

№ 3787 „д“

7536



Н.К. ПОЛУЯНОВИЧ

**МОНТАЖ, НАЛАДКА, ЭКСПЛУАТАЦИЯ И
РЕМОНТ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И
СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
Технологический институт
Федерального государственного образовательного учреждения
высшего профессионального образования
«Южный федеральный университет»
ПРИОРИТЕТНЫЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ПРОЕКТ «ОБРАЗОВАНИЕ»

Н.К. Полуянович

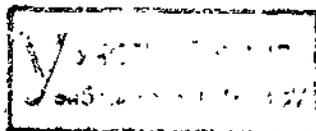
**МОНТАЖ, НАЛАДКА, ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ
СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

Учебное пособие

Допущено

Учебно-методическим отделом 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»

Таганрог 2007



Рецензенты:

заведующий кафедрой ЭПП Московского энергетического института, д.т.н., проф. С.И. Гамазин;
главный научный сотрудник ТНИС, д. т.н., проф. И.М. Чекрыгина.

Полюянович Н.К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие. Таганрог: Изд-во ТТИ ЮФУ, 2007. – 280 с.

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 организационная структура и методы планирования электроремонтного производства, типовые технологические процессы ремонта оборудования и краткая характеристика ремонтных испытаний.

Рассмотрено устройство, конструкция и расчет различных заземляющих устройств.

Предназначено для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности «Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений».

Табл. 26. Ил. 145. Библиогр.: 11 назв.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	6
ВВЕДЕНИЕ	8
ТЕМА 1 ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И МОНТАЖ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО И ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	9
§ 1 1 Транспортировка и хранение оборудования	9
§ 1 2 Конструктивное исполнение оборудования	13
§ 1 3 Виды технического обслуживания	15
§ 1 4 Виды и причины износов электрического и электромеханического оборудования	17
§ 1 5 Классификация ремонтов электрического и электромеханического оборудования	18
§ 1 6 Классификация помещений с электроустановками	20
ТЕМА 2 МОНТАЖ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК	23
§ 2 1 Монтаж кабельных линий	23
§ 2 2 Монтаж внутренних электрических сетей	34
§ 2 3 Монтаж электрического освещения	39
§ 2 4 Устройство и монтаж заземляющих устройств	46
§ 2 5 Заземляющие устройства электроустановок	53
§ 2 6 Расчет заземляющих устройств	56
ТЕМА 3 МОНТАЖ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И ТРАНСФОРМАТОРОВ	74
§ 3 1 Инженерная подготовка монтажа электрического и электромеханического оборудования	74
§ 3 2 Проверка фундаментов под монтаж	77
§ 3 3 Сушка обмоток электрических машин и трансформаторов	78
§ 3 4 Монтаж электрических машин	83
§ 3 5 Монтаж трансформаторов	87
§ 3 6 Пусконаладочные работы	92
ТЕМА 4 ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ, ПУСКОРЕГУЛИРУЮЩЕЙ АППАРАТУРЫ, АППАРАТУРЫ ЗАЩИТЫ, УПРАВЛЕНИЯ И КОНТРОЛЯ	95
§ 4 1 Техническое обслуживание и ремонт кабельных ЛЭП	96
§ 4 2 Анализ аварийных режимов и отказов оборудования. Выбор аппаратуры защиты	99
§ 4 3 Эксплуатация и ремонт электрического оборудования распределительных устройств	101
§ 4 4 Техническое обслуживание электрических аппаратов	103
ТЕМА 5 ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И	

ЭЛЕКТРОБЫТОВОЙ ТЕХНИКИ.....	107
§ 5.1. Техническое обслуживание электрических машин	107
§ 5.2. Неисправности электрических машин и их проявление	108
§ 5.3. Выбор защиты электрических машин	111
§ 5.4. Планирование ремонтов электрических машин.....	113
§ 5.5. Эксплуатация электробытовой техники.....	115
ТЕМА 6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	129
§ 6.1. Организация обслуживания трансформаторов.....	129
§ 6.2. Оперативное обслуживание трансформаторов	131
§ 6.3. Техническое обслуживание трансформаторов	134
§ 6.4. Текущий ремонт трансформаторов.....	137
ТЕМА 7. ОРГАНИЗАЦИЯ И СТРУКТУРА ЭЛЕКТРОРЕМОНТНОГО ПРОИЗВОДСТВА.....	139
§ 7.1. Определение трудоемкости ремонта и численности ремонтного персонала	139
§ 7.2. Структура цеха по ремонту электрических машин и пускорегулирующей аппаратуры.....	143
§ 7.3. Структура цеха по ремонту трансформаторов	146
§ 7.4. Структура центральной электротехнической лаборатории	147
ТЕМА 8. СОДЕРЖАНИЕ РЕМОНТОВ, РАЗБОРКА И ДЕФЕКТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН.....	150
§ 8.1. Содержание ремонтов	150
§ 8.2. Предремонтные испытания.....	151
§ 8.3. Разборка электрических машин	152
§ 8.4. Разборка обмоток из круглого провода.....	156
§ 8.5. Разборка обмоток из прямоугольного провода	158
§ 8.6. Мойка деталей и узлов	160
§ 8.7. Дефектация деталей и узлов электрических машин	161
ТЕМА 9. РЕМОНТ МАГНИТОПРОВОДОВ И МЕХАНИЧЕСКИХ ДЕТАЛЕЙ.....	164
§ 9.1. Ремонт сердечников (магнитопроводов).....	164
§ 9.2. Ремонт корпусов и подшипниковых щитов.....	166
§ 9.3. Ремонт валов.....	168
§ 9.4. Ремонт короткозамкнутых обмоток ротора.....	172
§ 9.5. Ремонт коллекторов и контактных колец	173
ТЕМА 10. РЕМОНТ ОБМОТОК И СБОРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН	176
§ 10.1. Изготовление и укладка обмоток из круглых проводов.....	176
§ 10.2. Изготовление и укладка обмоток из прямоугольного провода	178
§ 10.3. Ремонт стержневых обмоток роторов и обмоток полюсов.....	178
§ 10.4. Пропитка обмоток статоров и роторов.....	179
§ 10.5. Сборка электрических машин после ремонта	181
§ 10.6. Испытания электрических машин после ремонта.....	184

ТЕМА 11 РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ БЕЗ РАЗБОРКИ ИХ АКТИВНОЙ ЧАСТИ	189
§ 11 1 Классификация ремонтов трансформаторов	189
§ 11 2 Подготовка трансформатора к ремонту	190
§ 11 3 Ремонт активной части трансформатора	192
§ 11 4 Заключительные операции при капитальном ремонте	199
ТЕМА 12 РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ С РАЗБОРКОЙ ИХ АКТИВНОЙ ЧАСТИ	202
§ 12 1 Диагностика состояния и дефектация трансформатора	202
§ 12 2 Демонтаж активной части трансформатора	205
§ 12 3 Ремонт обмоток и магнитной системы трансформатора	206
§ 12 4 Установка изоляции и обмоток Подпрессовка обмоток	210
§ 12 5 Обработка трансформаторного масла	213
§ 12 6 Нормы и испытания трансформаторов после капитального ремонта	218
ТЕМА 13 РЕМОНТ И ПРОВЕРКА РАБОТОСПОСОБНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ	226
§ 13 1 Виды ремонтов электрических аппаратов	226
§ 13 2 Классификация контактов и причины их повреждений	229
§ 13 3 Проверка электрических цепей аппаратов	232
§ 13 4 Разборка электрических аппаратов	234
ТЕМА 14 СОДЕРЖАНИЕ РЕМОНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ	237
§ 14 1 Ремонт рубильников и переключателей	238
§ 14 2 Ремонт предохранителей	239
§ 14 3 Ремонт реостатов и резисторов	243
§ 14 4 Ремонт автоматических выключателей, контакторов и магнитных пускателей	244
§ 14 5 Особенности ремонта аппаратуры для пуска двигателей	249
§ 14 6 Особенности ремонта электрических аппаратов с элементами силовой электроники и микропроцессорной техники	251
Приложение 1	253
Приложение 2	254
Приложение 3	254
Приложение 4	255
Приложение 5	257
Приложение 6	258
Приложение 7	261
Приложение 8	265
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	279

ПРЕДИСЛОВИЕ

Задача повышения надежности и качества работы оборудования течение установленного срока службы с наилучшими технико-экономическими показателями (уменьшение потерь энергии или увеличение КПД оборудования) связана с организацией правильного выбора, монтажа, эксплуатации и ремонта технических средств. Качественный ремонт и применение современных методов эксплуатации, основанных на диагностике технического состояния электрических машин, аппаратов, трансформаторов, позволяют обеспечить бесперебойную работу производственных механизмов во всех отраслях народного хозяйства, уменьшить расходы на их эксплуатацию и продлить срок службы. На ремонтных предприятиях внедряются новые технологии ремонта обмоток, в частности, с термореактивной изоляцией. Данное учебное пособие предназначено для студентов специальности 140610 и включает основные вопросы организации эксплуатации, монтажа, эксплуатации и ремонта электрооборудования и систем электроснабжения промышленных предприятий. Учебное пособие включает четырнадцать глав и пять приложений.

В учебном пособии в той или иной мере представлены различные виды кабельных изделий, электрических машин и трансформаторов, электрических аппаратов, пускорегулирующей аппаратуры, аппаратуры защиты и управления. Большое внимание уделено эксплуатации электрических сетей, пускорегулирующей аппаратуры, электрических машин, трансформаторов, аппаратуры защиты, управления и контроля, электробытовой техники. Показана организация и структура электроремонтного производства. Рассмотрены вопросы разборки, дефектации и ремонта электрических машин, трансформаторов (магнитопроводов и механических деталей). Проверкой работоспособности послеремонтного оборудования завершается пособие.

В учебном пособии приводятся сведения об организации, эксплуатации и монтаже распределительных электрических сетей и осветительных установок, а также электрических машин и трансформаторов. Наиболее полными изданиями, отражающим самый широкий спектр вопросов по монтажу, наладке, эксплуатации и ремонту систем электроснабжения промышленных предприятий, способным удовлетворить запросы самого взыскательного читателя, являются книги [1, 2, 3, 4, 7, 8]. В учебное пособие включены материалы из упомянутых выше изданий с учетом современных ГОСТов и ТУ, собранные и систематизированные автором.

Однако в них не отражены вопросы элементов и конструкций заземляющих устройств, их выбор и расчет. Кроме того, эти книги не содержат сведений об устройстве и расчете сложных заземляющих устройств. При написании учебного пособия все эти вопросы получили достаточно полное освещение. Учебное пособие ориентировано на студентов и практических работников, занятых устройством заземления, прокладкой и эксплуатацией кабельных и воздушных линий электропередач, ремонтом электрических машин и трансформаторов и т. д., а также студентов, выполняющих контрольные работы, курсовые и дипломные проекты по всем электротехническим дисциплинам.

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

Научно-технический прогресс предполагает повышение производительности труда, технического уровня и качества продукции, радикальное улучшение использования материалов, топлива и энергии. Именно с этих позиций следует рассматривать вопросы технической эксплуатации и ремонта электрического и электромеханического оборудования.

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 ремонты. Важным является также правильный выбор оборудования по мощности и уровню использования. Это позволяет экономить до 20–25% потребляемой электрической энергии.

Качественный ремонт оборудования 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 металлургической и машиностроительной промышленности 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 целесообразности 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.

ТЕМА 1. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И МОНТАЖ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО И ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Эксплуатация оборудования начинается с момента его выхода с территории завода-изготовителя и заканчивается сдачей его в переработку. Процесс эксплуатации состоит из следующих этапов:

- транспортировка оборудования;
- хранение оборудования;
- монтаж оборудования;
- пробный пуск и сдача в эксплуатацию; техническое обслуживание (ТО) оборудования;
- ремонты 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 оборудования

С завода-изготовителя оборудование поступает заказчику в упаковке, предохраняющей его от воздействия окружающей среды в процессе транспортировки и хранения. Условия хранения электрического оборудования приведены в прил. I. Существуют четыре основные группы складов для хранения. *Первую* составляют склады группы Л (легкие условия), в которых обеспечиваются комфортные условия хранения, на складах *второй* группы обеспечиваются хорошие 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 (Л, Л1 и Л2), группа Ж – три подгруппы (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 приёмом 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 поверхно-

стей 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.

