивают крепежные винты и снимают верхние защитные кожухи или крышки. Из маслonaполненных аппаратов сливают масло, одновременно проверяя работу маслоуказателя. После этого можно снять нижние крышки, вынуть распорные цилиндры и дугогасительные камеры. Открывшиеся механизм, обмотки и контактные группы осматривают и принимают решение о необходимости ремонта или проведения ТО. Когда это нужно, аппарат разбирается дальше: снимаются контактные группы, пружины; отсоединяются рычаги, валы и оси. Пружины снимают специальными крючками или плоскогубцами с узкими загнутыми губками. Оси рычагов выбиваются из гнезд пробойниками с тупым концом. Детали с валов и осей снимаются с помощью универсальных съемников. Перед съемом требуется подогрев деталей. Далее отсоединяются или отпаиваются от выводных колодок внутренние электрические соединения. Если это возможно, из корпуса вынимается магнитопровод с обмотками. Проводится его осмотр и дефектация.

Магнитопроводы аппаратов имеют стыковую конструкцию, поэтому их разборка не вызывает затруднений. Магнитопроводы надежны в работе и повреждаются редко. Поэтому требуется частичная их разборка, необходимая для получения доступа к катушкам электромагнита.

Отсоединяя верхнее ярмо магнитопровода, открывают доступ к катушкам. Если катушка имеет каркасную конструкцию, то она снимается с магнитопровода вместе с каркасом. Если катушка залита компаундом, то снять ее невозможно. В этом случае компаунд следует выжечь в печи, а катушку заменить на новую.

### **Контрольные вопросы и задания**

1. Как контролируют контактные соединения?
2. К чему приводит длительный нагрев контакта?
3. Опишите способы проверки электрических цепей аппаратов с помощью простейших приборов.
4. В чем особенности проверки электрических схем с полупроводниковыми элементами?
5. Перечислите виды исполнения и функции контактов.
6. Что такое переходное сопротивление контактов и как снизить его значение?
7. Какие типы контактов могут подлежать ремонту, а какие — только замене?
8. Какие действия необходимо производить при техническом обслуживании электрических аппаратов?
9. Назовите последовательность операций при текущем ремонте электрических аппаратов.
10. Укажите порядок разборки электрических аппаратов.

## ОПИСАНИЕ РЕМОНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

**В** зависимости от назначения электрические аппараты можно условно разделить на четыре группы [1]:

- коммутационные аппараты предназначены для включения и отключения электрических цепей;
- аппараты защиты осуществляют защиту электрических цепей от перегрузок, токов короткого замыкания, недопустимого повышения напряжения, снижения или исчезновения напряжения;
- токоограничивающие и пускорегулирующие аппараты предназначены для пуска, регулирования частоты вращения двигателей, изменения силы тока в электрических цепях, ограничения тока при коротких замыканиях;
- аппараты комплексного действия (гибридные) выполняют сразу несколько из перечисленных функций.

Аппараты бывают **автоматического** и **неавтоматического** действия.

Основным параметром, по которому классифицируются аппараты, является напряжение. По этому признаку различают *аппараты низкого напряжения* (АНН), значение которого не превышает 1000 В, и *аппараты высокого напряжения* (АВН) — свыше 1000 В. Классификация большинства аппаратов низкого напряжения приведена на рис. 14.1.

**К аппаратам управления и защиты** относятся автоматические выключатели, контакторы, реле, пускатели электродвигателей, переключатели, рубильники, предохранители, кнопки управления.



Рис. 14.1  
Аппараты низкого напряжения

К аппаратам автоматического регулирования относятся стабилизаторы и регуляторы напряжения, тока, мощности и других параметров электрической энергии.

**Аппараты автоматики** — это реле, датчики, усилители, преобразователи и другие аппараты, осуществляющие функции контроля, усиления и преобразования электрических сигналов.

Иногда АНН по величине коммутируемого тока разделяют на **слаботочные** (до 10 А) и **сильноточные** (свыше 10 А). Нижние пределы коммутируемых современными аппаратами токов достигают  $10^{-9}$  А, а напряжений —  $10^{-5}$  В. Аппараты высокого напряжения предназначены для работы с напряжениями до 1150 кВ переменного тока и до 750 кВ постоянного тока.

### 14.1. РЕМОНТ РУБИЛЬНИКОВ И ПЕРЕКЛЮЧАТЕЛЕЙ

**Рубильники** — неавтоматические выключатели с ручным приводом на два положения (включено-отключено); **переключатели** — аппараты, предназначенные для последовательного подключения к двум различным цепям.

Рубильники бывают с дугогасительными камерами и без них. Рубильники и переключатели изготовляют одно-, двух- и трехполюсными на номинальные напряжения до 500 В и силы тока 100...600 А с центральными рукоятками Р и П (трехполюсные) или РО и ПО (однополюсные). Все детали рубильников смонтированы на изоляционной плите.

Рубильники и переключатели применяют в щитах двустороннего обслуживания. Привод может быть центральным (РПЦ, ППЦ) или боковым (РПБ, ППБ).

Таблица 14.1

**Техническое обслуживание и ремонт  
рубильников и переключателей**

Содержание ТО и ремонта	Способ выполнения
Устранение дефектов у контактных ножей и губок	Осмотреть и очистить поверхности от грязи и пыли. Оплавленные контактные поверхности зачистить наждачной бумагой или напильником с целью удаления наплывов. При сильном оплавлении и износе заменить ножи и губки на новые
Проверка крепежных деталей, шарнирных соединений и пружин	Подтянуть все крепежные детали. Произвести смазку шарнирных соединений техническим вазелином, несколько ослабив их крепление с тем, чтобы вазелин проник вовнутрь, а затем подтянуть. Шарнирные токопроводящие соединения должны иметь тарельчатые шайбы, которые обеспечивают надежный контакт в соединении. Проверить состояние пружин и пружинных скоб, ослабленные заменить
Проверка и регулировка плотности вхождения контактов	Добиться такого положения, чтобы ножи входили в губки без ударов и перекосов, но с некоторым усилием, а контактные поверхности в плоских контактах плотно прилегали друг к другу. Плотность нажатия контактов проверить щупом толщиной 0,05 мм, который должен входить между ножом и губкой на глубину не более 6 мм. Глубину вхождения ножей в губки у рубильников с рычажным приводом отрегулировать, изменяя длину тяги от рукоятки к рубильнику. Вся контактная часть ножа должна войти в губки, не доходя до контактной площадки 2...4 мм
Регулирование одновременности включения и отключения всех ножей	Неодновременность выхода ножей из контактных губок не должна превышать включения и отключения 3 мм. Осуществить регулировку у всех ножей рубильников и переключателей с числом полюсов 2 и более
Проверка качества	Качество ремонта и регулировки проверить 10...15-кратным включением и отключением рубильников и переключателей

Переключатели бывают пакетными и кулачковыми и используются для сложных переключений. По исполнению различают переключатели с фиксацией одного или нескольких положений, а также самовозвратом в нулевое положение. Число контактов в них может быть от 2 до 32.

Объем и содержание ТО и ремонта рубильников и переключателей приведены в табл. 14.1.

## 14.2. РЕМОНТ ПРЕДОХРАНИТЕЛЕЙ И ПЛАВКОЙ ВСТАВКИ

**Предохранители** — это простейшие электрические аппараты, служащие для защиты электрических цепей и электроустановок от недопустимых токов нагрузки или токов короткого замыкания.

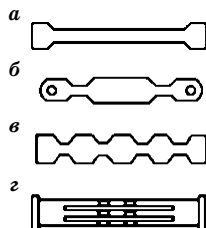
Предохранители на напряжения менее 1000 В характеризуются номинальными токами плавкой вставки (рис. 14.2, 14.3). Эти приборы предназначены для однократного отключения электрической цепи при КЗ или перегрузке. Они включаются последовательно с защищаемым элементом.

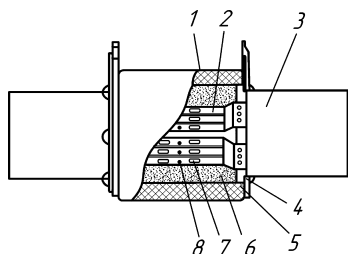
Низковольтные предохранители состоят из корпуса, плавкой вставки, контактной части, дугогасительного устройства (среды). **Номинальным током плавкой вставки** называют ток, рассчитанный для ее длительной работы, а **номинальным током предохранителя** — наибольший ток из номинальных токов плавких вставок, допускаемых к применению в данном предохранителе (табл. 14.2). В одном предохранителе могут находиться плавкие вставки на различные допустимые номинальные токи.

Плавкие вставки предохранителей изготавливают из меди, цинка, свинца и серебра. Цинк и свинец обладают большим удельным сопротивлением, поэтому вставки из них имеют большое сечение. Применяемые в предохранителях без наполнителей, они могут длительное время выдерживать перегрузки. Медь и серебро обладают малым удельным сопротивлением, что способствует быстрому срабатыванию плавких вставок и приводит к очень высоким температурам нагрева корпуса предохранителя.

**Рис. 14.2**  
Конструкция плавких вставок  
низковольтных предохранителей:

*а* — плавкая вставка постоянного сечения; *б* — плавкая вставка переменного сечения на напряжения не выше 220 В; *в* — плавкая вставка переменного сечения на напряжения выше 380 В; *г* — предохранитель с наполнителем.



**Рис. 14.3****Устройство**

низковольтных предохранителей:

1 — фарфоровая трубка; 2 — плавкая вставка; 3 — контактные ножи; 4 — крышка; 5 — прокладка; 6 — кварцевый песок; 7 — прорези; 8 — шарики олова.

*Таблица 14.2***Допустимые значения номинальных токов плавких вставок**

Тип предохранителя	Номинальный ток, А	
	предохранителя	плавкой вставки
ПР-2	15, 60, 100, 200, 350	6, 10, 15, 20, 25, 35, 45, 60, 80, 100, 125, 160, 200, 225, 260, 300
ПН-2	100, 250, 400, 600	30, 40, 50, 60, 80, 100, 120, 150, 200, 300

Для снижения температуры плавления вставок из тугоплавкого металла применяют вставки с «металлургическим эффектом». На концы таких вставок, выполненных из меди или серебра, напаивают шарики из легкоплавкого металла. Когда вставки нагреваются до температуры, превышающей температуру плавления шарика, они расплавляются и как бы растворяют тугоплавкий металл в том месте, где наложен шарик. Вставка перегорает при меньшей температуре, но за больший отрезок времени.

Используют различные способы гашения дуги:

- газами, выделяющимися под действием высокой температуры из твердого дугогасящего материала (фибра, оргстекло, винипласт);
- помещением плавкой вставки в мелкозернистый наполнитель (кварцевый песок, тальк), при этом дуга горит в контакте с его мельчайшими частицами, что обеспечивает интенсивный теплоотвод от нее и способствует ее гашению.

Предохранители с плавкой вставкой изготавливают разборными (серия ПР) и насыпными (серия ПН). Предохранители с закрытыми разборными патронами без наполнителя ПР-2 выполняют на напряжения 220 и 500 В,



номинальные токи патронов 15...1000 А и предельные токи отключения 1200...2000 А. Для гашения дуги в них использована фибровая трубка корпуса. Плавкие вставки изготовлены из цинка в виде пластинок с вырезами. При КЗ более узкий участок плавится раньше, чем ток короткого замыкания достигнет максимального значения, поэтому говорят, что ток КЗ ограничивается. Такие предохранители называют *токоограничивающими*.

Достоинством предохранителя ПР-2 является простота его перезарядки, недостатком — большие размеры. Плавкие вставки этих предохранителей представляют собой одну или несколько медных ленточек толщиной 0,15...0,35 мм и шириной до 4 мм, на которые напаяны оловянные шарики. Для уменьшения перенапряжений вставки имеют прорезы. Наполнителем является кварцевый песок. Вместо кварца можно использовать мел с асбестовым волокном, гипс и борную кислоту.

Ремонт предохранителей ПР-2 и ПН-2 напряжением до 1000 В сводится к замене плавких вставок, а также чистке и проверке контактных ножей.

Назначения и принципы действия предохранителей высокого напряжения и низкого напряжения не отличаются. Однако конструкции высоковольтных предохранителей имеют свою специфику. В сетях с напряжением до 35 кВ применяют предохранители с кварцевым наполнителем серий ПК и ПСН.

Конструкция высоковольтных предохранителей сложнее. Патрон (см. рис. 14.4) предохранителей ПК представляет собой полую фарфоровую или стеклянную трубку 3, ее концы армированы латунными колпачками 2. Полость патрона заполняют сухим и чистым кварцевым песком 4. Предохранители для внутренней установки снабжают указателями срабатывания. Патрон предохранителя ПК вставляется в щетки контактов, укрепленных на опорных изоляторах. Предохранители ПК (см. рис. 14.5) на напряжения более 3 кВ должны выполняться с токоограничением, поэтому плавкие вставки имеют ступенчатое сечение. Суммарное время срабатывания предохранителей при больших кратностях токов не превышает 0,08 с.

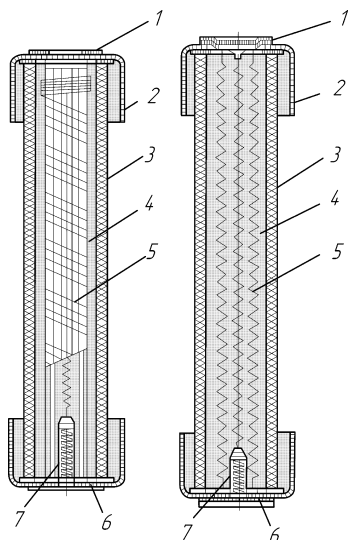


Рис. 14.4

Конструкция высоковольтных предохранителей:

*a* — патроны предохранителей ПК с плавкими вставками на керамическом сердечнике; *b* — свитые в спираль; 1 — крышка; 2 — латунный колпачок; 3 — фарфоровая трубка; 4 — кварцевый песок; 5 — плавкие вставки; 6 — указатель срабатывания; 7 — пружина.