С позиций транспортировки и хранения электрические машины можно условно разбить на два конструктивных типа: машины со встроенными подшипниками (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) и со стоячковыми подшипниками (рис. 1.2, синхронный генератор, степень защиты IP 22, способ охлаждения IC 01, способ монтажа IM 7312, 1 – вал; 2, 3 – головка и стояк подшипника; 4 – кожух; 5 – корпус; 6, 8 – сердечник и обмотка статора; 7 – шпилька; 9 – полюс; 10 – лопатка вентилятора; 11 – крестовина ротора; 12 – контактные контакты; 13 – клиноременная передача; 14 – возбудитель).

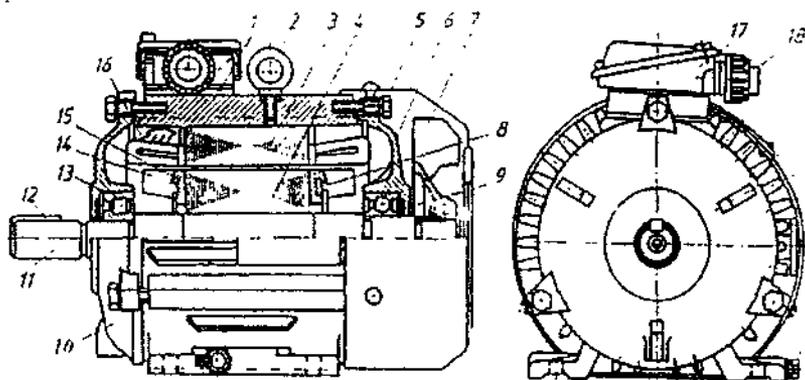


Рис. 1.1

У машин первого типа подшипниковый узел встроен в их корпус, поэтому они могут транспортироваться в собранном виде. У машин второго типа подшипники расположены вне корпуса машины в своих собственных корпусах. Машины транспортируются и хранятся разобранными на отдельные узлы. При длительной транспортировке из-за вибрации

ударов может происходить бринеллирование (появление лунок на дорожках качения) и наклеп подшипников качения. При транспортировке машины устанавливаются поперек движения.

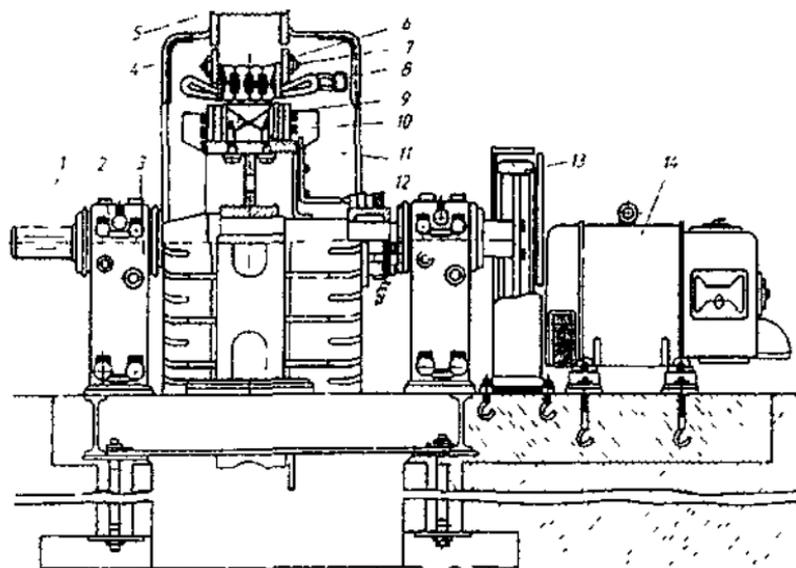


Рис 1 2

Синхронные машины и асинхронные двигатели с фазным ротором в собранном виде обычно хранятся по группе Л в районах умеренного климата и по группе ЖЗ в районах тропического климата. асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором в собранном виде – по группам С и ЖЗ, машины постоянного тока в собранном виде – по группам Л и ЖЗ, статоры крупных машин переменного тока, магнитные системы крупных машин постоянного тока, кожухи, шиты, маховики и вентиляторы – по группам С и ЖЗ, стояковые подшипники, роторы крупных электрических машин, аппараты и шиты управления – по группам Л и ЖЗ, фундаментные плиты – по группам Ж2 и ОЖ2

Масляные трансформаторы и электрические аппараты отправляются собранными и залитыми маслом. Крупные высоковольтные трансформаторы отправляются 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, масло-

очистительные и термосифонные фильтры и т. п.) транспортируются без упаковки, должны быть защищены 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 транспортируют 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 ($\text{tg}\delta$) – 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 храниться 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 оборудования

Конструктивное исполнение оборудования определяют три фактора: защита от воздействия окружающей среды, способ охлаждения и способ монтажа.

Способ защиты от воздействия окружающей среды зависит от места установки оборудования и свойств окружающей среды. Стандартом установлено 10 вариантов климатических исполнений и 5 категорий размещения оборудования.

Нормальные значения температуры внешней среды приведены в прил. 2 в соответствии с ГОСТ 15150–86. 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 оборудования оказывают влияние и характеристики окружающей среды, которая разделена на четыре категории (прил. 1): I – условно-чистая, II – промышленная, III – морская, IV – приморско-промышленная. Оборудование климатических исполнений У, УХЛ, ТС, ТВ, Т предназначается для эксплуатации в окружающей среде категорий I и II, климатического исполнения О – в среде категории IV, климатических исполнений М, ТМ, ОМ – в среде категории III, климатического исполнения В – в среде категорий III, IV.

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

Степень защиты обозначается латинскими буквами IP и последующими двумя цифрами. Первая цифра характеризует степень защиты

персонала от соприкосновения с токоведущими или подвижными частями, находящимися внутри корпуса, вторая – степень защиты от проникновения влаги внутрь корпуса.

Первая цифра 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 0 означает, 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 прил. 4.

Способ охлаждения электрических машин в соответствии с ГОСТ 20459–87 обозначается латинскими буквами IC и последующей группой знаков: одной буквой и двумя цифрами. Латинская буква обозначает вид хладагента, используемого для охлаждения: А (или отсутствующие буквы) – воздух, N – азот, H – водород, С – углекислый газ, F – фреон W – вода, V – трансформаторное масло, Kг – керосин.

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 среды.

Сухие трансформаторы имеют четыре обозначения системы охлаждения: С – естественное воздушное при открытом исполнении; СЗ – то же при защищенном исполнении; СГ – то же при герметичном исполнении; СД – воздушное с принудительной циркуляцией воздуха.

Масляные трансформаторы имеют восемь систем охлаждения: М – с естественной циркуляцией масла и воздуха; Д – с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха; МЦ – с естественной циркуляцией воздуха и с принудительной циркуляцией 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.

Трансформаторы с жидким негорючим диэлектриком имеют три системы охлаждения: Н – естественное охлаждение; НД – то же, что Н, но с принудительной циркуляцией воздуха; ННД – с принудительной циркуляцией воздуха и 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 цифра обозначает конструктивное исполнение машины. Например: 1 – машина на лапах с подшипниковыми шитами; 3 – машина без лап с подшипниковыми шитами; 5 – машина без лап и подшипниковых шитов; 7 – машина на лапах со стоячковыми подшипниками; 8 – машины с вертикальным валом.

Вторая и третья цифры обозначают способ монтажа. Например: 00 – машина устанавливается валом горизонтально влево; 03 – машина устанавливается валом вертикально вверх; 07 – машина устанавливается валом горизонтально вправо.

Четвертая цифра обозначает исполнение выходного конца вала. Например: 0 – машина не имеет выходного конца вала; 1 – имеет один цилиндрический конец вала; 2 – имеет два цилиндрических конца вала; 3 – имеет один конический конец вала; 5 – имеет один фланцевый конец вала.

В приложении 5 приведены условные обозначения электрических машин.

§ 1.3. Виды технического обслуживания

Техническое обслуживание (ТО) включает регулярные осмотры

электрического и электромеханического оборудования в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя, проводимые по графику. В состав ТО входят также ремонты оборудования. Поскольку ТО проводится на неработающем оборудовании, то графики ТО должны быть согласованы с графиками работы основного технологического оборудования.

Электрическое и электромеханическое оборудование делится на *основное и вспомогательное*.

Основное оборудование – оборудование, без которого невозможно проведение нормального технологического процесса по выпуску продукции.

Вспомогательное оборудование – электрическое и электромеханическое оборудование, служащее для улучшения условий труда и повышения его производительности а также для соблюдения экологических и 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, содержащихся в ГОСТ 13109 – 97. Аварии и отказы приводят к материальным и экономическим затратам.

Поэтому выявление причин отказов и аварий также является задачей эксплуатации.

Для этого необходимо проводить мониторинг качества электроэнергии, чтобы энергоснабжающие компании несли свою долю ответственности.

Стоимость ТО входит в себестоимость готовой продукции.

Существуют три системы ТО:

- практически без обслуживания;
- планово-предупредительная система обслуживания и ремонтов,
- 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 косвен-

ным путём 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. ТО требует мониторинга режимов работы оборудования, а также контроля 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 износов электрического и электромеханического оборудования

В процессе эксплуатации происходит износ оборудования. Можно выделить три вида износа: механический, электрический и моральный.

Механический износ является следствием длительных и многократных знакопеременных механических воздействий на отдельные узлы и детали оборудования. В результате их первоначальная 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. Износ изоляции происходит 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 ремонтов электрического и электромеханического оборудования

Важнейшим условием правильной эксплуатации оборудования является своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов (ППР) и периодических профилактических испытаний.

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 *ремонтпригодную и неремонтпригодную конструкцию*.

По объему ремонты делятся на *текущие, средние и капитальные*. Текущий ремонт проводится во время эксплуатации оборудования для гарантированного обеспечения его работоспособности и заключается в замене, восстановлении отдельных частей и в их регулировке. Текущий ремонт проводится на месте установки оборудования с его остановкой и отключением. При *среднем* ремонте проводится полная или частичная разборка оборудования, ремонт и замена 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 ремонты делятся на *восстановительный, реконструкцию и модернизацию*. Восстановительный ремонт осуществляется без изменения конструкции отдельных узлов и всего устройства в целом. Технические характеристики оборудования остаются неизменными. При

реконструкции возможны изменение конструкции отдельных узлов и материалов, из которых они изготовлены, при практически неизменных технических характеристиках оборудования. При *модернизации*, благодаря замене и усовершенствованию существующих узлов и применяемых материалов, предполагается улучшить характеристики оборудования, приблизив их к характеристикам нового современного оборудования.

По методу проведения ремонты делятся на принудительный и послеосмотровый. *Принудительный ремонт* применяется для ответственного оборудования. Суть его состоит в том, что через определенные промежутки времени оборудование в обязательном порядке подвергают капитальному, текущему и среднему ремонтам. Ресурс оборудования между ремонтами 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 ремонтов меньше.

По форме организации ремонты разделяются на централизованный, децентрализованный и смешанный. При *централизованной форме* ремонт, испытания и наладка оборудования осуществляются специализированными ремонтно-наладочными предприятиями без использования местных ремонтно-эксплуатационных служб. Централизованная форма ремонта обеспечивает наиболее высокое качество работ.

При *децентрализованной форме* ремонт, испытания и наладка оборудования осуществляются ремонтными службами предприятия, на котором установлено это оборудование. 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 надёжности, ремонтпригодностью, правилами технической эксплуатации и инструкциями завода-изготовителя. Ремонтный цикл исчисляется, исходя из восьмичасового рабочего дня при 41-часовой рабочей неделе. Реальная сменность работы оборудования и условия его работы учитываются соответствующими эмпирическими ко-

эффицентами.

При определении длительности ремонтного цикла используют график распределения частоты отказов λ , технических изделий от времени так называемую «кривую жизни» (рис. 1.3). 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.

Длительность ремонтного цикла не должна превышать длительность нормального участка работы 2 (см. рис. 1.3).



Рис. 1.3

Длительность ремонтного цикла следует согласовывать с межремонтным периодом основного оборудования.

Ремонты планируют на календарный год с разбивкой по кварталам и месяцам. Такое планирование называется текущим. Наряду с текущим

осуществляется и оперативное планирование с использованием сетевых графиков.

§ 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.

Всё электротехническое и электромеханическое оборудование попадает под определение «электрические установки»

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

В отношении опасности поражения людей электрическим током

помещения разделяются на три группы.

К первой группе 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 имеется: особая сырость (относительная влажность воздуха $\approx 100\%$, потолок, пол и стены, покрытые влагой); химически активная или агрессивная среда (содержатся агрессивные пары, газы и жидкости, разрушающие изоляцию и токоведущие части электрических установок).

К третьей группе относятся 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 должно быть не менее 0,3 м по вертикали и не менее 0,5 м по горизонтали. Ширина проходов – не менее 1. 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

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 износов оборудования и причины их возникновения.
7. Приведите классификацию ремонтов. 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?

ТЕМА 2. МОНТАЖ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Электроснабжение потребителей осуществляется с помощью электрических сетей, по которым электроэнергия передается от источников к потребителям и распределяется между ними. Основные определения терминов, относящихся к электрическим сетям, приведены в приложении 6.

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 жесточены.

Технологический процесс монтажа составляется по обобщенной схеме:

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 на напряжение 10 кВ и выше используют для электроснабжения в городах, где требования к условиям безопасности очень жесткие, а также на территориях промышленных предприятий.

§ 2.1. Монтаж кабельных линий

Кабели прокладывают в кабельных сооружениях, траншеях, блоках, на опорных конструкциях, в лотках. Монтаж выполняют в соответствии с проектно-технической документацией, в которой указаны трассы линий. При монтаже необходимо учитывать назначение кабелей (силовые или контрольные).

Силовые кабели служат для передачи распределения электрической энергии в осветительных и силовых электроустановках. Линии элек-

тропередачи 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 20-35 кВ – из отдельно свинцованных жил. Жилы кабеля состоят из большого числа обычно медных проводников малого сечения. Кабели напряжением до 6 кВ и сечением до 16 мм² изготавливают из круглых жил, а напряжением выше 6 кВ и сечением более 16 мм² – из секторных жил (в их поперечном разрезе форма окружности).

На рис. 2.1 (где *а* – трехжильный кабель с поясной изоляцией и пропитанной бумагой; *б* – его разрез с круглыми жилами; *в* – с секторными жилами; 1 – жилы; 2 – изоляция жил; 3 – наполнитель; 4 – поясная изоляция; 5 – защитная оболочка; 6 – бумага, пропитанная компаундом; 7 – защитный покров из пропитанной кабельной пряжи; 8 – ленточная броня; 9 – пропитанная кабельная пряжа) показан трехжильный кабель с секторными жилами на напряжение 10 кВ. Каждая жила изолирована от другой специальной кабельной бумагой 2, пропитанной специальной массой, состав которой входят масло и канифоль. Все жилы от земли изолированы поясной изоляцией 4 также из пропитанной 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).

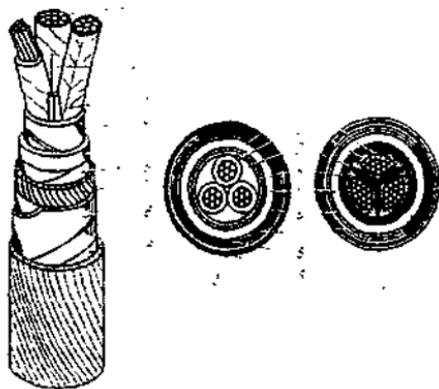


Рис. 2.1

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-наирит, **В** и **ВР** – поливинилхлорид, **СТ** – гофриро-

анная сталь); *четвертая буква* обозначает защитное покрытие (А – асфальтированный кабель, Б – бронированный лентами, Г – голый, без оплетки, К – бронированный круглой стальной оцинкованной проволокой, П – бронированный плоской стальной оцинкованной проволокой). Буква Н – защитный покров негорючий, Т – возможность прокладки кабеля в грубах, Шв или Шп – оболочка кабеля заключена в полиэтиленовый шланг. Буква 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...10 мм² 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 (мм²).

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.

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

Если кабели пересекаются с инженерными сооружениями, их про-

кладывают 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 кабеля более высокого напряжения располагают ниже кабелей более низкого напряжения.

Монтаж кабелей в траншеях – наиболее распространенный 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 траншеи.

Размеры кабельных траншей и размещение в них кабелей с кирпичной защитой от механических повреждений показаны на рис. 2.2 (а – для одного кабеля; б – двух; в – трёх; г – четырёх).

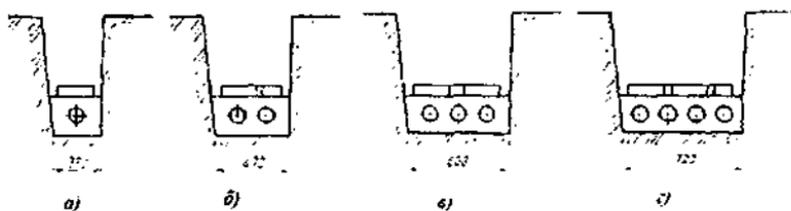


Рис. 2.2

Глубина траншей не менее 700 мм, а ширина такая, чтобы расстояние между несколькими параллельно проложенными в ней кабелями при напряжении 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 – плитами; 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.

ивностью.

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. 2.3, где 1 – подмотки; 2 – герметизирующая прокладка в пазу нижней половины корпуса; 3 – заземляющий проводник; 4 – соединительная гильза) применяют для соединения кабелей напряжением до 1 кВ. После монтажа их заливают нагретой кабельной мастикой МБ-70 или МБ-90.

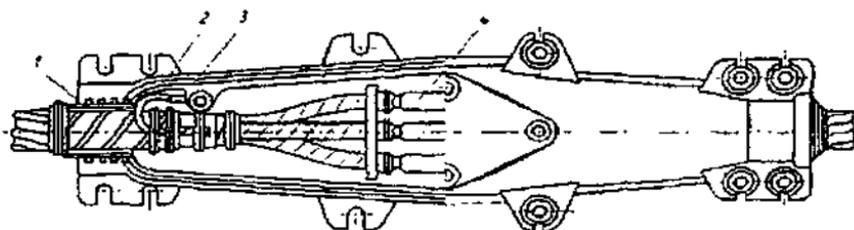


Рис. 2.3

Свинцовые муфты (рис. 2.4, где 1 – участок присоединения заземляющего провода к корпусу муфты; 2 – заземляющий провод; 3 – проводочные бандажи; 4 – корпус; 5 – заливочное отверстие, закрытое свинцовой пластиной) применяют для соединения кабелей напряжением 6 кВ.

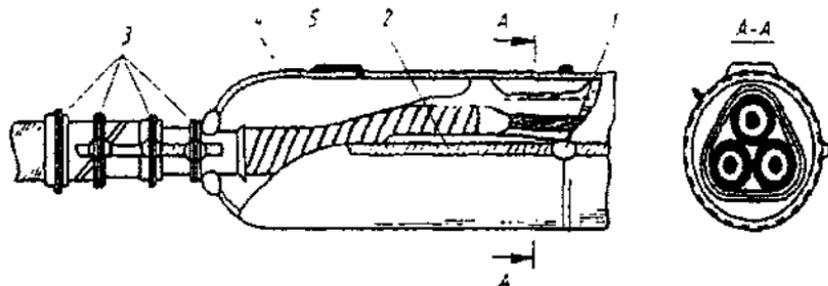


Рис. 2.4

После монтажа муфты заливают нагретой кабельной мастикой МБ.

Для защиты от механических повреждений их помещают в чугунный и стеклопластиковый кожух. Выпускаются муфты шести типоразмеров 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. 2.5, где 1 – корпус муфты; 2 – распор; 3 – подмотка жилы; 4, 7 – бандаж из проволоки и суровых ниток; 5 – провод заземления; 6 – соединение жил; 8 – герметизирующая подмотка; 9 – экран корпуса; 10 – свинцовая манжета) применяют для соединения кабелей напряжением 1, 6 и 10 кВ и для ответвлений кабелей до 1 кВ. Муфты имеют полые корпуса, которые после соединения кабелей заливаются эпоксидным компаундом. Эпоксидным соединительным муфты присвоено общее обозначение **СЭ**, а осветительным – **ОЭ**. Муфты имеют исполнения СЭп (рис. 2.5, а), СЭв (рис. 2.5, б), СЭм (рис. 2.5, в), СЭс (рис. 2.5, г).

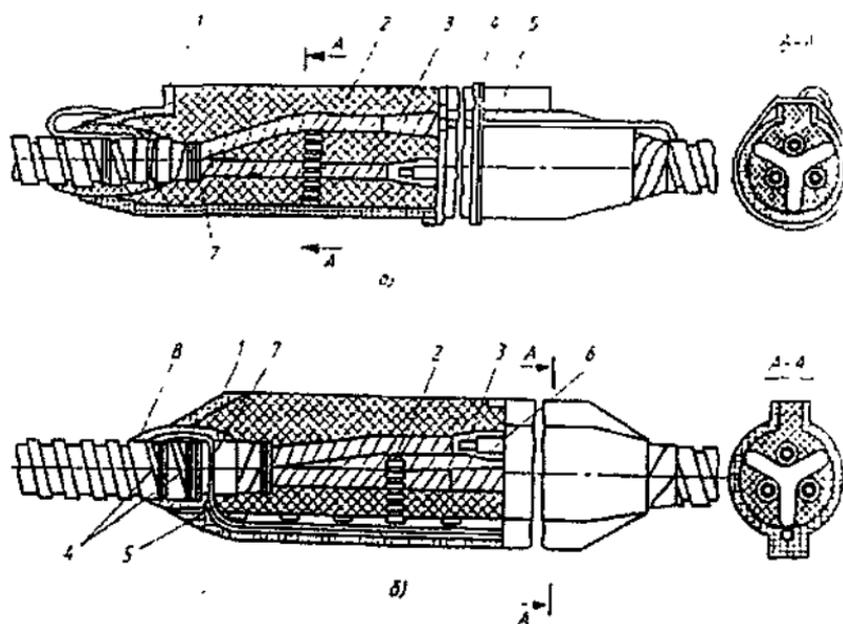


Рис. 2.5

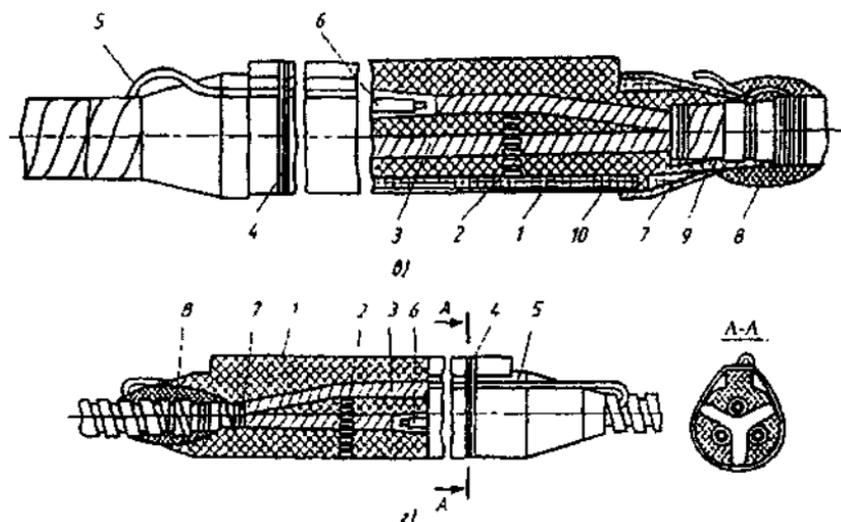


Рис. 2.5 (Окончание)

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

Если температура в течение суток до начала прокладки падала ниже $^{\circ}\text{C}$, кабели перед прокладкой прогревают в помещении или электрическим током, пропускаемым по жилам, закороченным с одной стороны, контролируя температуру нагрева.