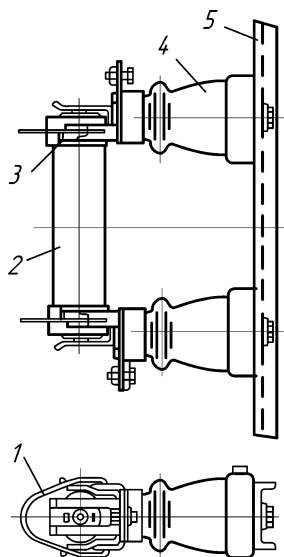


Рис. 14.5

Расположение предохранителей при внутренней установке:

1 — замок; 2 — патрон; 3 — контакт; 4 — опорный изолятор; 5 — цоколь.

Для защиты трансформаторов напряжения выпускаются предохранители ПКТ, плавкие вставки которых изготавливаются из константана. Разновидностями предохранителей ПК являются ПКУ (усиленный), ПКТН (для наружной установки) и ПКЭ (экскаваторный).

Предохранители с автогазовым гашением дуги ПСН выполняют на напряжения 10 кВ и выше и используют в открытых распределительных устройствах (РУ). Значения напряжений и номинальных токов для предохранителей ПК и ПСН приводятся ниже:

Тип предохранителя	ПК	ПСН
Напряжение, кВ	3; 6; 10; 35	10; 35 и выше
Номинальный ток, А	400; 300; 200; 40	До 20 000

Отключающая мощность предохранителей ПСН на 10 кВ составляет 200 МВ·А, на 35 кВ — до 500 МВ·А. У них быстрое гашение дуги обеспечивается продольным дутьем. Патрон ПСН представляет собой трубку, изготовленную из газогенерирующего материала (винипласта).

### 14.3. РЕМОНТ РЕОСТАТОВ И РЕЗИСТОРОВ

Аппарат, состоящий из неиндуктивного (омического) сопротивления и коммутирующего устройства, с помощью которого можно регулировать это сопротивление, называют **реостатом**. Если сопротивление нерегулируемое, то такой аппарат называют **резистором**.

В зависимости от назначения различают реостаты:

- пусковые (для пуска электродвигателей);
- пускорегулировочные (для пуска и регулирования частоты вращения электродвигателей);
- возбуждения (для регулирования напряжения генераторов).

Таблица 14.3

Ремонт реостатов

Операции	Способ выполнения
Внешний осмотр, разборка	Осмотреть, удалить пыль и грязь со всех внутренних деталей аппарата, проверить состояние зажимных контактов и контактных соединений
Проверка поврежденных резисторов	При необходимости частично отремонтировать с помощью электродуговой сварки или заменить новыми. Отклонение значений сопротивлений на любом контакте реостата не должно отличаться более чем на $\pm 10\%$
Замена или восстановление контактов	Закопченные контакты промыть бензином и протереть ветошью, слегка обгоревшие — опилить напильником, снимая наименьшее количество металла и сохраняя геометрическую форму контактов; сильно оплавленные заменяют новыми
Проверка изношенных частей электроизоляционных деталей	Неисправные электроизоляционные детали — втулки, изоляторы, шайбы, прокладки — заменить новыми
Сборка схемы соединений и регулировка	Элементы собрать согласно схеме реостата. Проверить непрерывность электрической цепи обмоток элементов сопротивлений, правильность схемы соединения, плавность хода контактирующей щетки

Различают реостаты металлические, жидкостные и угольные.

В реостате электрическая энергия превращается в тепло, которое отводится от резисторов путем их охлаждения. По способу охлаждения резисторов реостаты могут быть с воздушным, масляным или водяным охлаждением.

В электроустановках применяются реостаты с металлическими резисторами с воздушным или масляным охлаждением, что объясняется простотой их конструкции, применением в различных условиях работы, а также большой эксплуатационной надежностью. Большинство пусковых и пускорегулировочных металлических реостатов выполняют со ступенчатым включением резисторов. В табл. 14.3 приведены операции по ремонту реостатов и способы их выполнения.

#### 14.4. РЕМОНТ АВТОМАТИЧЕСКИХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ, КОНТАКТОРОВ И МАГНИТНЫХ ПУСКАТЕЛЕЙ

**Автоматический воздушный выключатель** (автомат) — это аппарат, предназначенный для автоматического размыкания электрических цепей или отключения электроустановки при возникновении в них токов перегрузки и короткого замыкания, а также при недопустимом снижении или полном исчезновении напряжения.

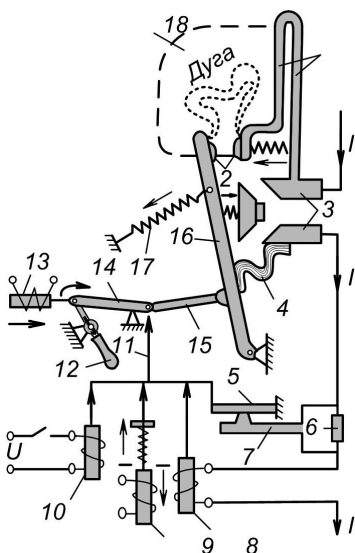
Воздушным называют выключатель потому, что электрическая дуга, возникающая между его контактами в момент отключения, гасится в среде окружающего воздуха. Основными частями выключателей (рис. 14.6) являются контактная система, дугогасительное устройство и механизм свободного расцепления.

Коммутационный электромагнитный аппарат, предназначенный для дистанционных включений и отключений силовых электрических цепей при нормальных режимах работы, называют **контактором**.

В электроустановках промышленных предприятий широко распространены электромагнитные контакторы, которые являются основными силовыми аппаратами

**Рис. 14.6**  
Автоматический  
воздушный  
выключатель:

1 — шинки; 2, 3 — дугогасительные и главные контакты; 4 — гибкая связь; 5 — биметаллический расцепитель; 6 — резистор; 7 — нагреватель; 8, 9, 10 — максимальный, минимальный и независимый расцепители; 11 — механическая связь с расцепителем; 12 — рукоятка ручного включения; 13 — электромагнитный привод; 14, 15 — рычаги механизма свободного расцепления; 16 — контактный рычаг; 17 — отключающая пружина; 18 — дугогасительная камера.



современных схем автоматизированного привода. Их выпускают для работы в установках переменного и постоянного токов. В электроустановках трехфазного тока применяют трехполюсные контакторы, состоящие из электромагнитной, контактной и дугогасительной систем (см. рис. 14.7).

Комбинированный аппарат дистанционного управления, состоящий из дополненного тепловым реле контактора и сочетающий функции аппаратов управления и защиты, называют **магнитным пускателем**. В качестве аппарата управления он применяется для пуска, остановки и реверсирования электродвигателя, в качестве аппарата защиты отключает электродвигатель или электроустановку при недопустимых перегрузках, коротких замыканиях, снижении или полном исчезновении напряжения (нулевая защита).

Особое место среди коммутационной аппаратуры занимают **выключатели напряжения свыше 1000 В**. Они служат для включения и отключения электрических цепей в любых режимах работы, наиболее сложными из которых является отключение токов КЗ и включение выключателя на существующее КЗ. Возникающую при размыкании

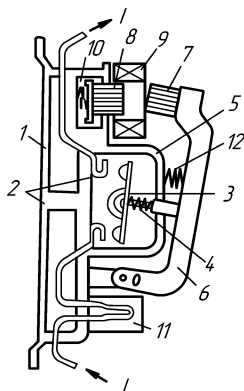


Рис. 14.7  
Трехполюсные  
контакты

контактов дугу можно погасить, используя трансформаторное масло, газы, газовое дутье, вакуум, а также дугогасительные устройства.

При гашении дуги в масле контакты выключателя помещают в камеру, наполненную трансформаторным маслом. Гашение дуги в газах высокого давления происходит в компактных дугогасительных камерах с помощью сжатого воздуха или элегаза (шестифтористая сера  $\text{SF}_6$ ). При газовом автодутье для охлаждения дуги используют направленное движение газов. При гашении дуги в

вакууме контакты выключателя размещают в вакуумной камере.

**По конструктивным особенностям и способу гашения дуги** различают баковые масляные, маломасляные, воздушные, электромагнитные, вакуумные, автогазовые, элегазовые выключатели.

**По типу установки** выключатели разделяют на выключатели для внутреннего и наружного использования, для комплектных РУ.

**По степени быстродействия на отключение** выключатели делятся на сверхбыстродействующие (менее 0,06 с), быстродействующие (от 0,06 до 0,08 с), ускоренного действия (от 0,08 до 0,12 с), небыстродействующие (свыше 0,12 с).

**Достоинства баковых масляных выключателей** являются простота конструкции, высокая отключающая способность, пригодность для наружной установки; **недостатками** — взрыво- и пожароопасность, необходимость контроля уровня масла, непригодность для установки внутри помещений и для АПВ, большие габаритные размеры и масса.

**В маломасляных выключателях** трансформаторное масло, залитое лишь в небольшой бачок (горшок), в котором находятся контакты, используется как дугогасительная среда. Такие аппараты являются менее пожаро- и

взрывоопасными. Выключатели с металлическими баками используют в закрытых и комплектных РУ, с фарфоровыми — на открытых подстанциях. Для контроля уровня масла в них имеется маслоуказатель, а для смягчения удара при их включении и отключении — соответственно масляный и пружинный буферы, расположенные на раме.

*Достоинствами* маломасляных выключателей являются небольшое количество масла, малая масса, удобный доступ к контактам, унификация многих узлов; *недостатками* — невысокое быстродействие, частая замена масла, малая отключающая способность, взрыво- и пожароопасность.

**Воздушные выключатели** применяют в РУ с напряжением 110 кВ. Гашение дуги в них происходит в дугогасительных камерах с продольным или поперечным дутьем с помощью сжатого воздуха, получаемого от компрессорной установки. *Достоинствами* воздушных выключателей являются взрыво- и пожаробезопасность, быстродействие, высокая отключающая способность, малый износ дугогасительных контактов, пригодность для наружной и внутренней установки; *недостатками* — необходимость наличия компрессорной установки, сложность изготовления ряда деталей и узлов, высокая стоимость.

**Электромеханические выключатели** выпускаются на напряжения 6...10 кВ, номинальный ток до 3200 А и ток отключения до 40 кА. Дугогашение в них осуществляется магнитным дутьем и не требует масла или сжатого воздуха, что является преимуществом этих выключателей. *Достоинствами* электромеханических выключателей являются полная пожаро- и взрывобезопасность, малый износ контактов, большое количество отключений без ревизий, высокая отключающая способность. *Недостатки* — сложная конструкция и ограниченный верхний предел напряжения.

Основной частью конструкции **вакуумных выключателей** является вакуумная камера, в которой практически отсутствует среда, проводящая электрический ток. Это обеспечивает быстрое гашение дуги при малом ходе размыкающих контактов (4 мм). Контакты изготавливают из тугоплавких металлов во избежание их испарения в вакууме.

К *достоинствам* вакуумных выключателей относятся их малые габаритные размеры, взрыво- и пожаробезопасность, возможность расположения в любой плоскости и надежность, к *недостаткам* — небольшие токи отключения и большие коммутационные перенапряжения.

**Автогазовые выключатели** применяются в качестве выключателей нагрузки. Для гашения дуги в них используется газ, выделяющийся из твердого газогенерирующего материала дугогасительной камеры. *Достоинство* автогазовых выключателей — простота их конструкции, *недостаток* — малые токи отключения.

В **элегазовых выключателях** применяется электромагнитное дутье, вращающее дугу. Их контактная система помещается внутри герметически закрытого фарфорового корпуса, заполненного элегазом. Среди *достоинств* элегазовых выключателей — пожаро- и взрывобезопасность, а также быстродействие.

В установках малой мощности используют **выключатели нагрузки**, создающие видимый разрыв при отключении ими электрической цепи. Они оборудованы дугогасительными камерами с вкладышами из оргстекла. В качестве выключателей нагрузки служат также вакуумные выключатели ВНВП-10/320-2, выполненные на основе дугогасительной камеры КДВ-21.

Высоковольтные выключатели комплектуются приводными механизмами, основными частями которых являются включающий, а также запирающий и расцепляющий механизмы. Применяются ручные, пружинные, электромагнитные, пневматические и другие приводы выключателей.

Обслуживанию и ремонту подлежат контактные группы и дугогасительные камеры. Простейшие **контактные группы** не ремонтируются, а заменяются на новые. Контакты с содержанием драгоценных металлов (серебро, золото, платина) не выбрасывают, а сдают на утилизацию. Сложные контакты и контакты с проводящими накладками ремонтируют путем сварки или пайки одним из следующих методов: контактной (точечной), диффузионной, холодной, ультразвуковой или электронно-лучевой сварки, сварки и пайки в вакууме, ультразвуковой металлизации.



*Контактная сварка* относится к термомеханическим методам и позволяет соединять контактирующие накладки с конструктивной частью контактной группы (см. главу 3).

*Диффузионная сварка* частей контактов выполняется при повышенных температурах (нагрев токами высокой частоты) с приложением необходимого давления к свариваемым элементам. Она производится в вакуумной камере при давлении  $10^{-1} \dots 10^{-3}$  Па, основана на взаимной диффузии атомов в поверхностных слоях свариваемых материалов и позволяет получать надежные соединения металлокерамических накладок с металлическими элементами.

*Холодная сварка.* В этом случае связи между атомами соединяемых металлов возникают без внешнего подвода теплоты за счет одновременной пластической деформации зоны соприкосновения. Соединяемые поверхности предварительно зачищаются. Степень деформации контактных материалов (Ag–Cu, Ag–Ni, Ag–CdO) и металлов контактодержателей (медь, бронза, латунь) достаточно велика.

*Ультразвуковая сварка* применяется в тех случаях, когда необходимо избежать общего нагрева контактирующих элементов и исключить изменение их физико-технических свойств. Энергия в этом случае подводится к месту соединения в виде механических колебаний ультразвуковой частоты. Тем не менее такая сварка является процессом термомеханическим, поскольку в месте соединения не вся энергия колебаний затрачивается на деформацию микронеровностей, а значительная часть ее расходуется на выделение теплоты.

*Электронно-лучевая сварка* основана на превращении кинетической энергии электрона в тепловую энергию (механическое давление при этом отсутствует). Метод используется для ремонта контактов слаботочных реле, когда к свариваемым элементам нельзя прикладывать механические усилия (контакты реле защиты).