Прокладка кабелей в блоках применяется для их защиты от механических повреждений. Блок (рис. 2.6, где 1 – песок или просеянный грунт; 2 – труба; 3 – деревянные прокладки; 4 – бетонная подушка) представляет собой подземное сооружение, выполненное из нескольких труб (асбоцементных, керамических и др.) или железобетонных панелей. Глубина заложения не должна быть меньше расстояний, допустимых при прокладке кабелей в траншеях. В местах изменения направления трассы сооружают кабельные колодцы.

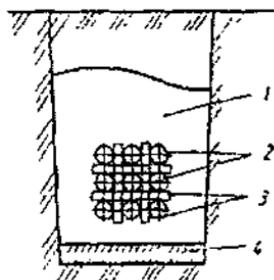


Рис. 2.6

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, увеличивается стоимость работ, 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 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 стальным разделителями. Силовые кабели 6 и 10 кВ можно размещать в лотках 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. 2.7 (где *a* – горизонтально расположенные кабели; *b* – с переходом трассы кабелей с одной горизонтальной отметки на другую; *в* – с ответвлением вверх на ребро).

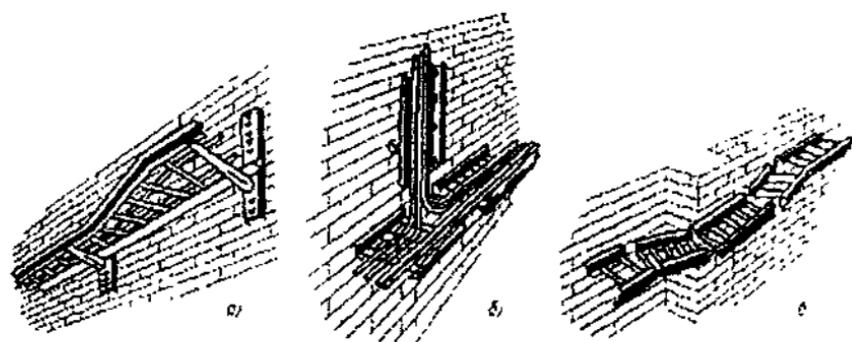


Рис. 2.7

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

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 гильзу сжимают. Под действием пресса металл гильзы и жил спрессовывается, образуя монолитное соединение.

Газовая и электрическая сварки служат для соединения алюминиевых жил сечением 16...240 мм². При газовой сварке используется теплота сжигаемого газа (например, смеси пропанбутана), температура 2300 °С 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, и 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.

1. 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.

2. В свинцовых муфтах заземление выполняют одним куском гибкого медного провода, присоединяемого пайкой и проволочными бандажами к оболочкам и броне обоих кабелей, а также к корпусу муфт.

3. 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 КВБ), в воронках из эпоксидного компаунда (КВЭ), из поливинилхлоридных лент

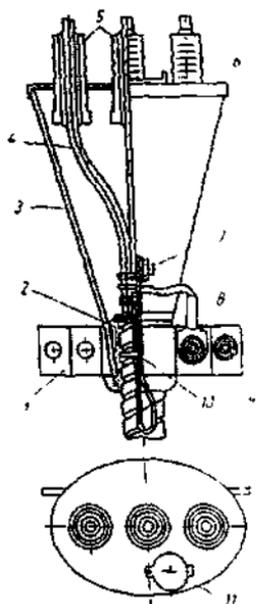


Рис 2.8

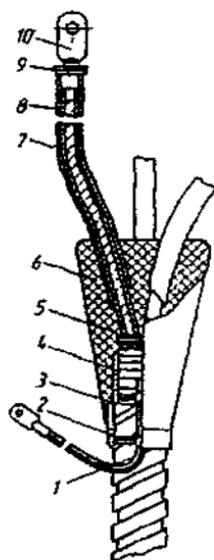


Рис 2.9

(КВВ), в резиновых перчатках (КВР)

Концевая заделка в стальных воронках применяется в электроустановках до 10 кВ размещаемых в сухих отапливаемых помещениях. Воронки бывают трех исполнений: КВВм (с конусообразной воронкой), КВВк (с круглой воронкой и расположением жил кабеля треугольником) и КВВо (с овальной воронкой и расположением жил токопроводов в ряд).

Заделки КВВо и КВВк применяют для оконцевания кабелей до 10 кВ. При напряжениях до 10 кВ воронку монтируют с крышкой и фарфоровыми втулками (рис 2.8, где 1, 9 — верхний и нижний полухомуты, 2 — подмотка просмоленной лентой, 3 — воронка из кровельной стали, 4 — оплетка кабеля, обмотанная липкой поливинилхлоридной лентой, 5 — фарфоровые втулки, 6 — крышка воронки, 7 — болт М8, 8 — наконечник, 10 — провод заземления, 11 — крышка заливочного отверстия), а при напряжении до 1 кВ — без крышки и втулок. После монтажа заделку заливают кабельной мастикой, нагревая воронку до 50–60°C и мастику до 130°C.

Концевая заделка в воронке из эпоксидного компаунда (КВЭ) проста по исполнению (рис 2.9, где 1 — провод заземления, 2 — проволочный сердечник провода заземления, 3 — двухслойная подмотка, 4 — оболочка кабеля, 5 — бандаж из стальных ниток на поясной изоляции, 6 — корпус эпоксидного компаунда, 7 — токопроводящая лента в заводской изоляции; 8 — трубка из нейриновой резины, 9 — бандаж или хомут, 10 — наконечник) и обладает высокой электрической и механической прочностью, что позволяет изготавливать ее без фарфоровых втулок и защитного металлического кожуха. Применяют для оконцевания кабелей до 10 кВ внутри помещений, а для наружных установок ее защищают от атмосферных осадков и солнечных лучей. Заделки КВЭ с эпокси-

дным корпусом конической формы могут быть различных исполнений – КВЭд, КВЭп, КВЭз, ЗЭн (см. рис. 2.9).

Концевая заделка поливинилхлоридными лентами (рис. 2.10, где 1, 4 – броня и оболочка кабеля; 2 – провод заземления; 3 – проволоочные индажи; 5 – поясная изоляция; 6, 11 – бандажи хлопчатобумажной пряжи; 7 – токопроводящая шпала; 8, 15, 19 – бандажи из крученого шпагата; – поясная стаканообразная подмотка; 10 – подмотка жил поливинилхлоридной лентой; 12 – голый участок жилы; 13, 18 – выравнивающие подмотки; 14 – кабельный наконечник; 16 – участок наложения временного бандажа; 17 – заолнитель) 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.

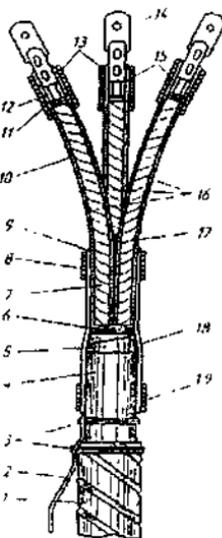


Рис. 2.10

Концевая заделка в резиновых перчатках (рис. 2.11, где 1 – отросток палец); 2 – корпус (тело) перчатки; 3 – отросток для четвертой (нулевой) жилы четырехжильного кабеля) 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 шести размеров для трехжильных кабелей сечением до 240 мм² с изоляцией от напряжений 1 и 6 кВ и пяти размеров для трехжильных кабелей сечением до 185 мм² с изоляцией от напряжения до 1 кВ. Их приклеивают леем 88-14.

Для оконцевания токопроводящих жил кабелей применяют наконечники, присоединяемые опрессовкой, сваркой или пайкой. Наиболее надежной является опрессовка. Алюминиевые жилы сечением 16...240 мм² опрессовывают трубчатыми наконечниками ТА или ТАМ, а медные жилы сечением 4...240 мм² – наконечником Т. Опресовку выполняют с помощью специальных опрессовочных

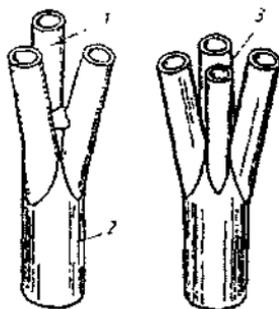


Рис. 2.11

механизмов. При сварке применяют литые наконечники ЛА, а при пайке – медные наконечники серии П.

§ 2.2. Монтаж внутренних электрических сетей

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

Открытая проводка выполняется струнной, тросовой, в короб 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 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 несгораемых строительных конструкций зданий, а также по каналам в них. Исключая 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 должны быть изолированы. Провода в местах выхода из жестких труб и гибких металлических рукавов защищают от повреждений втулками, разрезкой 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 отделяют провод от поверхности слоем несгораемого 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 про-

кладке проводов в стенах, содержащих сгораемые элементы, провода защищают слоем несгораемого материала не менее 10 мм.

Для стационарных электропроводок применяют алюминиевые провода. Использование алюминиевых проводов недопустимо в цепях, где присутствуют вибрации. Там используются провода с медными жилами. Медные провода применяются также в музеях, картинных галереях, библиотеках, архивах и других хранилищах всероссийского 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 эта 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 проводами и кабелями провода 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 несгораемого 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, гид-

различные прессы, строительные монтажные пистолеты, электромагниты, электромотки, бороздофрезы, пороховые колонки, ручные пиротехнические оправки, электрошлифовальные машины, универсальный электрифицированный или пневматический привод, различные тиски, лебедки, тали, механизмы для обработки стальных труб и др.

Для крепления проводок и корпусов электрических аппаратов применяют пластмассовые и металлические дюбели, болты, шпильки, скобы, шурупы, крюки, а также специальные дюбели для строительных монтажных пистолетов (рис. 2.12, где *а* – крепежные элементы с наружной резьбой, *б* – гвоздеобразные; *в* – распорные; *г* – с распорной гайкой).

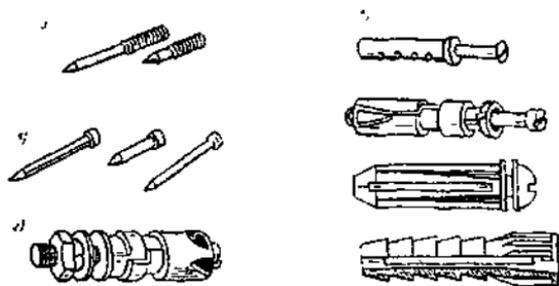


Рис. 2.12

Для упрощения работ по монтажу и снижения стоимости работ, которые крепёжные детали и мелкие изделия (масса до 200 г, опорная поверхность не менее 4 см²) можно приклеивать к ровной поверхности с помощью клея БМК-5.

Основания и приклеиваемые детали должны быть сухими и очищенными от грязи и пыли. Места приклеивания зачищают стальной щёткой, 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 приклеенные детали допускается через 4...5 ч.

Монтаж плоских алюминиевых проводов марок АППВ и АППН имеет ряд особенностей. Их нельзя прокладывать открыто в пожароопасных помещениях, на чердаках и в санузлах и применять во взрывоопасных и особо сырых помещениях, в помещениях с активной агрессивной средой, а также в детских и лечебных учреждениях, спортивных и других общественных сооружениях, клубах и школах.

При открытой прокладке 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 (рис. 2.13, где *а* – перекусывание провода; *б*, *в*, *г* – резание разъединяющей перемычки в проводах; *д* – снятие изоляции; – изготовление колечек). Под изгиб и соединение провода готовятся в соответствии с рис. 2.14 (где *а* – изгибание на ребро; *б* – соединение и отвление проводов).

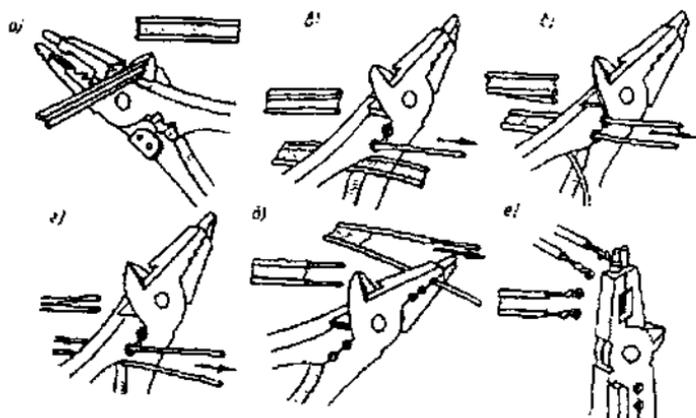


Рис. 2.13

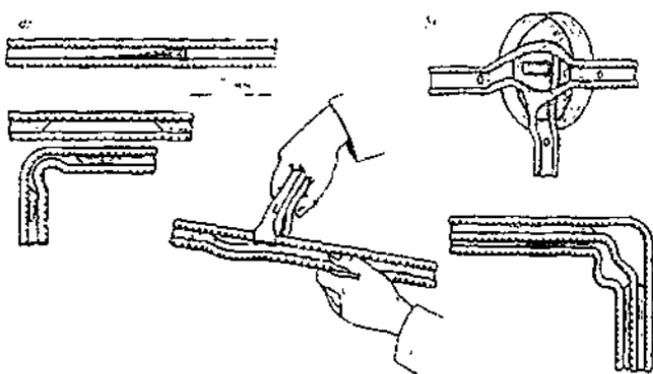


Рис. 2.14

При открытой прокладке проводов применяют малогабаритные пла-

стмассовые коробки. При скрытой проводке используют заделанные стену заподлицо пластмассовые или металлические ответвительные коробки и коробки для установки выключателей и штепсельных розет. 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 концы проводов накладывают дополнительную изоляцию из липкой или льяционной ленты. В местах соединения оставляют запас провода не менее 50 мм.

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

Затяжка проводов выполняется с помощью предварительно затянутой 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. 2.15 (где *а*, *б* – соединения винилпластовых труб соответственно без уплотнения и с уплотнением).

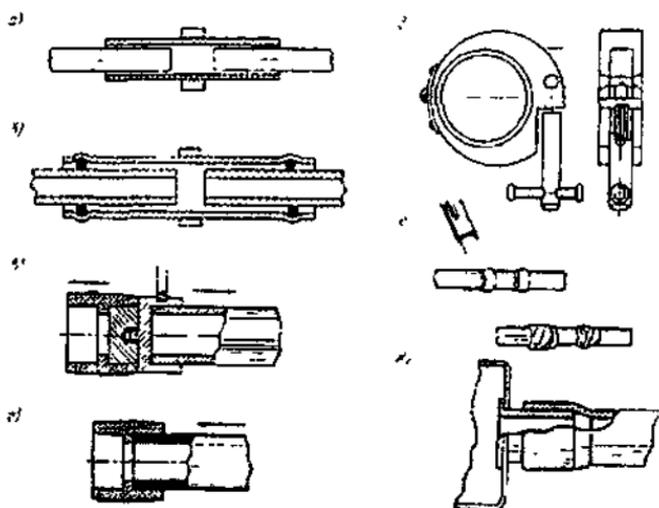


Рис. 2.15

- оплавление конца полиэтиленовой или полипропиленовой трубы и фты на оправке для сварки; *г* – сваренные полиэтиленовые и полипропиленовые трубы; *д* – ограничительный хомут; *е* – соединение полиэтиленовых и полипропиленовых труб горячей посадкой; *ж* – соединение с робкой с помощью раструба).

§ 2.3. Монтаж электрического освещения

Совокупность проводов и кабелей с относящимися к ним крепежами, а также изолирующими, поддерживающими и защитными конструкциями, предназначенными для осветительных установок, называется осветительными электропроводами.

Виды, типы и формы осветительных электропроводок 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* 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 рабочее, местное и аварийное.

Общее освещение обеспечивает в помещении и на рабочих местах

определенную освещенность, соответствующую нормам в зависимости от характера помещения и выполняемых в нем работ.

Местное освещение предназначается для освещения поверхностей только на рабочих местах.

Аварийное освещение выполняется отдельно от рабочего и местного. При нормальном режиме работы сеть аварийного освещения питается от того же щита переменного тока, что и рабочее освещение. При аварийном исчезновении напряжения сеть аварийного освещения автоматически переключается на питание постоянным током от аккумуляторной батареи.

Электротехнические материалы и изделия, применяемые при монтаже осветительных проводов, 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 металлической оболочкой;
- из одного или нескольких изолированных проводов, имеющих общую обмотку или оплетку из изолирующего материала. Изоляция проводов 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 означает 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 его жилы, оплетенные вокруг троса.

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

Монтаж осветительных цепей осуществляется проводом, указанным

овете. Замена допускается по согласованию с проектной организацией условия внесения соответствующего изменения в проектную документацию.

Основные виды осветительных электропроводок:

- открытая прокладка по стенам и под перекрытиями кабелей марок АТ, АВВГ, АНРГ, ВРГ, ВВГ или плоских проводов АПН, АППВ, ППВ (рис. 2.16, где *a* – крепление проводов с помощью полосок с пряжками; *b* – изгиб провода; *в* – ввод проводов в коробку) или проводов АТПРФ, АТФ;

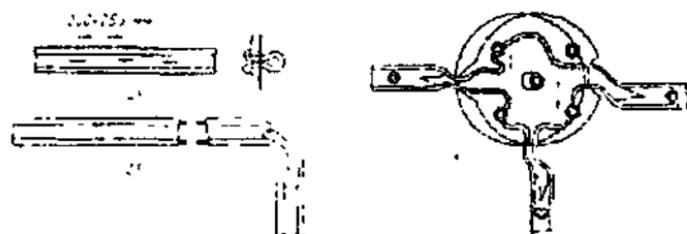


Рис. 2.16

- скрытая проводка в резиновых (жестких) трубках проводами АПВ, ПР, ПВ или без трубок проводами АППВС, АПН;

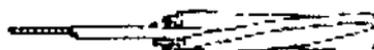


Рис. 2.17

- тросовая прокладка тросовыми проводами АРТ, АВТ-1, АВТ-2 (рис. 2.18) или на струне кабелями АВРГ, ВРГ, АНРГ или проводом АТПРФ (рис. 2.18, где *a* – крепление скобками; *b* – полосками с пряжками);

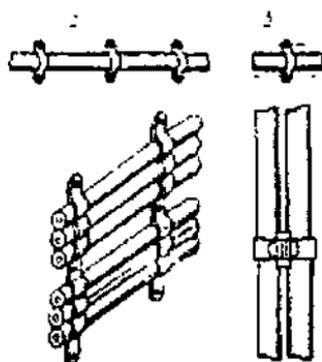


Рис. 2.18

- в стальных трубах проводами АРТ, АПВ, АПРТО, ПР, ПВ, ПРТО (рис. 2.19, где *a* – потолочные опорные конструкции; *б*, *в* – настенные опорные конструкции и кронштейны; *г*, *д* – полухомуты, двухлапковые и однолапковые скобы и накладки для крепления труб к опорным конструкциям);

- в коробах проводами АПР, АПВ, АПРТО или проводами РКГМ, РКС с теплостойкой изоляцией, проводами на роликах или изоляторах –

АПР, АПВ, ПР, ПВ (рис. 2.20, где 1 – прямая секция; 2 – левый угол (УЛ-90°); 3 – левый угол 135° (УЛ-135°); 4 – ответвительная коробка три (КШ) направления).

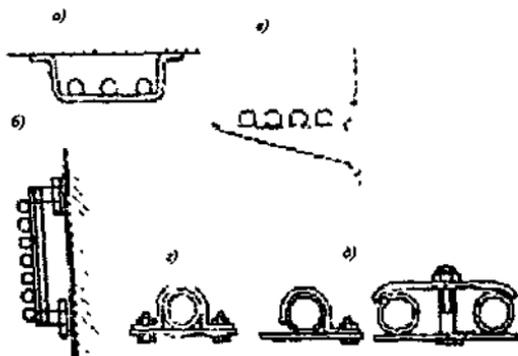


Рис. 2.19

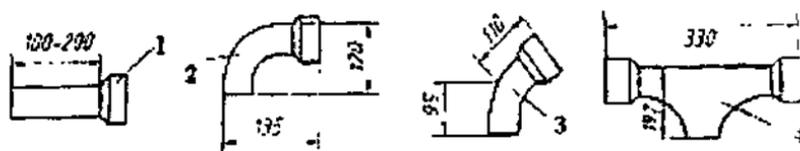


Рис. 2.20

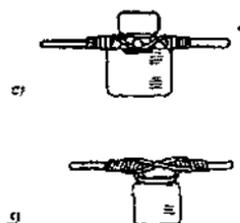


Рис. 2.21

Фарфоровые изоляторы применяются для монтажа неизолированных и изолированных проводов в наружных установках, а также монтажа изолированных проводов в сырых помещениях и в помещениях с химически активной средой (рис. 2.21, где а – крепление на шейке; б – на головке).

Фарфоровые ролики применяются для открытой прокладки изолированных проводов в сухих и влажных помещениях, а также под навесом.

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

Фарфоровые воронки устанавливаются при устройстве вводов в помещения, проходов в сырых помещениях.

Светильники, применяемые для освещения производственных помещений (рис. 2.22, где 1 – ГСМ-500, -1000, -1500, «Астра-11, -12»). УГ

1; 2 – «Астра-22, -23»; 3 – ВО-36; 4 – ППД-100, -200; 5 – ППД-500; 6 – Р-100, -200, -500; 7 – ППО1; 8 – НСПО7; 9 – Н4БН-1501, -15011; 10 – 2Н-3001; 11 – НСОО2-50 (шар); 12 – НСОО2-100 (люцетта); 13, 14 – Л; 15 – ПСМ30А2, ПСМ50А2; 16, 17 – СЗЛ1; 18 – «Лилия-1, -2»; 19 – ОР; 20 – ПВЛМ), должны удовлетворять требованиям ГОСТ-15597.

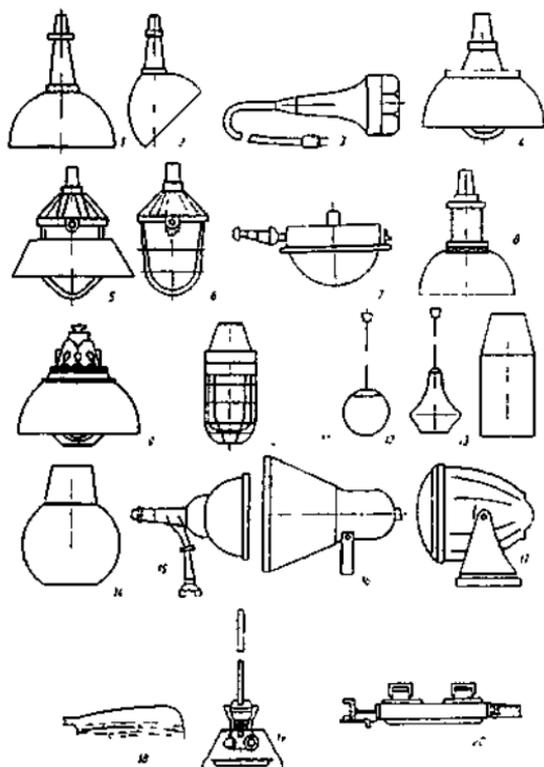


Рис. 2.22

По характеру светораспределения светильники подразделяются на пять групп:

П – прямого света, в которых более 80% светового потока лампы L является в нижнюю полусферу;

Н – преимущественно прямого света ($60\% < L < 80\%$);

Р – рассеянного света ($40\% < L < 60\%$);

В – преимущественно отражённого света ($20\% < L < 40\%$);

О – отраженного света ($L < 20\%$).

По степени защиты от пыли и влаги светильники подразделяются на

три группы, используются те же обозначения IP, что и в § 1.2.

По степени защиты от пыли светильники подразделяются: открытые пыленезащищенные (IP2X), перекрытые пылезащитой (IP5X), пыленепроницаемые (IP6X).

По степени защиты от воды светильники подразделяются: 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 безопасные 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 свисают, а при большей длине заключаются в резиновую трубку.