*Сварка и пайка в вакууме* требуется при нанесении слоя одного металла или сплава на другой (серебра на медь, меди на алюминий и др.). При ремонте контактных накладок соединяемая поверхность более легкоплавкого

металла нагревается в вакууме до температуры, превышающей температуру его плавления, и, таким образом, выполняет роль припоя.

*Ультразвуковая металлизация.* Используя ультразвук, можно осуществлять металлизацию поверхностей контактных деталей другим металлом. Металлизация осуществляется при частоте колебаний ультразвукового инструмента, равной 20 кГц, и амплитудах колебательного смещения 3...10 мкм, создающих кавитацию в расплаве. Таким способом можно восстанавливать лишь тонкие проводящие пленки на поверхности контактов.

**Дугогасительные камеры.** Эффективность и ресурс дугогасительных устройств коммутационных аппаратов зависят от свойств дугогасящей среды, материала контактных, изоляционных и конструктивных элементов и их конструктивно-технологических особенностей. Дугогасительные камеры предпочтительно заменять на новые.

#### 14.5. ОСОБЕННОСТИ РЕМОНТА АППАРАТУРЫ ДЛЯ ПУСКА ДВИГАТЕЛЕЙ

Для предотвращения аварий в схемах пуска и управления работой асинхронных электродвигателей предусмотрена комплексная защита электродвигателей. Необходимость защиты очевидна, хотя такая защита не всегда оказывается эффективной, поскольку результат ее срабатывания — отключение объекта и прекращение его функционирования. Можно предотвратить возникновение опасных перегрузок путем изменения режима цепи в такие моменты времени. Примером являются схемы плавного пуска двигателей. Назначение этих устройств — исключить броски тока при пуске и ограничить пусковой ток при разгоне двигателя до номинальной частоты вращения.

Устройства пуска по напряжению просты и пригодны для электродвигателей с вентиляторной нагрузкой, приводящих в движение насосы, помпы, вентиляторы и другие устройства.

Схема прямого пуска и защиты асинхронного двигателя небольшой мощности приведена на рис. 14.8а. Она со-

стоит из 14 элементов: автоматического выключателя QF, предохранителей F1 и F2, главных контактов K1, контактора К, электротепловых реле КК1 и КК2, кнопки S1, электродвигателя М, размыкающих контактов КК1:1 и КК2:1, катушки контактора К, кнопки S2 и вспомогательного контакта К2, включенного параллельно кнопке S2. Отказ любого из элементов схемы приведет к нарушению функционирования устройства.

Перед началом ремонта необходимо определить, какой из элементов и по какой причине вышел из строя. Рассмотрим пример, когда в собранной схеме имеется дефект, проявляющийся в том, что при нажатии кнопки S2 двигатель запускается, но при ее отпускании останавливается.

Сопоставив описание работы неисправной схемы с работой исправной, можно утверждать, что после срабатывания контактора К кнопка S2 не шунтируется. Причиной может быть дефект в контакте К2 или в цепи связи этого контакта с кнопкой S2. Проверим первую причину. Отключив питание автоматическим выключателем F, установим перемычку E1 (рис. 14.8б) на зажимах контакта К:2 (точки 3–4). Предохранители в перемычках на этом рисунке не показаны. Аварийных ситуаций установка перемычек вызвать не может, так как этим имитируется срабатывание контакта, аналогичное происходящему в исправной схеме.

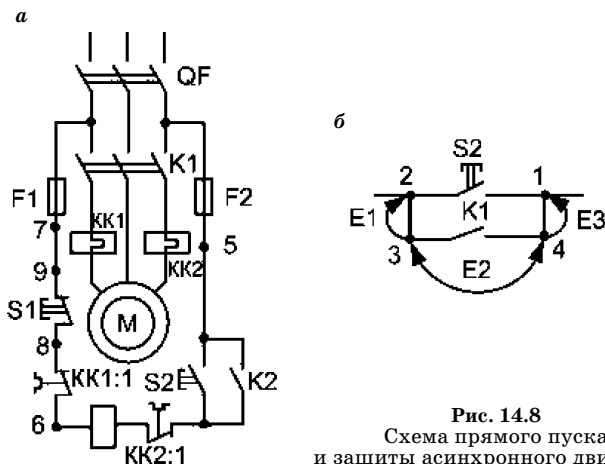


Рис. 14.8  
Схема прямого пуска  
и защиты асинхронного двигателя

Подав питание, видим, что контактор К без нажатия кнопки S2 не срабатывает. Так как мы включили перемычку E1 параллельно кнопке S2, но при этом контактор К не сработал, можно утверждать, что причиной дефекта, вероятнее всего, является не неисправность контакта К2, а нарушение его связи со схемой. Поэтому снимем перемычку E1 и для проверки связи контакта К2 со схемой установим перемычку E2, соединив точки 2–3. Подав питание и нажав кнопку S2, проследим за работой схемы. При отпускании кнопки размыкается и контактор К. Это говорит о том, что цепь 2–3, соединяющая кнопку с контактом, не имеет дефекта. В ином случае при отпускании кнопки контактор остался бы включенным, так как установленная перемычка E2 замыкала бы оборванную цепь.

Проверим цепь 1–4, для чего установим перемычку E3, дадим питание на схему и нажмем кнопку S2. После отпускания кнопки S2 контактор К не возвращается в исходное положение. Таким образом, дефект, приведший к отказу системы управления, найден: это обрыв цепи 1–4.

Рассмотрим еще один пример. В схеме управления асинхронным электродвигателем (рис. 14.9а) питание осуществляется от вторичной обмотки трансформатора Т. Дефект проявляется в том, что при пуске электродвигателя путем нажатия одной из кнопок SQ2–SQn гаснет горевшая до этого лампа Н1, сигнализирующая о работе двигателя.

Анализ схемы не позволяет выявить изменений, возникших после проявления дефекта. Составим новую схему, отражающую реальное включение элементов, начав с сигнальной лампы Н1, которая указала бы на существование дефекта.

Так как цепи питания этой лампы исправны, можно использовать просто визуальный контроль, чтобы установить, к тому ли полюсу питания подключены проводники, идущие от лампы Н1 (рис. 14.9б). Реальная схема, приведенная на рис. 14.9в, показывает, что при отключенном контакторе лампа получает питание по цепи: полюс *a* — катушка контактора К — лампа Н1 — полюс *b*. Сопротив-

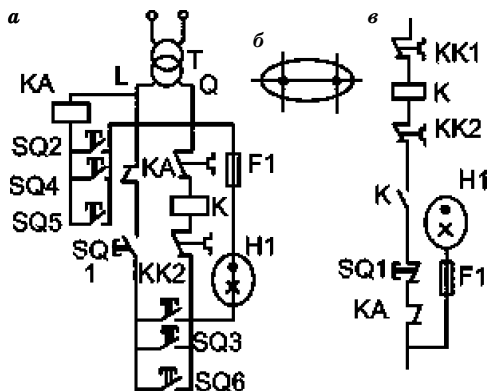


Рис. 14.9  
Схема управления  
асинхронным  
электродвигателем

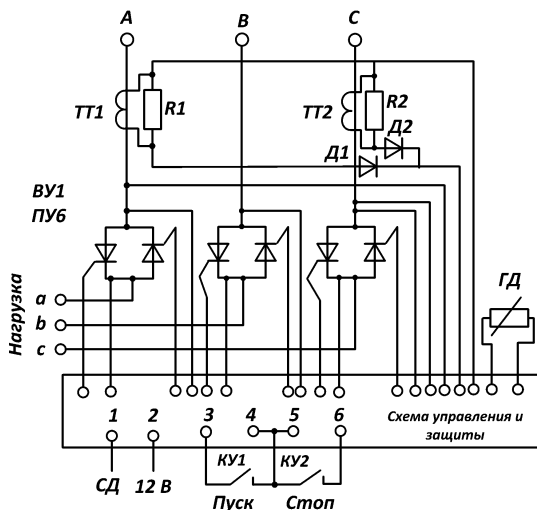
ление катушки К на работу лампы Н1 не влияет, так как уменьшает напряжение на ее выводах только до значения, достаточного для надежного зажигания. При такой схеме включения контакт контактора К после срабатывания шунтирует лампу, и она гаснет. Таким образом, дефект найден и ремонт схемы управления сводится к изменению точки включения лампы.

#### 14.6. ОСОБЕННОСТИ РЕМОНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ С ЭЛЕМЕНТАМИ СИЛОВОЙ ЭЛЕКТРОНИКИ И МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ ТЕХНИКИ

Широко известны тиристорные магнитные пускатели, предназначенные для дистанционного или местного управления и защиты от перегрузки, а также короткого замыкания асинхронных короткозамкнутых двигателей.

Тиристорные пускатели имеют следующие преимущества: отсутствие механических коммутирующих контактов, что исключает образование электрической дуги при коммутации, плавный пуск электродвигателя, большой срок службы.

На промышленных предприятиях применяют тиристорные пускатели ПТ40-380, ПТ40-380Д (реверсивные) и др. Электрическая схема тиристорного пускателя ПТ40-380 приведена на рис. 14.10.



**Рис. 14.10**  
Схема тиристорного пускателя ПТ40-380

Ремонт электронных аппаратов сводится в основном к проверке схем и устранению в них мелких неполадок, например нарушений контакта в местах пайки, к замене блоков, вышедших из строя, или настройке блоков, параметры которых вышли за допустимые пределы.

### Контрольные вопросы и задания

1. Перечислите основные типы электрических аппаратов. Чем опасно для них длительное КЗ?
2. Какие действия необходимо производить при техническом обслуживании и текущем ремонте рубильников?
3. Каково назначение низковольтных и высоковольтных предохранителей? Опишите их конструкцию.
4. Зачем полости корпусов предохранителей заполняются кварцевым песком?
5. Назовите основные достоинства и недостатки маломасляных выключателей.
6. Назовите методы сварки при ремонте электрических контактов.
7. Опишите способы проверки электрических схем пуска и защиты электродвигателей.
8. Какие работы производят при эксплуатации и техническом обслуживании масляных выключателей?
9. Каковы преимущества и недостатки электронных аппаратов?

## УТИЛИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

**Загрязнение окружающей среды** чревато самыми серьезными последствиями для здоровья человечества. Из 60 000 особо опасных химических веществ было выбрано 12 стойких органических загрязнителей (СОЗ), так называемая «грязная дюжина»: полихлорбифенилы (ПХБ), дихлор-дифенил-трихлорэтан (ДДТ) и другие хлорсодержащие опасные вещества. СОЗ присущи некоторые общие свойства: чрезвычайно высокая токсичность, способность накапливаться в тканях живых организмов и длительное время сохраняться в окружающей среде, крайне медленно разрушаясь под воздействием естественных природных факторов. СОЗ вызывают поражения всех защитных систем организма — нервной, эндокринной и иммунной. Действие этих токсикантов проявляется уже при чрезвычайно малых дозах.

**Утилизация промышленного электрооборудования с ПХБ наполнением.** В основу рассматриваемой технологии утилизации промышленного электрооборудования (трансформаторов и конденсаторов) с ПХБ наполнением положен способ их очистки (отмывки их внутренних поверхностей и элементов) от ПХБ паровой фазой специального жидкого реагента до остаточного содержания ПХБ не более 50 мг на 1 кг металла и элементов. После отмывки трансформатор и конденсатор разбирают на элементы. Металлические детали отправляют на переплав, а неметаллические (бумага, дерево, резина, электрокартон и т. д.), которые обычно не удается отжать до названного

остаточного содержания ПХБ, а также сами ПХБ уничтожают на специальной установке путем высокотемпературного (более 1200°C) окисления в циклонном реакторе, признанного лучшим из существующих отечественных технологических решений. Выходящие из циклонной печи газы направляют в камеру-дожигатель, обеспечивая их пребывание в ней в течение примерно двух секунд при 1250...1400°C в условиях около 10% избытка кислорода. Образование диоксинов остается в допустимых пределах.

Утилизация отработанного масла производится путем воздействия коагулята оксихлорид алюминия. В результате коагуляции нефтепродуктов и других загрязнителей образуется водонепроницаемый осадок. Образовавшийся твердый осадок (пульпа), по степени накопления, выгружается из емкости для обезвреживания и переработки в гидрофобный порошок, обладающий высокими силикатными свойствами; этот порошок можно использовать в строительстве при изготовлении гидрозащитных оснований, площадок, при строительстве хранилищ, отстойников, обсыпок дорог и др.

Утилизация твердых отходов производства и потребления 1...4 класса опасности осуществляется методом захоронения на специализированном полигоне, имеющем соответствующие разрешающие документы. Полигон имеет ограждение из металлического профиля, освещение. Хранилища полигона представляют собой подземные карты (61×12×6 м). Сборно-монолитные конструкции стен и днища выполнены из бетона марки М-100 по морозостойкости, В-2 — по плотности. Хранилища (карты) разделены на секции, боковые поверхности карт с наружной стороны пропитаны битумом, под днищем карт и отстойника находится щебеночная прослойка с глубиной залегания 10 м, пролитая битумом до полного насыщения. Над открытыми проемами секций устанавливается навес, защищающий от попадания осадков. По периметру карт предусмотрено сооружение контрольных скважин глубиной 9,5 м для наблюдения за возможным загрязнением грунтовых вод.



Для обезвреживания твердых отходов часто применяют метод капсулирования, заключающийся в обволакивании токсичного отхода инертной пленкой, например стеклообразной или полимерной. Используемый метод переплавки отходов заключается в выжигании вредных компонентов, формировании новой структуры ВМР и их потребительских свойств: размеров, цвета и т. п. Химические методы позволяют получать из отходов новые продукты, т. е. превращать твердые органические отходы гидрированием и гидролизом в жидкое и газообразное топливо. Распространенный метод фиксации отходов — цементирование — применяется для отходов, содержащих воду. Недостаток метода — увеличение объема отходов и возможная гидратация цемента при малых рН. Применяется для неорганических отходов, особенно тяжелых металлов, а также радиоактивных веществ. Для фиксации с использованием органических полимерных материалов готовится смесь отходов с соответствующими смолами или мономерами, затем вводится катализатор, который обеспечивает полимеризацию и создание объема фиксированного материала. Отходы обычно химически не связываются с полимером. Происходит микрообволакивание органической оболочкой. Для обработки отходов обычно используют формальдегидные, виниловые и полиэфировые соединения. Такой монолит обладает сопротивлением на сжатие на уровне бетона. Недостаток метода — возможность появления ядовитых паров в процессе полимеризации.