Плафоны, стенные и потолочные патроны устанавливаются на металлических 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 напряжения от 12 до 220 В мощностью от 15...1500 Вт. Винтовой цоколь лампы имеет резьбу диаметром 27 мм (нормальная резьба Е-27) при мощности лампы до 300 Вт, 40 мм (большая резьба Е-40) при мощности 300 Вт и выше. Лампы большой 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 ЛД (белого света), ЛДЦ (дневного света), ЛХБ (холодно-белого света), ЛТБ (тепло-белого цвета). Лампы ЛБ наиболее экономичны.

В приложении 6 приведены нормы освещенности промышленных предприятий.

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 проложения проводов, установки щитков, выключателей, розеток, осветительной арматуры, пускорегулирующей аппаратуры, прокладки линий троппроводки, установки ответвительных коробок, проходов сквозь стены и междуэтажные перекрытия и заготовительных работ.

Скрытые проводки выполняются в горизонтальном направлении с небольшим уклоном к коробкам.

Крепление скобок для проводов, выключателей, розеток выполняется с помощью дюбелей. Легкие детали могут приклеиваться.

При выборе типа проводки предпочтение отдается скрытой, затем тросовая проводка; открытая проводка стоит на последнем месте.

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

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

Тросовые осветительные проводки просты при монтаже. Они требуют малых затрат, 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, соединяемыми с помощью зажимов или клин к несущему стальному тросу.

Если провод или кабель крепятся к несущему тросу, то такая проводка называется струнной.

В качестве несущего троса применяется стальной оцинкованный кабель диаметром 4,6...6,8 мм.

Крепление кабелей и провода к тросу производится через каждые 1 м. Ответвления и соединение проводов выполняются в коробках, установленных на тросе. Осветительная арматура присоединяется к проводке медным проводом и подвешивается к тросу.

Крепление несущего троса к конструкции здания выполняется с помощью анкеров, крюков, натяжных муфт (талрепов). Натяжение троса производится 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 – в пределах 200...250 мм. Все металлические части тросовой системы, 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 электродвигателя 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 болтах. При прокладке на промежуточных изоляторах провода крепят на шейках изоляторов или в прорезях их головок (см. рис. 2.21).

Легкие изделия (массой до 200 г), имеющие опорную поверхность не менее 4 см², приклеиваются к поверхности клеем БМК-5 (см. § 2.2).

Соединение проводов между собой и с устройствами требует оконцевания жил. Оконцевание жил проводов сечением от 2,5 до 10 мм² выполняется изгибом проводника круглогубцами в кольцо, которое присоединяется к внешнему устройству винтом. Оконцевание алюминиевых жил сечением от 16 до 240 мм² выполняют опрессовкой.

Оконцевание многопроволочных медных жил выполняется в концевых 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...1,7 м от пола, розетки – на высоте 0,8...1,2 м.

Распределительные щитки выполняются встроенными в стену 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.

§ 2.4. Устройство и монтаж заземляющих устройств

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

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 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.

Защитное заземление является основным способом, предотвращающим 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 называется *заземлительным устройством* (рис. 2.23, где *а* – заземление в грунте, не требующем специальной обработки; *б* – в грунте, требующем искусственного повышения проводимости; *в* – соединение заземлителей с стальной полосой);

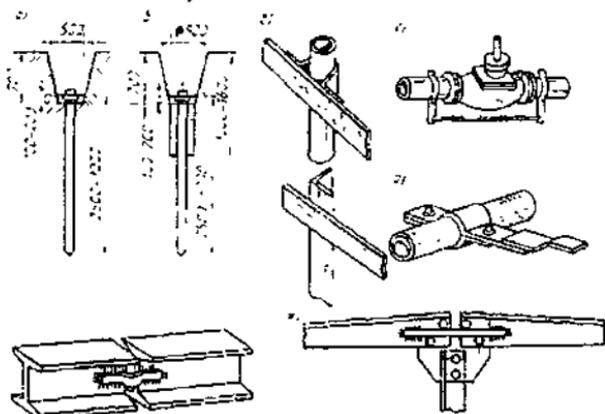


Рис. 2.23

з – устройство перемычки; д – присоединение стальной полосы к трубе комуте; е, ж – соединение двух балок сваркой и болтами соответственно).

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 вверенной сети разрешается использовать рабочие нулевые провода электропроводки (особенно алюминиевые). В условиях агрессивной среды в сельскохозяйственных помещениях 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 цепи нулевого провода сразу же создает опасность, т.к. при этом на корпусах электродвигателей, пускателей, светильников и облучателей создается полное рабочее напряжение сети. Условия безопасности резко ухудшаются, если нулевой провод многократно заземлен внутри здания. Это достигается его открытой прокладкой и присоединением к токопроводящим емникам и нулевым шинам щитков, заземляющие проводники которых присоединяются несколькими выводами к внешнему заземляющему контуру и доступны для осмотра (рис. 2.23,а). При этом 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 кабелей, каркасы шкафов, щитов и другие элементы, подлежащие заземлению согласно ПУЭ. Где это возможно, металлические элементы т.е. соединяют к заземляющей сети, примером которой является схема заземления электрооборудования (рис. 2.23а, где а – схема с выносными контурами заземления; б – с контуром заземления, расположенным во дворе 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), где Кор

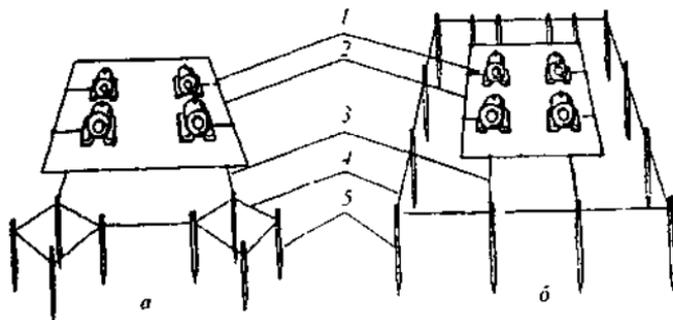


Рис. 2.23а

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

Стальные заземляющие проводники (обычно полосы) крепят к стене с помощью дюбелей или приваривают к закладным деталям либо лазным «сухарям». При этом пользуются инструментами, описанными в 1.2, а также строительно-монтажными пистолетами и приспособлениями, описанными в разд. 2. Далее даны описания приспособлений, применяемых для монтажа внешних заземлителей, закладываемых в грунт. В месте ввода в здание скрытых в земле заземляющих проводников наносят юзнавательные 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 землителем. Для этого по опоре прокладывают заземляющий спуск.

Если соединить металлические части электрооборудования и сети с землителями, расположенными в грунте, т.е. осуществить заземление, 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 расчетом. Сопротивление вертикальных электродов обычно меньше, чем горизонтальных, следовательно, первые экономичнее. Это объясняется тем, что горизонтальные электроды располагают ближе к поверхности земли, и 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 в том при высыхании. Наиболее экономичны глубинные вертикальные электроды, достигающие хорошо проводящих слоев грунта. Размеры и перемычки 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, по которой 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^2 ;

- трубы – толщина стенки не менее 3,5 мм (ввиду дефицита 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^2 при толщине 3 мм, но для магистралей заземления – сечением не ниже 100 мм^2 . 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. соединяются металлические корпуса электроприемников с заземленной нейтральной 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.

Магистралей заземления выполняются из полосовой стали. Заземляющие полосы крепятся непосредственно к стене. В сырых помещениях полосы крепят на опорах на расстоянии не менее 10 мм от стен. Крепление магистралей выполняется через каждые 1,5 м [рис. 2.24, где I – крепление магистралей в сырых помещениях (крепление проводников и токопроводящего (а) и круглого (б) сечений); II – способы прохода через стены и обход

проемов (1 – цемент; 2 – дюбель; 3 – полоса заземления; 4 – труба)].

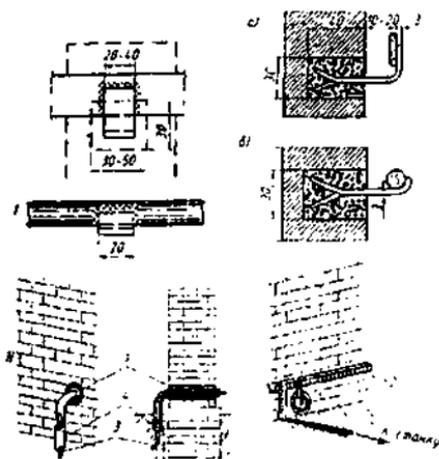


Рис. 2.24

Положение заземляющих полос выверяется при помощи уровня и отвеса. Соединение полос заземления между собой выполняется сваркой нахлестку. 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 – через каждые 100 мм, 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. 2.25, где *a* – присоединение изоляторов при их установке на бетонном основании; *b* – опорных изоляторов при их установке на металлических конструкциях; *в* – бетонных реакторов; *г* – электродвигателей; *д* – заземляющий проводник; *2* – фланец изолятора; *3* – металлическая конструкция; *4* – магистраль заземления; *5* – заземляющий болт; рис. 2.26, где *a* – защитное заземление (зануление) ответвительных коробок и металлических оболочек проводов и кабелей; *б* – корпуса светильников снаружи; *в* – внутри). В осветительных сетях с заземленной нейтралью при использовании нулевого провода для защитного зануления не допус-

кается установка на нулевом проводе рубильников, предохранителей выключателей (исключением является случай, когда защитный проводник отключается вместе с фазным).

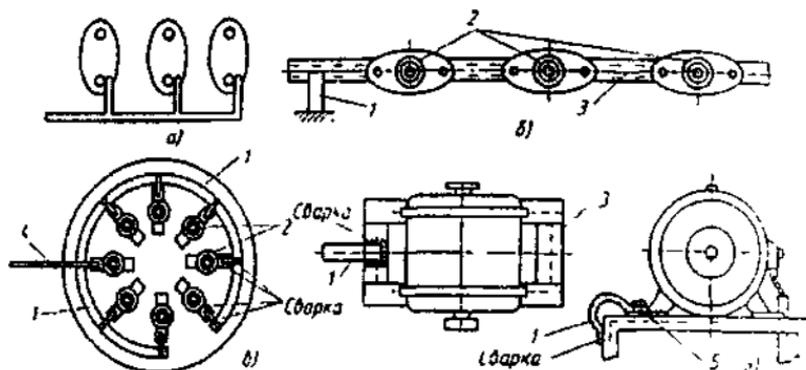


Рис. 2.25

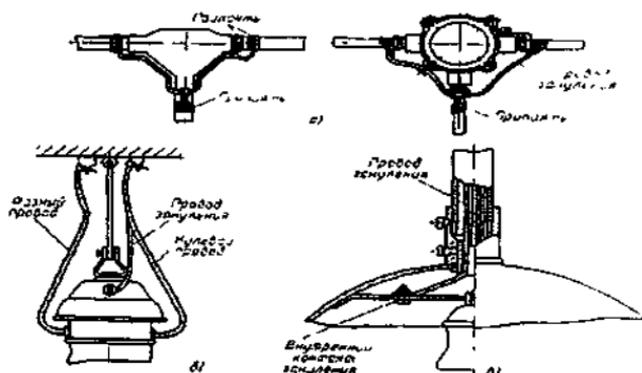


Рис. 2.26

При использовании в качестве заземляющих проводников ст. 57 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 устройства траншеи глубиной 0,8 м, причем расстояние от стен здания до центра траншеи должно быть не менее 2...2,5 м.

В траншее производится заглубление электродов в грунт. В качестве

электродов 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.

§ 2.5. Заземляющие устройства электроустановок

Основной мерой электробезопасности электроустановок является заземление. Сущность этого 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.

Элементами заземляющих устройств 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 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 сильно агрессивных средах в качестве заземляющих устройств не допускается, так как это может усилить коррозию конструкции.

В качестве искусственных заземлителей применяют стальные стержни, водники, 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 целесообразна.

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. 2.27.

В ряде случаев неравномерность распределения потенциалов на поверхности земли вокруг проводника с током создает опасное шаговое напряжение. В этих случаях для выравнивания потенциалов применяют сетчатый 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 увеличивающуюся глубину, соединяя их с основными заземлителями.

Заземляющие проводники предназначены для соединения заземлителя с заземляющими элементами электроустановок. В качестве этих проводников преимущественно используют сталь (круглую или плоскую). Обычно используют круглую сталь диаметром 6–8 мм. Кроме того применяют при открытой прокладке алюминиевые или медные проводники сечением не менее 4–6 мм² (неизолированные) и 1,5–2,5 мм² (изолированные).

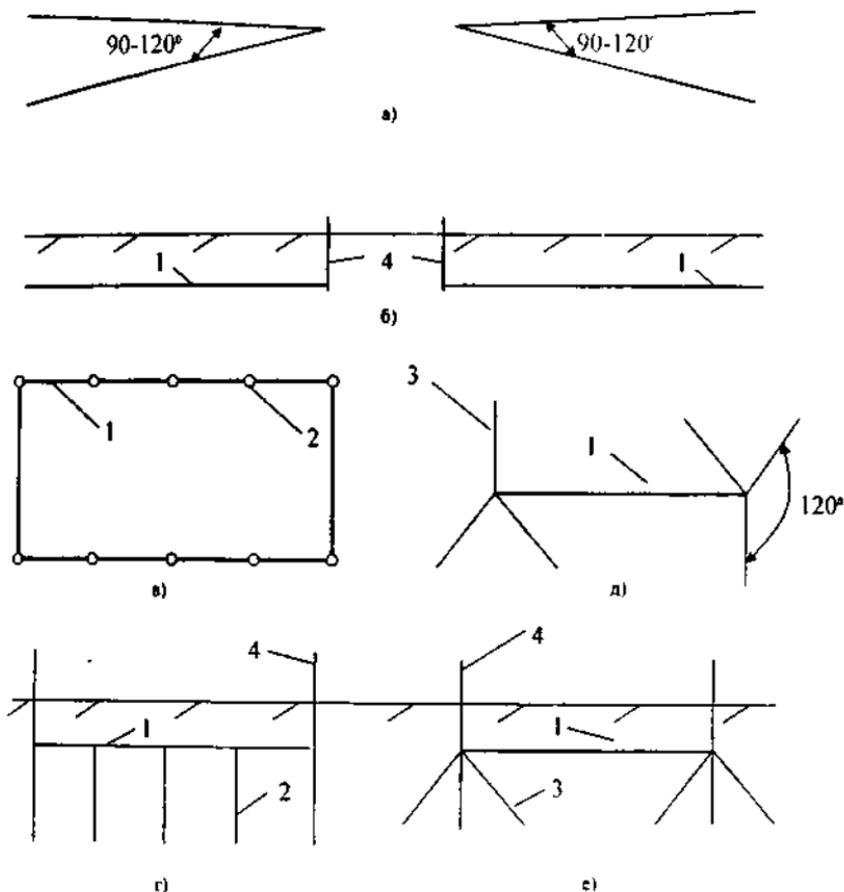


Рис. 2.27

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 участка сети, где произошло КЗ. Разрыв в цепи нулевого провода категорически недопустим, так как при этом на корпусах электроустановки появляется полное рабочее напряжение сети, что приводит к опасности электротравматизма. 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: 25 мм² (сечение нулевых проводов воздушных линий до 1 кВ); диаметр 6 мм (сталь круглая); диаметр 4 мм и сечение 48 мм² (полосовая сталь); толщина полок уголковой стали и стальных труб – 3 мм.

§ 2.6. Расчет заземляющих устройств

2.6.1. Допустимые сопротивления 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.

Согласно ПУЭ, сопротивление заземляющего устройства определяется следующим образом.

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

$$r_z \leq 250 / I_z, \text{ Ом}, \quad (2)$$

где I_z – расчетный ток замыкания на землю,

$$I_z = U_n (l_e + 35l_k) / 350, \text{ А}, \quad (2)$$

где U_n – номинальное напряжение сети, кВ;

l_e, 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.

$$r_z \leq 125 / I_z. \quad (2)$$

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_z должно быть не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных заземлителей $r_{ест}$.

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

а) 8 Ом – при напряжении 220/127В;

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. В этом случае 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 воздушных линий 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 $\rho > 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ допускается увеличение сопротивления заземляющего устройства в $\rho/100$ раз, для остальных систем при $\rho > 500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ допускается увеличение сопротивления в $\rho/500$ раз. В общем случае допускается увеличение сопротивления заземляющего устройства не более чем в 10 раз [11].

2.6.2. 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 , [10].

2. Производят расчет сопротивления растеканию тока вертикальным электродом R_g , Ом:

$$R_g = \frac{0,366 \rho_{\text{расч}} \left[\lg \left(\frac{kl}{d} \right) + 0,5 \lg \left(\frac{4h_{\text{ср}} + l}{4h_{\text{ср}} - l} \right) \right]}{l}, \quad (2)$$

где $\rho_{\text{расч}}$ – расчетное сопротивление грунта, Ом · м;

k – числовой коэффициент вертикального заземлителя:

– для уголкового стержня – 2,1;

– для труб и тонких стержней – 2,0;

l – длина электрода, м;

d – внешний диаметр стержня или трубы, для уголкового стержня – ширина полки, м;

$h_{\text{ср}}$ – глубина заложения электрода, равная расстоянию от поверхности грунта до середины стержня, м.

В случае приближенного расчета R_g определяется следующим образом:

$$R_g \approx \rho / l. \quad (2)$$

3. Определяют удельное сопротивление грунта по табл. П7.1 приложения 7 или путем измерений. Если значение $\rho_{\text{изм}}$ получено измерением, то эту величину необходимо умножить на коэффициент сезонности, зависящий от климатической зоны и приведенный в табл. П7.2, и коэффициент, учитывающий состояние грунта при измерении и приведенный в табл. П7.3. Если измерения проводились при большой влажности грунта, то учитывают коэффициент k_1 , при средней влажности – коэффициент при сухом грунте – коэффициент k_3 .

Расчетное сопротивление грунта определяется по формуле

$$\rho_{\text{расч}} = k_c k \rho_{\text{изм}} = k_c (k_1 + k_3) \rho_{\text{изм}}. \quad (2)$$

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

$$r_{\text{в.но}} = \frac{0,336 \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4h_{\text{ср}} + l}{4h_{\text{ср}} - l} \right)}{\frac{\Delta l_1}{\rho_1} + \frac{\Delta l_2}{\rho_2}},$$

де ρ_1, ρ_2 – удельные сопротивления слоев грунта, Ом·м;

l_1, l_2 – длины частей электрода, находящихся в различных слоях грунта, м [10].

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

$$d_{\text{эк}} = 0,95h, \text{ м.} \quad (2.8)$$

де b – ширина полки уголкового стали, м.

Сопротивление электрода временного заземлительного устройства находится по формуле

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

де 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_z определяется по формуле

$$R_z = \frac{0,366\rho_{\text{р.ст}} \lg \left(\frac{k_\phi l_z^2}{dh} \right)}{l}, \text{ Ом,} \quad (2.10)$$

де l_z – длина горизонтального заземлителя, м;

k_ϕ – 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 в омах приближенно определяют по формуле

$$R_z = 2\rho/l. \quad (2.11)$$

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

а) при глубине заложения $h_{\text{зп}} < D/2$

$$r_z = \frac{\rho}{2\pi^2 D} 2,3 \lg \frac{8D^2}{2dh_{\text{зп}}}, \text{ Ом;} \quad (2.12)$$

б) при глубине заложения $h_{\text{зп}} > D/2$

$$r_a = \frac{\rho}{2\pi^2 D} \left(2,3 \lg \frac{8D}{d} + \frac{\pi D}{2h_{cp}} \right), \text{ Ом}, \quad (2\Gamma)$$

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 эквивалентный радиус в метрах принимается равным

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

где a, b – параметры прямоугольника, м.

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

$$r_{пл} \approx \frac{\rho}{4\sqrt{ab}}, \text{ Ом}. \quad (2\text{Е}}$$

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

$$r_{пл} \approx \frac{\rho}{4a}. \quad (2\text{Ж}}$$

5. Определяют сопротивление искусственного заземлителя:

$$r_{иск} = \frac{r_1 r_{ест}}{r_{ест} - r_1}, \text{ Ом}, \quad (2\text{З}}$$

где $r_{ест}$ – сопротивление естественного заземлителя, Ом.

Когда естественный заземлитель не используется, принимают $r_{иск} = r_1$.

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

$$r_{иск} = r_1. \quad (2\text{И}}$$

При использовании естественных заземлителей сопротивление искусственного заземлителя рассчитывается следующим образом:

$$r_{иск} = \frac{r_3 r_n j r_{есм}}{r_n j r_{есм} - k_{зкр} (r_{n3} + r_{исл})}, \quad (2.19)$$

де r_{n3} – полное эквивалентное сопротивление повторных заземлителей, Ом.

Рассмотрим случай, когда протяженный одиночный заземлитель в виде провода проложен параллельно уровню грунта (над или под ним) и 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:

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

де x_{np}'' – внутреннее индуктивное сопротивление проводника, Ом/км (в практических расчетах сопротивления свинцовой оболочки кабеля значением x_{np}'' чаще пренебрегают);

r_0 – радиус проводника, м;

f – частота промышленных установок, Гц.

6. Определяют теоретическое число вертикальных заземлителей:

$$n_m = \frac{R_g}{r_{иск}}, \quad (2.21)$$

де R_g – числовое значение вертикального заземлителя, определяемое по формуле (2.4); $r_{иск}$ – требуемая величина сопротивления З.У. согласно ПУЭ (п. 1.2.3).

7. В зависимости от числа вертикальных заземлителей и отношения a по кривым рис. 2.28 определяют коэффициенты экранирования вертикальных k_{zv} (рис. 2.28,а) и горизонтальных k_{zh} (рис. 2.28,б) стержневых заземлителей и полосы связи. При этом $a = L/n$ – расстояние между стержнями заземляющего контура, м.

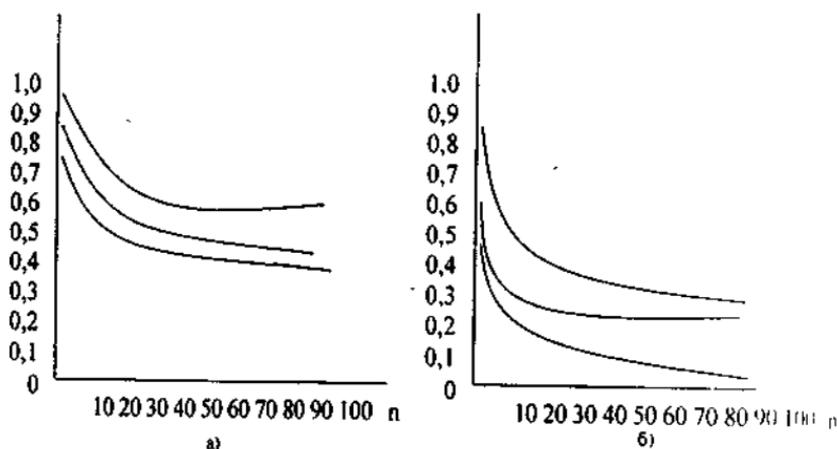


Рис. 2.28

8. Действительное число стержней с учетом полосы связи n определяется по выражению

$$n_0 = \frac{R_0 k_{\Sigma}}{k_{\Sigma} \begin{pmatrix} 1 & 1 \\ r_{\text{сск}} k_{\Sigma} & R_0 \end{pmatrix}} \quad (2.22)$$

Если по результатам расчетов получается, что $n_0 \leq n_m$, то принимают число вертикальных стержней равным n_m . Если $n_0 > n_m$, то принимают число стержней равным n_0 .

9. Определяют значение коэффициентов экранирования вертикальных и горизонтальных заземлителей при значении a и уточненном значении n_0 .