Разрабатываются высокотемпературные технологии для утилизации хлорсодержащих отходов, обеспечивающие предотвращение вторичного образования диоксинов и диоксиноподобных соединений. Созданы плазмо-химическая установка и установка термического уничтожения жидких и суспензированных твердых опасных отходов, содержащих ПХБ и пестициды. Существуют различные варианты создания высокотемпературных процессов для переработки токсичных органических соединений:

- пламенные реакторы;

- пламенные реакторы с дополнительным плазменным нагревом реакционной смеси;
- пламенные реакторы с плазменным дожиганием отходящих газов;
- плазменно-дуговые реакторы.

Наиболее предпочтительным вариантом уничтожения стойких органических загрязнителей являются плазменно-дуговые реакторы. Преимуществом плазменно-дугового варианта перед пламенным (кислород — топливо) является возможность подвода более мощного теплового потока: до 16 кВт/см<sup>2</sup>.

### 15.1. ВОПРОСЫ УТИЛИЗАЦИИ СОВТОЛОСОДЕРЖАЩЕГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

В завершающий период индустриализации в стране началась массовая установка электротехнического оборудования с негорючим заполнением. Но не решена проблема обслуживания и ремонта при разгерметизации и неизбеж-

Таблица 15.1

Параметры видов изоляции силовых трансформаторов

Тип изоляции	Температура воспламенения, °С	Температура самовоспламенения, °С	Категория огнестойкости	Способность к влагонасыщению при 20°С, <i>ppt</i>	Токсичность	Примерная цена за 1 кг, руб.
Трансформаторное масло	140	180	0	35	Малотоксично	10
MIDEL-7131	310	405	K	580	Малотоксичен	200
Элегаз*	Не воспламеняется	Не воспламеняется	L	В воде малорастворим	Ядовит	200
Совтол	Более 600	Не воспламеняется	L	Не гигроскопичен	Ядовит	Снят с производства

\* Без цвета и запаха, химически инертен.

ной утилизации. В перечень СОЗ, подлежащих полной утилизации, включены полихлорированные бифенилы (ПХБ), вредные для человека по многим статьям. В производстве использовали диэлектрические жидкости под техническими названиями «Совол» и «Совтол» (смесь ПХБ и трихлорбензола) для заливки трансформаторов. Замену совтоловых трансформаторов можно осуществить на трансформаторы с диэлектрической жидкостью и на сухие. В табл. 15.1 приведено сравнение параметров жидких и газообразного диэлектриков, которые используют при замене силовых трансформаторов напряжением 6...10 кВ мощностью 100...2500 кВА. Отметим особенности применения этих диэлектриков.

Трансформаторное масло взрыво- и пожароопасно. Требуется специальное технологическое оборудование при регенерации, сливе отработанного и получении свежего масла. Необходим периодический отбор проб. Все это обуславливает высокие эксплуатационные расходы. Температура застывания —  $-45^{\circ}\text{C}$ . Для специальных арктических сортов температура застывания уменьшается до  $-60...-65^{\circ}\text{C}$ , но при этом понижается и температура вспышки — до  $90...100^{\circ}\text{C}$ .

Использование MIDEЛ-7131 требует дополнительных технических мероприятий по герметизации трансформаторов. Такие трансформаторы неприменимы в пожароопасном производстве. Для регенерации и сушки диэлектрика необходимо специальное оборудование. Температура застывания —  $45^{\circ}\text{C}$ . Утилизация не вызывает проблем, так как MIDEЛ-7131 подвергается биологическому разложению. Однако следует отметить высокую стоимость MIDEЛ из-за приобретения по импорту.

При установке оборудования с наполнением элегазом (шестифтористой серой SF<sub>6</sub>) в помещениях их необходимо оснащать системой контроля утечки. Следует соблюдать особые меры предосторожности при ревизии оборудования, использовать противогазы, перчатки и др. Необходимы также встроенные поглотители продуктов разложения и специальное оборудование для осушки элегаза. Температура кипения —  $-64^{\circ}\text{C}$ .

Электрооборудование с наполнением совтолом должно быть герметичным. Совтол экологически крайне опасен, биологически не разлагается и накапливается в биологических структурах. Оказывает мутагенное действие на человека, является мощным фактором подавления иммунитета, поражения системы кроветворения, провоцирует развитие рака, поражения печени, почек, нервной системы, кожи, способствует развитию врожденных уродств и детской патологии. Утилизация его крайне сложна и дорога.

Назрела необходимость в уничтожении и утилизации этих токсикантов, особенно учитывая, что у большинства трансформаторов и конденсаторов, содержащих ПХБ, в процессе эксплуатации наступил предел износа (некоторые даже текут).

Существует технология для обезвреживания (уничтожения) ПХБ: трансформаторы отмывают от остатков ПХБ, а металл используют для вторичной переработки.

При решении проблемы замены трансформаторов, содержащих ПХБ, целесообразно сравнить трансформаторы с диэлектрическим наполнением MIDEЛ-7131 и сухие. Основными аспектами, которые следует принимать во внимание при принятии решения, являются:

**Пожароопасность.** При открытой установке в цехе вне камеры трансформатор с совтолом имеет категорию огнестойкости *L* по классификации МЭК, что соответствует температуре воспламенения диэлектрика более 600°С. Но в связи с тем, что совтол является негорючей жидкостью, испытания на возгорание не проводят. Жидкость MIDEЛ-7131 имеет температуру воспламенения 310°С, что отвечает категории *K*. Поэтому по классификации МЭК трансформатор с MIDEЛ-7131 как горючий не может быть применен в пожароопасных помещениях. Сухой трансформатор с литой изоляцией по технологии BEZ не горюч, что относит его к категории огнестойкости *L*.

**Способность к влагонасыщению.** Совтол не гигроскопичен. MIDEЛ-7131 имеет повышенную способность поглощать воду (в несколько раз больше трансформаторно-

го масла), что требует дополнительных технических мероприятий по герметизации трансформатора, не дает возможности использовать обычную конструкцию трансформатора с расширительным баком, предъявляет повышенные требования к технологическому оборудованию по обработке MIDEЛ-7131. Сухой трансформатор с литой изоляцией не гигроскопичен, не требует никаких дополнительных затрат при производстве и эксплуатации (ввиду отсутствия жидкости как таковой).

**Токсичность.** Совтол ядовит, требует повышенных мер безопасности при эксплуатации, дополнительных затрат на утилизацию. MIDEЛ-7131 — вещество малотоксичное. Сухой трансформатор с литой изоляцией экологически чист.

**Хладостойкость.** MIDEЛ-7131 имеет температуру застывания  $-45^{\circ}\text{C}$ . Температурный режим работы сухого трансформатора —  $-45...40^{\circ}\text{C}$  (проведены испытания до  $-60^{\circ}\text{C}$ ).

**Затраты.** При замене совтоловых трансформаторов на трансформаторы с MIDEЛ-7131 необходимым условием является создание дополнительной технологической базы по их эксплуатации, которая будет вынуждена соседствовать с существующей базой по совтолу. По мере вывода из эксплуатации совтоловых трансформаторов на предприятии должны будут одновременно работать две технологических линии — по обработке совтола и MIDEЛ-7131. После полной замены трансформаторов в эксплуатации останется технологическая линия по обработке MIDEЛ с соответствующими людскими и материальными затратами. В случае замены совтоловых трансформаторов на сухие с литой изоляцией никаких дополнительных технологических и эксплуатационных расходов не требуется, после полной замены потребность в технологической базе по обработке совтола исчезнет, что позволит существенно сократить эксплуатационные и людские ресурсы.

Следует отметить, что при одинаковой стоимости трансформатора с MIDEЛ-7131 и сухого с литой изоляцией первый не соответствует климатическому исполнению У1, У2,

УЗ ГОСТ 15150, не может быть использован в северных районах из-за невозможности циркуляции в системе охлаждения трансформатора при низких температурах. Сухой трансформатор соответствует требованиям ГОСТ и может применяться без ограничения по климатическим зонам. Он обеспечивает повышенную импульсную прочность согласно требованиям ГОСТ 1516.3-98. В случае ремонта трансформаторов с MIDEЛ-7131 требуется ремонтная база со специальным технологическим оборудованием и помещением. Ремонт сухого трансформатора могут производить выездные бригады на месте аварии, дополнительное оборудование не требуется. Таким образом, назрела как замена совтоловых трансформаторов, так и их последующая утилизация, альтернативы нет.

#### **СХЕМА УСТАНОВКИ ПО ПРОМЫВКЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ ОТ ОСТАТКОВ СОВТОЛА**

Схема установки по промывке трансформаторов от остатков совтола приведена на рис. 15.1.

Из выведенных из эксплуатации трансформаторов совтол перекачивают в специальную емкость. Затем ее транспортируют на участок уничтожения ток — сиканта, расположенный в районе, примыкающем к доменной печи. Здесь жидкость перекачивают из транспортной емкости в расходные баки, оборудованные погружными насосами для подачи совтола по трубопроводу на фурму доменной печи. После слива совтола из трансформатора стенки корпуса, электротехнические обмотки и пакеты трансформаторного железа загрязнены тонким слоем совтола. Это не позволяет вести их последующую экологически и санитарно-гигиенически безопасную утилизацию. Остаточное количество ПХБ составляет 1,5...2,0% веса совтола, первоначально залитого в трансформатор. Для обезвреживания корпусов трансформаторов используется специализированный участок. Трансформатор, освобожденный от совтола, устанавливается на специальное посадочное место над баком для рециркуляции моющего раствора 3.

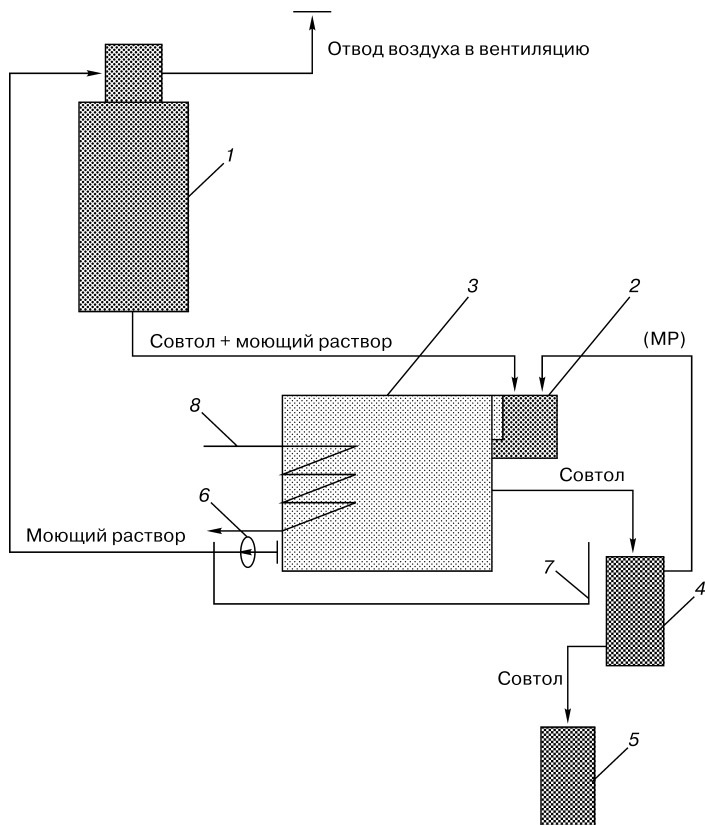
**Рис. 15.1**

Схема промывки трансформатора:

1 — трансформатор после слива совтола; 2 — камера-сепаратор для разделения моющего раствора (МР) и совтола; 3 — бак для циркуляции МР в замкнутом цикле; 4 — емкость-сепаратор для отделения остатков МР от совтола; 5 — емкость приема совтола для передачи на участок уничтожения совтола в фурменной зоне доменной печи; 6 — насос для циркуляции МР; 7 — металлический поддон для защиты почвы от случайных проливов совтола; 8 — паровой подогреватель моющего раствора до температуры 85...90°С.

Посадочное место обеспечивает наклон корпуса трансформатора в сторону бака для рециркуляции. В верхней части корпуса трансформатора монтируется форсунка для разбрызгивания моющего раствора. Смыв с корпуса сливается обратно в бак 3. В торце бака камера-сепаратор 2, служащая для первичного разделения совтола и моющего

раствора. Совтол с нижней части камеры-сепаратора сливается в емкость-сепаратор 4, где происходит окончательное отделение моющего раствора от совтола. Моющий раствор возвращается в бак 3, а совтол сливается в емкость для передачи на участок уничтожения. Бак 3 снабжен змеевиковым подогревателем 8. Насыщение моющего раствора совтолом также не происходит из-за очень низкой растворимости совтола в воде. После промывки в течение 8...10 ч трансформатор снимается, вскрывается его верхняя крышка. Специальная комиссия проводит визуальный осмотр и, при отсутствии замечаний, подписывает акт передачи корпуса трансформатора на переработку.

Основными достоинствами совтола (ПХБ — полихлорбифенила) являются негорючесть и хорошие диэлектрические свойства, сохраняющиеся в течение всего срока службы электрооборудования. Применение совтола взамен традиционно используемого трансформаторного масла позволило в свое время значительно уменьшить стоимость строительной части электротехнических помещений, повысить пожарную безопасность объектов и снизить затраты на эксплуатацию электрооборудования. В 1984 г. электрооборудование с совтоловым заполнением было снято с производства и запрещено к применению ввиду высокой токсичности для человека и окружающей среды, низкой биodeградационной способности и трудностей утилизации совтола.

## 15.2. ВОПРОСЫ УТИЛИЗАЦИИ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

В общем случае в зависимости от степени износа электрооборудования возможны три варианта:

- передача отслужившего свой срок электрооборудования в работу на категорию электроснабжения на одну ниже;
- передача отслужившего свой срок электрооборудования в учебный центр в виде лабораторного стенда, демонстрационного макета и т. д.;



- утилизация, т. е. составление ведомости дефектации, разборка, утилизация.

Самой сложной и затратной является утилизация.

После того, как электрооборудование выводится из эксплуатации, оно подлежит утилизации, которая предназначена прежде всего для того, чтобы изолировать опасные для человека и окружающей среды вещества, а также переработать металлы и материалы, которые в последующем могут быть использованы в народном хозяйстве.

Утилизировать отслужившее свой срок электрооборудование также необходимо экологически безопасным способом.

При утилизации необходимо полная разборка оборудования (сортировка лома) от вредных трудноудаляемых компонентов, например цветных металлов, ухудшающих качество стали.

В зависимости от степени износа отслужившего свой срок силового трансформатора встает вопрос, как в дальнейшем его использовать.

1. Силовой трансформатор может быть передан для электроснабжения потребителей 2-й и 3-й категории электроснабжения. В этом случае трансформатору проводят ревизию, по результатам которой определяется целесообразность передачи оборудования. Если результаты удовлетворяют необходимым требованиям, то трансформатор отправляется в ремонт (капитальный). После ремонта трансформатор монтируется и вводится в эксплуатацию на подстанции.

2. Другим примером является передача силового трансформатора в учебные центры для обучения в качестве наглядного пособия. В этом случае трансформатор также проходит специальную подготовку. С бака трансформатора сливают масло, извлекают загрязненные фильтрующие элементы. Производится очистка навесного оборудования и бака от продуктов разложения масла. По окончании подготовительных мероприятий производится осмотр на наличие опасных веществ, оформляется необходимая документация. В некоторых случаях возможна передача отдельных узлов и агрегатов.

Т а б л и ц а 15.2

**Ведомость дефектации  
силового трансформатора ТМН-4000**

Наименование оборудования	Тип материала	Масса, кг	Процент износа, %
Бак трансформатора	сталь	1200	45
воздухоосушитель индикаторным силикагелем	сталь	40	70
Термосифонный фильтр	сталь	70	65
Расширитель	сталь	350	45
выхлопная труба	сталь	36	15
газовое реле	алюминий	9	70
указательное окно уровня масла	стекло	0,5	4
кран для отсоединения расширителя	сталь	20	30
грязеотстойник	сталь	10	45
Система охлаждения			
радиаторы охлаждения	сталь	600	68
Ввода обмоток	медь, фарфор	30	80
Обмотки	медь	1907	80
Магнитопровод	сталь электро- техническая	3937	75
Переключающее устройство	сталь	50	80
Трансформаторное масло	—	3170	40

3. И наконец, если износ достиг критического значения, силовой трансформатор необходимо отправить в утилизацию, так как дальнейшее его использование нецелесообразно или даже опасно. В начале процесса утилизации силовой трансформатор полностью разбирают и производят анализ состояния узлов. Составляется ведомость дефектации (табл. 15.2). По составленной ведомости определяется возможность дальнейшей эксплуатации отдель-

ных узлов, ресурс которых не выработан. Это может быть любое навесное оборудование, которое было заменено по графику либо в процессе осуществления ремонта силового трансформатора. Узлы проходят профессиональный контроль, после чего отправляются на склад и хранятся в качестве резерва.

Процесс утилизации силового трансформатора необходимо осуществлять экологически безопасным способом. Кроме металлов трансформатор содержит неметаллические материалы, в основном электроизоляционные: бумагу и электрокартон, резину, пластики разных видов, фарфоровую изоляцию, трансформаторное масло.

Для извлечения обмоток активную часть трансформатора подвергают обжигу, во время которого неметаллические материалы выгорают. Твердые отходы неметаллических материалов экологической опасности не представляют и подлежат захоронению обычным способом или могут быть использованы (фарфор) при изготовлении железобетонных изделий.

В трансформаторе содержится трансформаторное масло. Содержание масла в трансформаторе ТМН-4000 — 3170 кг. Оно является пожароопасным веществом категории В, поэтому при работе с трансформаторным маслом следует соблюдать правила противопожарной безопасности. Как правило, трансформаторное масло подвергается регенерации, после чего используется повторно. Если после регенерации показатели качества масла снизились, то его используют в более низковольтном оборудовании. Трансформаторное масло также может быть использовано при производстве асфальта.

Рассмотрим содержание различных материалов в трансформаторе номинальной мощностью 4000 кВА, массой 11 700 кг. Трансформатор содержит следующие черные и цветные металлы:

- **сталь конструкционная:** бак с арматурой, система охлаждения, расширительный бак — 2334 кг;
- **сталь электротехническая:** магнитопровод — 3937 кг;
- **медь:** обмотка ВН и НН, установки вводов, отводы — 1907 кг.

Суммарная масса черных металлов — 6271 кг. Это составляет 59,1% от массы трансформатора. Текущая стоимость слабозагрязненного лома черных металлов марки 3А — 6100 руб./тонна. Содержание меди — 30,3% от массы трансформатора. Текущая стоимость лома медной группы (класс А1, сорт 2...3) — 177 000 руб./тонна. Рассчитывается суммарная стоимость материалов при утилизации трансформатора и сравнивается со стоимостью нового трансформатора ТМН-4000.

Утилизацией оборудования занимаются специальные организации. При передаче трансформатора в утилизацию оформляются необходимые документы.

# УСЛОВИЯ ХРАНЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО И ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Индекс группы	Место хранения	Условия хранения			Дополнительные условия
		Температура воздуха, °С		Относительная влажность воздуха, %	
		макс	мин		
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/м², интенсивность дождя до 3 мм/мин, пыль
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

Индекс группы	Место хранения	Условия хранения			Дополнительные условия
		Температура воздуха, °С		Относительная влажность, %	
		макс	мин		
ЖЗ	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 <sup>2</sup> , 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 +35°С с конденсацией влаги	Солнечная радиация 1125 Вт/м <sup>2</sup> , интенсивность дождя до 3 мм/мин, пыль
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 +35°С с конденсацией влаги	Наличие пыли

## ПРИЛОЖЕНИЕ 2

# **ЗНАЧЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ВОЗДУХА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ**

Исполнение	Категория размещения	Рабочее (предельное) значение температуры, °С	
		Максимальное	Минимальное
У	1, 2, 3	+40 (+45)	−45 (−50)
	5	+35 (+35)	−5 (−5)
УХЛ	1, 2, 3	+40 (+45)	−60 (−70)
	5	+35 (+35)	−10 (−10)
Т, ТС	1, 2, 3	+50 (+60)	−10 (−10)
	5	+35 (+35)	+1 (+1)
О	1, 2	+50 (+60)	−60 (−70)
	5	+35 (+35)	−10 (−10)
М	1, 2, 3, 5	+40 (+45)	−40 (−40)
ОМ	1, 2, 3, 5	+45 (+45)	−40 (−40)
В	1, 2, 3	+50 (+60)	−60 (−70)
	5	+45 (+45)	−40 (−40)

## ПРИЛОЖЕНИЕ 3

# **СОДЕРЖАНИЕ КОРРОЗИОННО-АКТИВНЫХ ПРИМЕСЕЙ В АТМОСФЕРЕ**

Тип атмосферы (обозначение)	Сернистый газ, мг/(м <sup>2</sup> сутки)	Хлориды, мг/(м <sup>2</sup> сутки)
Условно чистая (I)	До 20	Менее 0,3
Промышленная (II)	20...110	Менее 0,3
Морская (III)	До 20	30...300
Приморско-промышленная (IV)	20...110	0,3...30

## ПРИЛОЖЕНИЕ 4

## КЛАССИФИКАЦИЯ ПОМЕЩЕНИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Таблица П.4.1

### Классификация взрывоопасных и пожароопасных зон

Класс зоны	Условия, определяющие класс зоны
В-I	Зоны в помещениях, в которых выделяются горючие газы или пары легко воспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), способные образовывать с воздухом взрывоопасные смеси при нормальных режимах работы
В-Ia	Зоны в помещениях, в которых опасные состояния, характерные для зон класса В-I, отсутствуют при нормальной работе и возможны только в результате аварий или неисправностей
В-Iб	Те же, что для В-Ia, но имеющие одну из следующих особенностей: горючие газы обладают высокой нижней границей концентрации (1% и более), при которой происходит воспламенение, и резким запахом; помещения, связанные с газообразным водородом, в которых исключается образование взрывоопасной смеси в объеме свыше 5% от свободного объема помещения
В-Iг	Пространства у наружных установок, в которых имеются горючие газы или ЛВЖ
В-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
В-IIa	Зоны в помещениях, в которых опасные состояния, характерные для зон класса В-II, отсутствуют при нормальной работе и возможны только в результате аварий или неисправностей

Таблица П.4.2

### Уровень защиты электротехнического оборудования, работающего во взрывоопасных зонах

Класс взрывоопасной зоны	Уровень защиты зоны
В-I	Взрывобезопасные
В-Ia, В-Iг	Повышенной надежности против взрыва
В-Iб	Без средств взрывозащиты, оболочка со степенью защиты не менее IP44
В-II	Взрывобезопасные
В-IIa	Без средств взрывозащиты, оболочка со степенью защиты не менее IP54



Т а б л и ц а П.4.3

**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 концентрации, при которой происходит воспламенение, более 65 г на 1 м³ объема воздуха
П-IIa	Зоны в помещениях, в которых обращаются твердые горючие вещества
П-III	Зоны типа П-I и П-IIa вне помещений

Т а б л и ц а П.4.4

**Классификация строительных материалов по условиям пожаробезопасности**

Материалы	Характеристика	Пример
Несгораемые	Под действием огня или высокой температуры не воспламеняются, не тлеют, не обугливаются	Камень, кирпич, бетон, металл
Трудногораемые	Под действием огня или высокой температуры воспламеняются, тлеют, обугливаются	Пропитанные дерево, фанера, ткань, картон, отдельные пластмассы
	Продолжают гореть или тлеть при наличии источника огня	Пропитанные ДСП
Сгораемые	Воспламеняются и продолжают гореть после удаления огня	Дерево, ДСП, фанера, пластмассы, ткань, картон

## КЛАССИФИКАЦИЯ ПОМЕЩЕНИЙ ПО УСЛОВИЯМ ВЛАЖНОСТИ

Тип помещения	Характеристика
Сухие	Влажность $\zeta < 60\%$ . Если при этом нет признаков, соответствующих трем последним типам помещений, помещение считается нормальным
Влажные	$60\% < \zeta < 75\%$
Сырые	$\zeta > 75\%$
Особо сырые	$\zeta \approx 100\%$
Жаркие	Температура $t > 35^\circ\text{C}$ (постоянно)
Пыльные с токопроводящей пылью; с нетокопроводящей пылью	Пылевыведение с возможностью осаждения пыли на провода и другие токопроводящие части
С химически активной или органической средой	Наличие паров, газов, жидкостей, возникновение плесени, разрушающих изоляцию проводов

## ШИЛЬДИКИ ТИПОВЫХ ПРОМЫШЛЕННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

### Асинхронный двигатель



А И Х ХХХ Х Х Х Х ХХ – структура обозначения типа асинхронного двигателя;

А	асинхронный,
И	унифицированная серия (И – Интерэлектр);
Х	Р – с повышенным пусковым моментом,
С	с повышенным скольжением,
ХХХ	габарит, мм,
Х	установочный размер по длине станины (S, M, L);
Х	длина сердечника статора (А или В, отсутствие буквы означает только одну длину сердечника статора – первую);
Х	число полюсов: 2, 4, 6, 8;
Х	дополнительные буквы для обозначения модификаций двигателя.
Б	со встроенной температурной защитой,
П	с повышенной точностью по установочным размерам,
Х2	химически стойкие,
С	сельскохозяйственные,
ХХ	климатическое исполнение (У, Т, ХЛ) и категория размещения (1, 2, 3, 4, 5).

### Шильдик типового промышленного асинхронного двигателя:

1 – тип двигателя; 2 – заводской номер; 3 – число фаз и род тока питающей сети; 4 – рабочая частота; 5 – схема соединения обмоток (треугольник/звезда); 6 – номинальное напряжение обмоток; 7 – номинальный ток обмоток; 8 – мощность двигателя; 9 – обороты ротора; 10 – КПД в %; 11 – cos φ; 12 – режим работы; 13 – класс изоляции по ПУЭ; 14 – ГОСТ; 15 – масса двигателя; 16 – степень защиты оболочки от внешнего воздействия (код IP); 17 – дата выпуска.

### Двигатель постоянного тока

ДВИГАТЕЛЬ ПОСТОЯННОГО ТОКА

ТИП 4П Б80В1 УХЛ4 № 249981

кВт В А об/мин КПД

4.0 220 3.4 2200 65

ДАТА 11.90 РЕЖИМ S1 МАССА 20 кг

Возб. незав. 220 В

СТЕПЕНЬ ЗАЩИТЫ IP44 КЛ. ИЗОЛ F

4 П Х ХХ Х Х Х – структура обозначения типа двигателя постоянного тока;

4	П	Х	ХХ	Х	Х	Х	Х
							4 – серия;
							П – двигатель постоянного тока;
							Х – О – закрытое, с наружным обдувом от вентилятора;
							Б – закрытое, с естественным охлаждением;
							ХХ – высота оси вращения, мм;
							Х – условная длина корпуса по МЭК 72-1 (А, В, S, L, М);
							Х – условная длина сердечника якоря 1 – первая длина,
							2 – вторая длина,
							Х – климатическое исполнение (УХЛ4 – умеренный
							и холодный климат).

### Шильдик типового промышленного двигателя постоянного тока:

1 – тип двигателя; 2 – заводской номер; 3 – мощность двигателя; 4 – номинальное напряжение статора; 5 – номинальный ток статора; 6 – рабочая частота; 7 – КПД в %; 8 – дата изготовления; 9 – режим работы; 10 – масса двигателя; 11 – тип возбуждения; 12 – напряжение обмотки возбуждения; 13 – степень защиты оболочки от внешнего воздействия (код IP); 14 – класс изоляции по ПУЭ.

## Синхронный двигатель



СД 2 X X X X X — структура обозначения типа двигателя постоянного тока;

					СД – синхронный двигатель,
				2 – номер серии,	
			X –	наружный диаметр сердечника статора, см,	
			X –	длина сердечника статора с каналами, см,	
			X –	число полюсов,	
			X –	вид климатического исполнения,	
			X –	категория размещения	

### Шильдик типового промышленного синхронного двигателя:

1 — тип двигателя; 2 — заводской номер; 3 — число фаз и род тока питающей сети; 4 — рабочая частота; 5 — номинальное напряжение обмоток; 6 — номинальный ток обмоток; 7 — мощность двигателя; 8 — обороты ротора; 9 — КПД в %; 10 — масса; 11 — напряжение возбуждения; 12 — ток возбуждения; 13 — тип охлаждения; 14 — режим работы; 15 — класс изоляции; 16 — степень защиты оболочки от внешнего воздействия (код IP).

## СПРАВОЧНЫЕ ДАННЫЕ К РАСЧЕТУ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Т а б л и ц а П.7.1

### Удельные сопротивления грунтов

Грунт	Содержание влаги, %	Удельное сопротивление грунта $\rho$ , Ом·м	
		Предельные значения	Рекомендуемые для расчета значения
Песок	10...20	200...1000	700
	Сухой	5000	5000
Супесь	10...20	150...400	300
Суглинок	30	40	200
	20	65	
	10	200...300	100
Глина	40	8	
	20	33	
	10	100	
Глина, смешанная с известняком и щебнем	—	50...200	150
Садовая земля	—	40	40
Торф	—	20	20
Чернозем	60	10	200
	20	80	
	Сухой	200	
Лесной	Сухой	200...400	300
Мергель, известняк, крупнозернистый песок с валунами	—	1000...200	2000

Т а б л и ц а П.7.2

**Коэффициенты сезонности для электродов  
в зависимости от климатической зоны**

Климатическая зона	Климатический признак зон		Коэффициенты сезонности $k_c$ для электродов				
	Средняя многолетняя температура, °С		Продолжительность заморозания вод, дни	вертикальных длиной 2,5...3 м	вертикальных длиной 5 м	горизонтальных длиной 10 м	горизонтальных длиной 50 м
	низшая (январь)	высшая (июль)					
Архангельская и Кировская области, Республика Карелия	-20...-15	15...18	170...190	1,65	1,35	5,5	4,4
Ленинградская, Вологодская, Московская области	-15...-10	18...22	≈ 150	1,45	1,25	3,5	3,0
Смоленская и Курская области	-10...0	22...24	100	1,3	1,15	2,5	2,0
Ставропольский и Краснодарский края	0...5	24...26	0	1,1	1,1	1,5	1,4

Т а б л и ц а П.7.3

**Коэффициенты, учитывающие состояние грунта при измерении**

Тип электрода	Коэффициенты к значениям удельного сопротивления земли, учитывающие ее состояние во время измерения		
	$k_1$	$k_2$	$k_3$
Вертикальный:			
длиной 3 м	1,15	1	0,92
длиной 5 м	1,1	1	0,95
Горизонтальный:			
длиной 10 м	1,7	1	0,75
длиной 50 м	1,6	1	0,8

Т а б л и ц а П.7.4

**Коэффициенты использования  $\eta_{\Gamma}$  параллельно уложенных полос (ширина полосы  $b = 20 \dots 40$  мм; глубина заложения  $h = 0,3 \dots 0,8$  м)**

Длина каждой полосы, м	Число параллельных полос	Расстояние между параллельными полосами, м				
		1	2,5	5	10	15
15	2	0,55	0,65	0,75	0,80	0,85
	5	0,37	0,49	0,60	0,73	0,79
	10	0,25	0,37	0,49	0,64	0,72
25	2	0,50	0,60	0,70	0,75	0,80
	5	0,35	0,45	0,55	0,66	0,73
	10	0,23	0,31	0,43	0,57	0,66
50	2	0,45	0,55	0,65	0,70	0,75
	5	0,33	0,40	0,48	0,58	0,65
	10	0,20	0,27	0,35	0,46	0,53

Т а б л и ц а П.7.5

**Коэффициенты использования вертикальных электродов, размещенных в ряд без учета влияния полосы связи**

Отношение расстояния между вертикальными электродами к их длине, $a/l$	Число электродов, $n$	$\eta_{\text{в.р}}$
1	2	0,84...0,87
	3	0,76...0,80
	5	0,67...0,72
	10	0,56...0,62
	15	0,51...0,56
	20	0,47...0,50
2	2	0,90...0,92
	3	0,85...0,88
	5	0,79...0,83
	10	0,72...0,77
	15	0,66...0,73
	20	0,65...0,70
3	2	0,93...0,95
	3	0,90...0,92
	5	0,85...0,88
	10	0,79...0,83
	15	0,76...0,80
	20	0,74...0,79



Таблица П.7.6

**Коэффициенты использования  $\eta_{г.р}$   
соединительной полосы в ряду из вертикальных электродов**

Отношение расстояния между электродами к их длине, $a/l$	Число вертикальных электродов						
	4	5	8	10	20	30	50
1	0,77	0,74	0,67	0,62	0,42	0,31	0,21
2	0,89	0,86	0,79	0,75	0,56	0,46	0,36
3	0,92	0,90	0,85	0,82	0,68	0,58	0,49

Таблица П.7.7

**Коэффициенты использования  $\eta_{г.к}$   
соединительной полосы в контуре из вертикальных электродов**

Отношение расстояния между электродами к их длине, $a/l$	Число вертикальных электродов в заземлителе						
	4	5	8	10	20	30	50
1	0,45	0,40	0,36	0,34	0,27	0,24	0,21
2	0,55	0,48	0,43	0,40	0,32	0,30	0,28
3	0,70	0,64	0,60	0,56	0,45	0,41	0,37

Таблица П.7.8

**Коэффициенты использования  $\eta_{г.к}$  соединительной полосы  
в контуре из вертикальных электродов**

Длина луча, м	Число лучей			
	3		4	
	Диаметр проводника луча, см			
	1	2	1	2
2,5	0,76	0,74	0,63	0,61
5	0,78	0,76	0,67	0,65
10	0,81	0,79	0,70	0,69
15	0,82	0,80	0,72	0,70
30	0,84	0,82	0,75	0,73

Таблица П.7.9

**Значение функции М**

$\rho_1/\rho_2$	М	$\rho_1/\rho_2$	М	$\rho_1/\rho_2$	М
0,5	0,37	1,0	0,50	6,0	0,77
0,6	0,40	2,0	0,60	7,0	0,79
0,7	0,43	3,0	0,66	8,0	0,80
0,8	0,46	4,0	0,72	9,0	0,81
0,9	0,48	5,0	0,76	10,0	0,82

## ПРИЕМО-СДАТОЧНАЯ (АКТЫ,

Организация-заказчик \_\_\_\_\_  
(наименование)

\_\_\_\_\_ (наименование структурного подразделения заказчика)

Основание для составления акта \_\_\_\_\_  
(наименование документа)

## АКТ о приемке-передаче

Место составления акта \_\_\_\_\_

Организация-изготовитель \_\_\_\_\_

Организация-поставщик \_\_\_\_\_

Монтажная организация \_\_\_\_\_

1. Перечисленное ниже оборудование передано для монтажа в \_\_\_\_\_

Оборудование					
Наименование	Номер			Тип, марка	
	заводской (номенклатурный)	паспорта (маркировки)	позиции по технологической схеме		

**ДОКУМЕНТАЦИЯ  
СПРАВКИ)**

Унифицированная форма  
Утверждена постановлением Госкомстата России  
от 21.01.2003 г. № 7

Код \_\_\_\_\_  
Форма по ОКУД \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ по ОКПО \_\_\_\_\_

Номер \_\_\_\_\_

Дата \_\_\_\_\_

Счет, субсчет, код аналитического учета \_\_\_\_\_

Номер документа	Дата составления	Дата	Сдачи в монтаж	
			Сдачи в эксплуатацию	По договору Фактическая

**оборудования в монтаж**

\_\_\_\_\_ по ОКПО \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ по ОКПО \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ по ОКПО \_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_ по ОКПО \_\_\_\_\_

(наименование здания, сооружения, цеха)

Поступление на склад заказчика		Количество, шт. (в комплекте)	Стоимость, руб.		Примечание
Дата	Номер акта приемки		единицы	всего	

**АКТ № \_\_\_\_\_**  
**о выявленных дефектах оборудования**  
от « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

Предприятие (заказчик) \_\_\_\_\_  
Настоящий акт составлен в том, что в процессе ревизии, монтажа,  
от \_\_\_\_\_ 200 \_\_\_\_ г. нижеперечисленного оборудования,  
следующие дефекты:

Наименование	Тип, марка	Заводской номер или маркировка	Проектная организация		
			Номер чертежа	Наименование	

Для устранения выявленных дефектов необходимо:

**Дефектов**

(подробно указываются мероприятия

\_\_\_\_\_ (исполнители

Представитель заказчика \_\_\_\_\_  
(должность)

Представитель подрядчика \_\_\_\_\_  
(должность)

Представитель завода-изготовителя \_\_\_\_\_  
(должность)

Представитель завода-изготовителя \_\_\_\_\_  
(должность)

Типовая ведомственная форма М-27,  
утвержденная приказом ЦСУ № 628  
от 27.11.85

Код по ОКУД \_\_\_\_\_

здание (сооружение), цех \_\_\_\_\_  
испытания (*подчеркнуть стадию*) принятого в монтаж по акту № \_\_\_\_\_  
изготовленного \_\_\_\_\_, обнаружены  
(наименование завода-изготовителя)

	Дата		Обнаруженные дефекты
	изготовления оборудования	поступления оборудования на склад	

**НЕ ВЫЯВЛЕНО**

или работы для устранения выявленных дефектов )

и сроки исполнения )

\_\_\_\_\_  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(Ф. И. О.)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(Ф. И. О.)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(Ф. И. О.)

\_\_\_\_\_  
(подпись)

\_\_\_\_\_  
(Ф. И. О.)

**АКТ**  
**освидетельствования монтажных работ**  
от « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

\_\_\_\_\_ (наименование работ)  
выполненных в \_\_\_\_\_  
(наименование и место расположения объекта)

Комиссия в составе:  
представителя строительно-монтажной  
организации \_\_\_\_\_  
(должность, Ф. И. О.)

произвела осмотр работ, выполненных \_\_\_\_\_,  
(наименование строительно-монтажной организации)

составила настоящий акт о нижеследующем:  
к освидетельствованию представлены следующие работы:

\_\_\_\_\_ (наименование скрытых работ)  
работы выполнены по проектно-сметной документации

\_\_\_\_\_ (наименование проектной организации, № чертежей и дата их составления)  
при выполнении работ применены \_\_\_\_\_  
(наименование материалов, конструкций, изделий со ссылкой

\_\_\_\_\_ на сертификаты или другие документы, подтверждающие качество)  
При выполнении работ отсутствуют (или допущены) отклоне-  
ния от проектно-сметной документации \_\_\_\_\_  
(при наличии отклонений указывается, кем согласованы,

\_\_\_\_\_ № чертежей и дата согласования)  
Дата: начала работ \_\_\_\_\_  
окончания работ \_\_\_\_\_

**Решение комиссии**

Работы выполнены в соответствии с проектно-сметной до-  
кументацией, стандартами, строительными нормами и прави-  
лами и отвечают требованиям их приемки.

На основании изложенного разрешается производство по-  
следующих работ по устройству  
(монтажу) \_\_\_\_\_  
(наименование работ и конструкций)

**Представление технического надзора**  
**заказчика** \_\_\_\_\_  
(подпись)

**Представление строительно-монтажной**  
**организации** \_\_\_\_\_  
(подпись)

## Форма 2 ВС П1 23-90

	_____
	(город)
_____	_____
(трест)	(заказчик)
_____	_____
(монтажное управление)	(объект)
_____	_____ 20 ____ г.
(участок)	

**АКТ****технической готовности электромонтажных работ**

Комиссия в составе:

представителей заказчика \_\_\_\_\_  
(должность, Ф. И. О.)представителей исполнителя работ \_\_\_\_\_  
(должность, Ф. И. О.)

произвела осмотр смонтированного электрооборудования.

1. Электромонтажной организацией выполнены следующие работы: \_\_\_\_\_

(перечень, основные технические характеристики, физические объемы)

2. Электромонтажные работы выполнены в соответствии с проектом, разработанным \_\_\_\_\_

(проектная организация)

3. Отступления от проекта перечислены в приложении (форма 3) \_\_\_\_\_

4. Комиссия проверила техническую документацию (форма 1), предъявленную в объеме требований ПУЭ-85, СНиП 3.05.06-85.

5. Индивидуальные испытания электрооборудования \_\_\_\_\_

(проведены, не проведены)

6. Остающиеся недостатки, не препятствующие комплексному опробованию, и сроки их устранения перечислены в приложении (форма 4) \_\_\_\_\_

7. Ведомость смонтированного электрооборудования приведена в приложении (форма 5).

8. Заключение.

8.1. Электромонтажные работы выполнены по проектной документации согласно требованиям СНиП 3.05.06-85 и ПУЭ-85.

8.2. Настоящий акт является основанием для\*:

а) организации работы рабочей комиссии о приемке оборудования после индивидуальных испытаний;

б) непосредственной передачи электроустановки заказчику в эксплуатацию.

\* Нужно подчеркнуть.

Сдали**	Приняли
	_____
	(город)
_____	_____
(трест)	(заказчик)
_____	_____
(монтажное управление)	(объект)
_____	_____ 20 ____ г.
(участок)	

\*\* Заполняется в случае, указанном в п. 8.2, б) настоящего акта.

### АКТ освидетельствования скрытых работ по монтажу заземляющих устройств

Комиссия в составе:

представителя строительно-монтажной  
организации \_\_\_\_\_

(должность, Ф. И. О.)

представителя заказчика \_\_\_\_\_

(должность, Ф. И. О.)

произвела осмотр выполненных работ по монтажу заземляющих устройств.

Осмотром установлено:

1. Заземляющее устройство выполнено в соответствии с проектом \_\_\_\_\_,

(название)

разработанным \_\_\_\_\_

(проектная организация)

по чертежам \_\_\_\_\_

(номер)

2. Отступления от проекта \_\_\_\_\_

согласованы с \_\_\_\_\_

(организация, должность, Ф. И. О., дата)

и внесены в чертежи \_\_\_\_\_

(номер)

3. Характеристика заземляющего устройства.

№ п. п.	Элемент зазем- ляющих устройств	Параметры элементов заземляющего устройства					При- меча- ние
		мате- риал	про- филь	разме- ры, мм	кол- во, шт.	глубина за- ложения, м	

4. Характер соединений элементов заземляющего устройст-  
ва между собой и присоединения их к естественным заземляю-  
щим устройствам электросварка.



5. Выделены дефекты \_\_\_\_\_.

6. **Заключение.** Заземляющее устройство должно быть засыпано землей.

**Представитель электромонтажной организации** \_\_\_\_\_

(подпись)

**Представитель заказчика** \_\_\_\_\_

(подпись)

## АКТ

**о сдаче оборудования в эксплуатацию**

от « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

Комиссия в составе:

председатель \_\_\_\_\_

(должность, Ф. И. О.)

члены комиссии \_\_\_\_\_

(должность, Ф. И. О.)

произвели прием (тип оборудования) \_\_\_\_\_

после капитального (среднего) ремонта.

Замечания \_\_\_\_\_

Срок устранения \_\_\_\_\_.

Оценка качества отремонтированного оборудования \_\_\_\_\_.

(Соответствует НТД. Соответствует НТД с ограничениями. Не соответствует)

Оценка качества ремонтных работ \_\_\_\_\_.

(Удовлетворительно. Хорошо. Отлично)

Оценка уровня пожарной безопасности \_\_\_\_\_.

(Соответствует НТД. Соответствует НТД с ограничениями. Не соответствует)

Качество ремонта предварительно оценивается \_\_\_\_\_.

Окончательная оценка по итогам подконтрольной эксплуатации (1 месяц) \_\_\_\_\_.

Председатель комиссии: \_\_\_\_\_

(Ф. И. О., подпись)

Члены комиссии \_\_\_\_\_

(Ф. И. О., подпись)

(Ф. И. О., подпись)

(Ф. И. О., подпись)

(Ф. И. О., подпись)

РЭУ \_\_\_\_\_

ГРЭС (ГЭС, ТЭЦ, подстанция) \_\_\_\_\_

**АКТ**  
**дефектации трансформатора ст. (п/ст.) № \_\_\_\_\_**  
**от « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.**

Комиссия в составе:

председателя — главного инженера \_\_\_\_\_

и членов \_\_\_\_\_

(должности, Ф. И. О.)

составила настоящий акт в том, что:

1. Трансформатор ст. (п/ст.) № \_\_\_\_\_, тип \_\_\_\_\_, завод-изготовитель \_\_\_\_\_, заводской № \_\_\_\_\_, год выпуска \_\_\_\_\_, год пуска в эксплуатацию \_\_\_\_\_, находился в \_\_\_\_\_ ремонте с « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

(вид ремонта)

Плановый срок окончания ремонта « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

2. Трансформатор проработал с начала эксплуатации до начала настоящего ремонта \_\_\_\_\_ календарных суток со времени окончания предыдущего \_\_\_\_\_ ремонта

(вид ремонта)

до начала настоящего ремонта \_\_\_\_\_ календарных суток.

(вид ремонта)

3. В процессе проверки узлов и деталей обнаружены следующие дефекты, без устранения которых ввод трансформатора в эксплуатацию невозможен \_\_\_\_\_.

4. Для устранения указанных дефектов требуется проведение следующих (не предусмотренных планом) работ: \_\_\_\_\_

5. Производство работ, перечисленных в п. 4, с учетом технологических возможностей их выполнения и при наличии следующих ресурсов: \_\_\_\_\_ потребу-

ет в соответствии со скорректированным сетевым графиком увеличения продолжительности ремонта на \_\_\_\_\_ календарных суток.

6. На основании изложенного считаем необходимым просить об увеличении продолжительности \_\_\_\_\_ ремонта

(вид ремонта)

трансформатора ст. (п/ст.) № \_\_\_\_\_ с « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г. по « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г. на \_\_\_\_\_ календарных суток.

Председатель комиссии \_\_\_\_\_

(должность, Ф. И. О.)

Члены комиссии \_\_\_\_\_

(должности, Ф. И. О.)

*Примечание.* При оформлении акта в него вносятся только те дефекты, устранение которых требует увеличения продолжительности капитального ремонта.

РЭУ \_\_\_\_\_  
ГРЭС (ГЭС, ТЭЦ, подстанция) \_\_\_\_\_

**АКТ**  
**сдачи трансформатора ст. (п/ст.) № \_\_\_\_\_**

**в капитальный ремонт « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.**

Перед сдачей в капитальный ремонт произведены общий осмотр трансформатора и вспомогательного оборудования и проверка его готовности к ремонту.

1. Замечания по готовности трансформатора к ремонту: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_.

2. Замечания по состоянию трансформатора при выводе в ремонт: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_.

3. Трансформатор отключен и передан \_\_\_\_\_  
(наименование организации)

\_\_\_\_\_ для производства ремонта на \_\_\_\_\_ календарных су-  
ток по « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

Председатель эксплуатации \_\_\_\_\_  
(должность, Ф. И. О.)

Руководитель ремонта \_\_\_\_\_  
(должность, Ф. И. О.)

РЭУ \_\_\_\_\_  
 ГРЭС (ГЭС, ТЭЦ, подстанция) \_\_\_\_\_

**ПРОТОКОЛ**  
**приемки из капитального ремонта узлов, механизмов и систем трансформатора**

ст. (п/ст.) № \_\_\_\_\_, проведенного с « \_\_\_\_\_ » 20 \_\_\_\_\_ г.  
 по « \_\_\_\_\_ » 20 \_\_\_\_\_ г.

Наименование узла, механизма, системы	Дата и время проведения при- емки	Предъявленная документация	Невыполненные работы и причины их невыпол- нения	Принят со сле- дующей оцен- кой	Примечание

*Примечание.* Графы 1...4 заполняются руководителем ремонта; графа 5 — представителем эксплуатации, в ней могут быть приведены различные соображения обеих сторон по технологическому состоянию и оценке качества ремонта. При несогласии с содержанием граф, заполненных ответственным руководителем работ, или оценкой качества ремонта, данной представителем эксплуатации, каждая сторона записывает свои соображения в графе 6.

РЭУ \_\_\_\_\_  
ГРЭС (ГЭС, ТЭЦ, подстанция) \_\_\_\_\_

# СПРАВКА

о затратах на капитальный ремонт трансформатора  
ст. (п/ст.) № \_\_\_\_\_, проведенного с « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ г.  
по « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ г.

## К отчету по капитальному ремонту

Затраты и ремонтные организации, выполнявшие ремонт	Трудозатраты, чел./час	Количество ремонтного персонала (среднесписочное)			Стоимость ремонта		
		рабочих	ИТР	служащих	Всего	В том числе оплата труда рабочих	стоимость запчастей и материалов
Общие затраты на ремонт							
В том числе:							
ПРП энергосистемы							
монтажными организациями							
прочими ремонтными организациями							
хозяйственным способом							

Директор электростанции (РЭС) \_\_\_\_\_  
(Ф. И. О., подпись)  
Главный инженер \_\_\_\_\_  
(Ф. И. О., подпись)

РЭУ \_\_\_\_\_  
ГРЭС (ГЭС, ТЭЦ, подстанция) \_\_\_\_\_

### ПЕРЕЧЕНЬ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

по устранению дефектов, выявленных в процессе капитального ремонта трансформатора  
ст. (п/ст.) № \_\_\_\_\_, проведенного с « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ г.  
по « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_\_ г.

Наименование узла, детали	Дата и время обнаружения дефекта	Обнаруженные дефекты и причины их возникновения	Решение по устранению обнаруженных дефектов	Планируемые трудозатраты, чел./час

Тип \_\_\_\_\_, завод-изготовитель \_\_\_\_\_, заводской № \_\_\_\_\_, год выпуска \_\_\_\_\_,  
год пуска в эксплуатацию \_\_\_\_\_

Председатель эксплуатации \_\_\_\_\_  
(Ф. И. О., подпись)

Руководитель ремонта \_\_\_\_\_  
(Ф. И. О., подпись)

**СПРАВКА****об окончании ремонтных работ**

(оформляется, если подрядчик — исполнитель отдельных работ заканчивает их до полного окончания ремонта трансформатора)

В период \_\_\_\_\_ ремонта трансформатора  
(вид ремонта)

ст. (п/ст.) № \_\_\_\_\_ с « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г. по  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г. \_\_\_\_\_  
(наименование ГРЭС, ГЭС, ТЭЦ, подстанции)

\_\_\_\_\_ (наименовании подрядчика-исполнителя отдельных работ)  
выполнены работы \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(вид ремонта, характер работ и их содержание)  
На работах были заняты \_\_\_\_\_ чел., затрачено \_\_\_\_\_ чел./час.  
Стоимость рабочей силы \_\_\_\_\_ руб., стоимость запчастей  
\_\_\_\_\_ руб. Стоимость материалов \_\_\_\_\_ руб. (стоимость  
указывается по данным актов приемки выполненных работ).  
По окончании работ оформлена предусмотренная для данного  
вида работ следующая техническая документация: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
Не выполнены работы, предусмотренные договором или допол-  
нительным соглашением: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
(наименование и причины невыполнения)  
Качество выполнения работ оценивается: \_\_\_\_\_  
Претензий к подрядчику — исполнителю перечисленных работ  
электростанция не имеет (если есть претензии, указать какие) \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
Главный инженер электростанции (РЭС) \_\_\_\_\_  
(Ф. И. О., подпись)

Председатель головного  
ремонтного предприятия \_\_\_\_\_  
(Ф. И. О., подпись)

Руководитель ремонта \_\_\_\_\_  
(Ф. И. О., подпись)

**АКТ № \_\_\_\_\_**  
**на приемку из \_\_\_\_\_ ремонта**  
*(вид ремонта)*

\_\_\_\_\_  
*(наименование установки)*

Станц. № \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_  
*(дата)*

Комиссия в составе:

председателя \_\_\_\_\_

и членов комиссии \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

*(должности, Ф. И. О.)*

составила акт о нижеследующем:

1. \_\_\_\_\_ станц. № \_\_\_\_\_

*(наименование установки)*

находилась в \_\_\_\_\_ ремонте

*(вид ремонта)*

с « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г. по « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

*(дата начала ремонта)*

*(дата окончания ремонта)*

при плановых сроках с « \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г. по

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20 \_\_\_\_ г.

Ремонт выполнен за \_\_\_\_\_ календарных часов при  
плане \_\_\_\_\_ календарных часов.

2. Причины увеличения продолжительности ремонта сверх  
плана:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

3. Комиссией проверены следующие представленные доку-  
менты:

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

4. На основании рассмотренных документов и результатов  
приемо-сдаточных испытаний, проведенных в соответствии с

\_\_\_\_\_

*(наименование программ приемо-сдаточных испытаний)*

для отремонтированного оборудования, входящего в состав:

\_\_\_\_\_

*(наименование установки)*

комиссией установлены следующие оценки качества:



Наименование оборудования (составных частей)	Станц. №	Тип	Оценка качества отремонтированного оборудования		Причины изменения оценки качества отремонтированного оборудования (составных частей)	Предприятие — исполнитель ремонта
			предварительная	окончательная		

5. На основании результатов подконтрольной эксплуатации и оценок качества отремонтированного оборудования, отремонтированная \_\_\_\_\_ принимается  
(наименование установки)

в постоянную эксплуатацию с окончательной оценкой \_\_\_\_\_.

6. На основании проверки выполнения установленных Правилами по организации ремонта требований и оценок качества отремонтированного оборудования (составных частей), входящего в состав \_\_\_\_\_,  
(наименование установки)

предприятиям (организациям) — исполнителям ремонта за качество выполненных ремонтных работ комиссией устанавливается оценка:

Наименование предприятия — исполнителя ремонта	Оценка качества выполненных ремонтных работ		Причины изменения оценки качества ремонтных работ
	предварительная	окончательная	

7. В течение подконтрольной эксплуатации требуются остановы следующего оборудования:

Наименование оборудования	Станц. №	Продолжительность останова	Перечень проводимых работ

Председатель комиссии: \_\_\_\_\_  
(Ф. И. О., подпись)

Члены комиссии: \_\_\_\_\_  
(Ф. И. О., подпись)

\_\_\_\_\_  
(Ф. И. О., подпись)

\_\_\_\_\_  
(Ф. И. О., подпись)

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Акимов, Н. А.* Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования : учеб. пособие для студ. учреждений сред. проф. образования / Н. А. Акимов, Н. Ф. Котеленец, Н. И. Сентюрихин. — М. : Мастерство, 2001. — 296 с.
2. *Быстрицкий, Г. Ф.* Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов : учеб. пособие для вузов : учеб. пособие для сред. проф. образования / Г. Ф. Быстрицкий, Б. И. Кудрин. — М. : Издательский центр «Академия», 2003. — 176 с.
3. *Костин, В. Н.* Монтаж и эксплуатация оборудования систем электроснабжения : учеб. пособие. — СПб. : СЗТУ, 2004. — 184 с.
4. *Климентьев, В. Р.* Монтаж внутризаводских электроустановок / В. Р. Климентьев, Л. Т. Магазинник. — М. : Энергоатомиздат, 1996. — 337 с.
5. *Крюков, В. И.* Обслуживание и ремонт электрооборудования подстанций и распределительных устройств. — М. : Высш. шк., 1989. — 312 с.
6. *Кисаримов, Р. А.* Наладка электрооборудования : справочник. — М. : РадиоСофт, 2003. — 352 с.
7. *Кудрин, Б. И.* Электроснабжение промышленных предприятий : учебник для высших учебных заведений. — М. : Интермет Инжиниринг, 2005. — 672 с.
8. Монтаж, техническое обслуживание и ремонт промышленного и бытового электрооборудования : практ. пособие для электромонтера / сост. Е. М. Костенко. — М. : Изд-во НЦЭНАС, 2004. — 320 с.
9. *Макаров, Е. Ф.* Обслуживание и ремонт электрооборудования электростанций и сетей. / Е. Ф. Макаров — М. : Академия; ИРПО, 2003. — 442 с.
10. *Найфульд, М. Р.* Заземление и другие защитные меры. — 3-е изд., перераб. и доп. / М. Р. Найфульд — М. : Энергия, 1975. — 104 с.
11. *Полуянович, Н. К.* Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт электрооборудования и систем электроснабжения промышленных предприятий. / Н. К. Полуянович — Таганрог : Изд-во ТРГУ, 2005. — 232 с.
12. Пособие для изучающих правила эксплуатации электроустановок общего назначения потребителей / сост. Б. В. Папков, Е. И. Татаров. — Н. Новгород : Вента-2, 2000. — 160 с.
13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей / Мин-во энергетики РФ. — М. : НЦ ЭНАС, 2003. — 299 с.
14. Справочник по ремонту и наладке электрооборудования / под общ. ред. В. С. Вьюнова. — Н. Новгород, 2002. — 315 с.
15. *Субкин, Ю. Д.* Технология электромонтажных работ : учеб. пособие. / Ю. Д. Субкин — М. : Высш. шк., 2002. — 301 с.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>Введение</b> .....	3
<i>Глава 1</i>	
<b>Организация эксплуатации и монтаж электрооборудования</b>	
1.1. Транспортировка и хранение электрооборудования .....	6
1.2. Конструктивное исполнение электрооборудования ...	10
1.3. Описание технического обслуживания .....	14
1.4. Виды и причины износа электрооборудования .....	15
1.5. Классификация ремонта электрооборудования .....	16
1.6. Классификация помещений с электроустановками .....	19
<i>Глава 2</i>	
<b>Технология монтажа электрических сетей, осветительных установок и заземляющих устройств</b> .....	22
2.1. Общие принципы электромонтажных работ .....	23
2.2. Организация электромонтажных работ .....	26
2.3. Планирование электромонтажных работ .....	28
2.4. Подготовка к производству электромонтажных работ .....	31
2.5. Монтаж кабельных линий .....	33
2.6. Монтаж внутренних электрических сетей .....	45
2.7. Монтаж электрического освещения .....	51
2.8. Устройство и монтаж заземляющих устройств .....	60
2.8.1. Заземление электрооборудования .....	62
2.8.2. Заземляющие устройства электроустановок ...	68
2.9. Расчет заземляющих устройств .....	72
2.9.1. Допустимые сопротивления заземляющих устройств .....	72
2.9.2. Расчет простых заземляющих устройств .....	74
2.10. Сложные заземляющие устройства .....	85
2.10.1. Расчет сложного заземлителя .....	86
2.10.2. Расчет напряжения прикосновения и напряжения шага .....	87
2.11. Проверка соединения заземлителей .....	90

*Глава 3***Технология монтажа электрического**

<b>и электромеханического оборудования . . . . .</b>	<b>94</b>
3.1. Инженерная подготовка	
монтажа электрооборудования . . . . .	94
3.2. Проверка фундаментов под монтаж . . . . .	97
3.3. Сушка обмоток	
электрических машин и трансформаторов . . . . .	99
3.4. Монтаж электрических машин . . . . .	105
3.4.1. Монтаж машин малой и средней мощности . . .	107
3.4.2. Монтаж машин большой мощности . . . . .	110
3.5. Монтаж трансформаторов . . . . .	110
3.6. Монтаж охлаждающей системы . . . . .	112
3.7. Фазировка трансформатора . . . . .	117
3.8. Включение трансформатора . . . . .	119
3.9. Модель отказов и восстановление	
силового трансформатора . . . . .	120
Основные понятия	
и показатели надежности . . . . .	120
3.10. Пусконаладочные работы . . . . .	129
3.11. Методики испытаний и измерений	
параметров трансформаторов . . . . .	131
Измерение сопротивлений изоляции . . . . .	131
Измерение тангенса угла	
диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$ . . . . .	133
Измерение емкости изоляции . . . . .	136
Испытание внутренней	
изоляции трансформатора . . . . .	137
Определение влажности	
по коэффициенту абсорбции . . . . .	139
Измерение сопротивления обмоток	
постоянному току . . . . .	140
Проверка коэффициента трансформации . . . . .	141
Измерение тока и потерь холостого хода . . . . .	142
Испытание бака с радиаторами	
гидравлическим давлением . . . . .	144
Испытание трансформаторного масла . . . . .	144
Испытание трансформатора	
на номинальное напряжение . . . . .	146

*Глава 4***Эксплуатация электрооборудования**

<b>и сетей промышленных предприятий . . . . .</b>	<b>147</b>
4.1. Техническое обслуживание	
и ремонт силовых кабельных линий . . . . .	148
4.2. Анализ аварийных режимов и отказов оборудования.	
Выбор аппаратуры защиты . . . . .	153
4.3. Эксплуатация и ремонт электрического оборудования	
распределительных устройств . . . . .	155
4.4. Техническое обслуживание	
электрических аппаратов . . . . .	157

*Глава 5***Организация эксплуатации электрических машин**

<b>и электробытовой техники</b> .....	160
5.1. Техническое обслуживание электрических машин ...	160
5.2. Неисправности электрических машин и их проявление .....	162
5.3. Выбор защиты электрических машин .....	165
5.4. Планирование ремонта электрических машин .....	168
5.5. Организация эксплуатации электробытовой техники .....	170
5.5.1. Холодильники и морозильники .....	171
5.5.2. Стиральные машины .....	173
5.5.3. Сушильные машины конвективного способа сушки .....	177
5.5.4. Бытовые гладильные машины .....	179
5.5.5. Посудомоечные бытовые машины .....	181
5.5.6. Бытовые уборочные машины .....	183
5.5.7. СВЧ-печи .....	185
5.5.8. Приборы микроклимата .....	186

*Глава 6***Организация эксплуатации трансформаторов** .....

6.1. Режимы работы трансформаторов .....	189
6.2. Организация обслуживания трансформаторов .....	190
6.2.1. Оперативное обслуживание трансформаторов ...	192
6.2.2. Техническое обслуживание трансформаторов ...	196
6.2.3. Текущий ремонт трансформаторов .....	200
6.3. Эксплуатация микропроцессорных терминалов релейной защиты «Сириус-Т» и «Сириус-УВ» .....	201
6.4. Расчет и анализ показателей надежности трансформатора .....	203

*Глава 7***Организация электроремонтного производства** .....

7.1. Определение трудоемкости ремонта и численности ремонтного персонала .....	209
7.2. Структура цеха по ремонту электрических машин и пускорегулирующей аппаратуры .....	214
7.3. Структура цеха по ремонту трансформаторов .....	218
7.4. Структура центральной электротехнической лаборатории .....	219

*Глава 8***Приемка и ремонт электрических машин** .....

8.1. Технические условия и содержание ремонта .....	222
8.2. Предремонтные испытания .....	224
8.3. Разборка электрических машин .....	225
8.4. Разборка обмоток электрических машин .....	230
8.5. Разборка обмоток из прямоугольного провода .....	233
8.6. Мойка деталей и узлов .....	235
8.7. Дефектация деталей и узлов электрических машин .....	236

*Глава 9***Ремонт магнитопроводов**

<b>и механических деталей электрических машин . . . . .</b>	<b>238</b>
9.1. Ремонт сердечников (магнитопроводов) . . . . .	238
9.2. Ремонт корпусов и подшипниковых щитов . . . . .	241
9.3. Ремонт валов электрических машин . . . . .	244
9.4. Ремонт короткозамкнутых обмоток ротора . . . . .	248
9.5. Ремонт коллекторов и контактных колец . . . . .	250

*Глава 10***Описание ремонта обмоток и сборки электрических машин . . .**

10.1. Изготовление и укладка обмоток электрических машин . . . . .	253
10.2. Изготовление и укладка обмоток из прямоугольного провода . . . . .	255
10.3. Ремонт стержневых обмоток роторов и обмоток полюсов . . . . .	256
10.4. Пропитка обмоток статоров и роторов . . . . .	257
10.5. Сборка электрических машин после ремонта . . . . .	259
10.6. Испытания электрических машин после ремонта . . .	263
10.6.1. Программа испытаний двигателей переменного тока после ремонта . . . . .	263
10.6.2. Испытание машин постоянного тока после капитального ремонта . . . . .	267

*Глава 11***Описание ремонта трансформаторов**

<b>без разборки их активной части . . . . .</b>	<b>269</b>
11.1. Классификация ремонта трансформаторов . . . . .	269
11.2. Подготовка трансформатора к ремонту . . . . .	271
11.3. Ремонт активной части трансформатора . . . . .	273
11.4. Заключительные операции при капитальном ремонте . . . . .	282
11.5. Испытание трансформатора на герметичность . . . . .	283

*Глава 12***Ремонт трансформатора с разборкой его активной части . . .**

12.1. Диагностика состояния и дефектация трансформатора . . . . .	285
12.1.1. Прием трансформаторов в ремонт . . . . .	286
12.1.2. Дефектация трансформатора в собранном виде . . . . .	287
12.1.3. Последовательность работ и технологические операции с момента выемки активной части трансформатора из бака (для трансформаторов II и III габаритов) . . . . .	288
12.2. Демонтаж активной части трансформатора . . . . .	289
12.3. Ремонт обмоток и магнитной системы трансформатора . . . . .	291
12.4. Установка изоляции и обмоток. Подпрессовка обмоток . . . . .	296
12.5. Обработка трансформаторного масла . . . . .	300

12.6. Нормы и испытания трансформаторов после капитального ремонта .....	306
<i>Глава 13</i>	
<b>Ремонт и проверка электрических аппаратов .....</b>	<b>315</b>
13.1. Виды ремонта электрических аппаратов .....	315
13.2. Классификация контактов и причины их повреждений .....	319
13.3. Проверка электрических цепей аппаратов .....	322
Примеры обнаружения ошибок при проверке электрических цепей аппаратов .....	323
13.4. Разборка электрических аппаратов .....	325
<i>Глава 14</i>	
<b>Описание ремонта электрических аппаратов .....</b>	<b>328</b>
14.1. Ремонт рубильников и переключателей .....	329
14.2. Ремонт предохранителей и плавкой вставки .....	331
14.3. Ремонт реостатов и резисторов .....	335
14.4. Ремонт автоматических выключателей, контакторов и магнитных пускателей .....	336
14.5. Особенности ремонта аппаратуры для пуска двигателей .....	342
14.6. Особенности ремонта электрических аппаратов с элементами силовой электроники и микропроцессорной техники .....	345
<i>Глава 15</i>	
<b>Утилизация электрооборудования .....</b>	<b>347</b>
15.1. Вопросы утилизации совтосодержащего электрооборудования .....	350
Схема установки по промывке трансформаторов от остатков совтола .....	354
15.2. Вопросы утилизации силового трансформатора .....	356
<b>ПРИЛОЖЕНИЯ</b>	
<i>Приложение 1. Условия хранения электрического и электромеханического оборудования .....</i>	<i>361</i>
<i>Приложение 2. Значения температуры воздуха при эксплуатации оборудования .....</i>	<i>363</i>
<i>Приложение 3. Содержание коррозионно-активных примесей в атмосфере .....</i>	<i>363</i>
<i>Приложение 4. Классификация помещений и оборудования при эксплуатации .....</i>	<i>364</i>
<i>Приложение 5. Классификация помещений по условиям влажности .....</i>	<i>366</i>
<i>Приложение 6. Шильдики типовых промышленных двигателей .....</i>	<i>367</i>
<i>Приложение 7. Справочные данные к расчету заземления ...</i>	<i>370</i>
<i>Приложение 8. Приемо-сдаточная документация (акты, справки) .....</i>	<i>375</i>
<b>Библиографический список .....</b>	<b>390</b>

*Николай Константинович ПОЛУЯНОВИЧ*

**МОНТАЖ, НАЛАДКА,  
ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ  
СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ  
ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

**Учебное пособие**  
*Издание второе, стереотипное*

Редакция инженерно-технической литературы

ЛР № 065466 от 21.10.97  
Гигиенический сертификат 78.01.10.953.П.1028  
от 14.04.2016 г., выдан ЦГСЭН в СПб

**Издательство «ЛАНЬ»**  
lan@lanbook.ru; www.lanbook.com  
196105, Санкт-Петербург, пр. Ю. Гагарина, д. 1, лит. А.  
Тел./факс: (812) 336-25-09, 412-92-72.  
Бесплатный звонок по России: 8-800-700-40-71

**ГДЕ КУПИТЬ**

**ДЛЯ ОРГАНИЗАЦИЙ:**

*Для того, чтобы заказать необходимые Вам книги, достаточно обратиться  
в любую из торговых компаний Издательского Дома «ЛАНЬ»:*

**по России и зарубежью**  
«ЛАНЬ-ТРЕЙД». 192029, Санкт-Петербург, ул. Крупской, 13  
тел.: (812) 412-85-78, 412-14-45, 412-85-82; тел./факс: (812) 412-54-93  
e-mail: trade@lanbook.ru; ICQ: 446-869-967  
www.lanpbl.spb.ru/price.htm

**в Москве и в Московской области**  
«ЛАНЬ-ПРЕСС». 109263, Москва, 7-я ул. Текстильщиков, д. 6/19  
тел.: (499) 178-65-85; e-mail: lanpress@lanbook.ru

**в Краснодаре и в Краснодарском крае**  
«ЛАНЬ-ЮГ». 350901, Краснодар, ул. Жлобы, д. 1/1  
тел.: (861) 274-10-35; e-mail: lankrd98@mail.ru

**ДЛЯ РОЗНИЧНЫХ ПОКУПАТЕЛЕЙ:**

*интернет-магазин*  
**Издательство «Лань»: <http://www.lanbook.com>**

*магазин электронных книг*  
**Global F5: <http://globalf5.com/>**

Подписано в печать 19.07.16.  
Бумага офсетная. Гарнитура Школьная. Формат 84×108<sup>1/32</sup>.  
Печать офсетная. Усл. п. л. 21,00. Тираж 100 экз.

Заказ № 208-16.

Отпечатано в полном соответствии  
с качеством предоставленного оригинал-макета  
в ПАО «Т8 Издательские Технологии».  
109316, г. Москва, Волгоградский пр., д. 42, к. 5.