10. Проводят поверочный 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 присоединен трансформатор собственных нужд напряжением 10/0,4 кВ со схемой соединения обмоток Y/Y, нейтраль которого присоединяют к контуру заземления

одстанции. Заземляющий контур выполняют в виде прямоугольника 0×13 м. Удельное сопротивление грунта ρ , измеренное в дождливый период осени, составляет $60 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

Решение

Общая длина электрически связанных воздушных линий напряжением 10 кВ :

$$L_0 = 44 + 53 + 38 = 135 \text{ км.}$$

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), равен:

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

Из условия известно, что к общему контуру заземления присоединяют нейтраль трансформатора собственных нужд. Следовательно, сопротивление не должно превышать 4 Ом . Принимаем для расчета $r_n = 4 \text{ Ом}$. 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 40×4 мм.

Расчетное сопротивление грунта с учетом коэффициентов сезонности $k_c = 1,65$ и $k_f = 1,15$ (прил. 7, табл. П7.1):

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

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

$$R_0 = 0,366 \rho_{\text{расч}} \left(\lg \frac{2,1l}{d} + 0,5 \lg \frac{4h_{\text{ср}} + l}{4h_{\text{ср}} - l} \right) / l =$$

$$= 0,366 \cdot 120 \left(\lg \frac{2,1 \cdot 2,5}{0,05} + 0,5 \lg \frac{4 \cdot 1,95 + 2,5}{4 \cdot 1,95 - 2,5} \right) / 2,5 = 39 \text{ Ом.}$$

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

$$R_2 = 0,366 \rho_{\text{расч}} \lg \left(\frac{2l^2}{dh} \right) / l = 0,366 \cdot 430 \lg \left(\frac{2 \cdot 66^2}{0,44 \cdot 0,82} \right) / 66 = 13,2 \text{ Ом.}$$

Теоретическое число уголков:

$$n_m = R_n / r_n = 39 / 4 \approx 10.$$

Расстояние между уголками:

$$a = l / n_m = 66 / 10 = 6,6 \text{ м.}$$

При $n = 10$ и $a/l = 6,6 / 2,5 = 2,64$ находим по кривым рис. 1 $k_{30} = 0,73$ и $k_{32} = 0,55$ и определяем действительное число уголков

$$n_0 = R_0 k_{32} \left(\frac{1}{r_2 n_2} - \frac{1}{R_2} \right) / k_{30} = 39 \cdot 0,55 \left(\frac{1}{4 \cdot 0,55} - \frac{1}{13,2} \right) \cdot 0,73 = 11,2$$

Принимаем к монтажу 12 уголков и выполняем поверочный расчет:

При $n = 12$, $a = 66 / 12 = 5,5 \text{ м}$, $a/l = 5,5 / 2,5 = 2,2$, $k_{30} = 0,5$ расчетное сопротивление равно:

$$r_{расч} = \frac{R_0 R_2}{R_2 n k_{30} + R_0 k_{32}} = \frac{39 \cdot 13,2}{13,2 \cdot 12 \cdot 0,7 + 39 \cdot 0,5} = 3,92 \text{ Ом} \approx 4 \text{ Ом}$$

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, в соответствии с ПЭУ намечено выполнить шесть поворотных стержней нулевого провода. Удельное сопротивление грунта, измеренное при нормальной влажности, равно: $\rho_{изм} = 120 \text{ Ом} \cdot \text{м}$. Заземляющий контур из стержней 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 $I_3 = 8 \text{ А}$.

Решение

Определяем расчетное сопротивление грунта для стержневых заземлителей:

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

Сопротивление вертикального заземлителя из круглой стали

$$\begin{aligned} R_0 &= 0,366 \rho_{расч} \left(\lg \frac{2l}{d} + 0,5 \lg \frac{4h_{cp} + l}{4h_{cp} - l} \right) / l = \\ &= 0,366 \cdot 138 \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{0,012} + 0,5 \lg \frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5} \right) / 5 = 31,2 \text{ Ом.} \end{aligned}$$

Сопротивление повторного заземлителя R'_n , не должно превышать

0 Ом при $\rho = 100$ Ом·м и ниже.

При $\rho > 100$ Ом·м допускается принимать:

$$R'_{n,3} = \frac{30\rho}{100} = \frac{30 \cdot 138}{100} \approx 41 \text{ Ом.}$$

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

Общее сопротивление всех шести повторных заземлителей:

$$r_{n,3} = \frac{R_{n,3}}{n} = \frac{R_n}{n} = \frac{31,2}{6} = 5,2 \text{ Ом.}$$

где $R_{n,3}$ – сопротивление одного повторного заземлителя, Ом.

Определяем расчетное сопротивление заземлителя нейтрали трансформатора с учетом повторных заземлений:

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

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

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

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

Определяем теоретическое число стержней:

$$n_m = \frac{R_n}{r_{\text{иск}}} = \frac{31,2}{10} = 3,12.$$

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

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

Определяем сопротивление полосы связи:

$$R_2 = 0,366 \rho_{\text{расч}} \lg \left(\frac{2l^2}{dh} \right) // l = 0,366 \cdot 300 \lg \left(\frac{2 \cdot 20^2}{0,04 \cdot 82} \right) / 20 = 24,2 \text{ Ом,}$$

где $\rho_{\text{расч}} = 2,5 \cdot 1 \cdot 120 = 300$ Ом·м (прил. 7, табл. П7.2 и П7.3) при $n = 4$ и $ll = 5/5 = 1$, $k_{30} = 0,69$ и $k_{32} = 0,45$.

Действительное число стержней:

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

Принимаем $n_d = 4$.

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

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

и для выполнения заземления нужно было бы использовать шесть стержней.

11. Определяют расчетное сопротивление заземляющего устройства

$$r_{расч} = \frac{R_g}{n_d k_{эв}}. \quad (27)$$

Если в результате получилось, что $r_{расч} \leq r_{иск}$, то расчет считается выполненным. Если же получилось $r_{расч} > r_{иск}$, то увеличиваем количество стержней до тех пор, пока $r_{расч}$ не станет равным $r_{иск}$ или не будет меньше этого значения.

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

$$I_z = I_{отс}^{(1)} - I_{отс}. \quad (28)$$

Термическая устойчивость проверяется по формуле

$$S \geq 1,2 I_z \sqrt{\rho_{расч} t_{пр}}, \quad (29)$$

где $t_{пр}$ – приведенное время КЗ, с.

Для уголкового стали

$$S = 2\pi(B + b - d), \quad (30)$$

для круглой стали

$$S = n\pi d, \quad (31)$$

где n – число заземлителей;

B, b – параметры полок уголкового стали, м.

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

$$F = \frac{I_{\infty}}{C \sqrt{t_{пр}}}, \quad (32)$$

ϵ – термический коэффициент (для стали $\epsilon = 70$)

14. Определяют коэффициент использования заземлителей η как отношение проводимости заземлителя в целом к суммарному значению проводимостей отдельных электродов:

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

G – проводимость заземлителя;

r_3 – сопротивление заземлителя, Ом;

g_0 – проводимость отдельного электрода;

r_{om} – 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

$$R_{2z} = \frac{r_z}{k_{zx}}; \quad (2.30)$$

б) для вертикальных электродов

$$R_{2z} = \frac{r_0}{k_{z0} n}; \quad (2.31)$$

в) для горизонтальных электродов в ряду из вертикальных

$$R_{2z} = \frac{r_z}{k_{zp}}; \quad (2.32)$$

г) для горизонтальных электродов в контуре из вертикальных

$$R_{2z} = \frac{r_z}{k_{zx}}; \quad (2.33)$$

r_z – сопротивление соединительной полосы, Ом;

r_0 – сопротивление одного вертикального электрода, Ом;

$k_{zx}, k_{z0}, k_{zp}, k_{zx}$ – коэффициенты использования групп заземлителей соответственно горизонтальных, вертикальных, горизонтальных в ряду из вертикальных и горизонтальных в контуре из вертикальных.

В табл. П7.4 – П7.7 прил. 7 приведены значения коэффициентов использования.

Иногда для воздушных линий большой протяженности применяют называемые лучевые заземлители, представляющие собой заземлите-

ли из круглой или полосовой стали, укладываемой в грунт на глубину 0,5 – 0,8 м в форме расходящихся лучей. Сопротивление растеканию такой формы заземлителей рассчитывается так:

$$R_n = \frac{r_n}{k_n n_n}, \quad (9)$$

где r_n – сопротивление растеканию тока луча. Ом,

k_n – коэффициент использования заземлителя;

n_n – число лучей.

Оптимальные значения коэффициентов берутся из табл. 1178 приложения 7.

2.6.3. Сложные заземляющие устройства

Заземляющие устройства, расположение которых имеет сложную структуру, принято называть сложными заземлителями. В процессе расчета их заменяют квадратной расчетной моделью с площадью S и средней длиной L_2 горизонтальных проводников, числом n вертикальных электродов, имеющих длину l_0 , и глубиной заложения h . Считается, что модель двухслойная, с неоднородной землей, т.е. с различными сопротивлениями верхнего ρ_1 и нижнего ρ_2 слоев толщиной h каждого. Однако эта неоднородная двухслойная модель с удельными сопротивлениями ρ_1 и ρ_2 должна быть приравнена к однородной с эквивалентным сопротивлением ρ_3 . Моделью такого заземлителя может служить металлическая сетка из взаимно пересекающихся стальных полос с вертикальными электродами с площадью S , эквивалентным сопротивлением ρ_3 с площадью квадрата \sqrt{S} [9,10,11].

Исследования показали, что:

- полное сопротивление растеканию тока такого рода заземлителя зависящее в основном от площади, занимаемой заземлителем, и от его 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 потенциалов;
- вертикальные электроды длиной более 5 м снижают не только сопротивление заземлителя, но и улучшают выравнивание потенциалов поверхности грунта.

2.6.4. Расчет сложного заземлителя

Полное сопротивление сетки прямоугольной формы площадью S и отсутствии вертикальных электродов в двухслойной земле с удельными сопротивлениями ρ_1 и ρ_2 определяется из выражения

$$R_1 = 0,866 \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k + \frac{\rho_1}{L}, \quad (2.35)$$

L — полная длина проводников;

g — отношение, учитывающее глубину заложения электродов и площадь:

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

Отношение $(\rho_1 / \rho_2)^k$ 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 мало, а при условии $H / \sqrt{S} \geq 1$ можно предположить, что грунт однородный.

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

$$R_2 = 0,433 \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k + \frac{\rho_1}{L + nl_e}, \quad (2.37)$$

$$g = \frac{2H}{\sqrt{S} + nl_e};$$

$$l_e = l_1 + l_2 \frac{\rho_1}{\rho_2};$$

n — число вертикальных электродов.

Значения l_1 и l_2 вертикального проводника в двухслойной земле показаны на рис. 2.29.

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

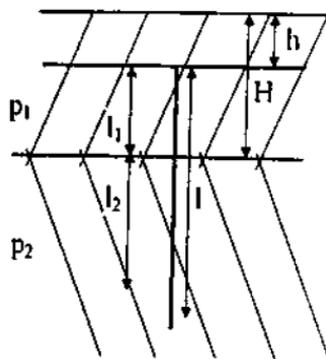


Рис. 2.29

2.6.5. Расчет напряжения прикосновения и напряжения шага

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

$$\frac{U_{\max}}{\varphi_3} = \alpha_n; \quad (2)$$

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

$$\frac{R_u}{R_u + 1,5\rho_0} = \beta_n; \quad (2)$$

$$\frac{R_u}{R_u + 6\rho_0} = \beta_{ш}; \quad (2)$$

$$U_n = I_3 R_s \alpha_n \beta_n; \quad (2)$$

$$U_{ш} = I_3 R_s \alpha_{ш} \beta_{ш}; \quad (2)$$

где R_u – удельное сопротивление грунта, определяемое по табл П приложения 7.

Коэффициент напряжения прикосновения α_n может быть вычислен приближенно для заземлителей в виде сетки с равномерно распределенными проводниками и с дополнительными вертикальными электродами

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

где a – расстояние между вертикальными электродами в метрах, равное

$$a = P/N, \quad (2.45)$$

где P – периметр сетки, м;

M – функция отношения ρ_1/ρ_2 , значения которой приведены в табл. П.7.9 приложения 7.

Коэффициент напряжения прикосновения α_n , а следовательно, и напряжение прикосновения зависят от конструкции сетки, т.е. при использовании сетки с неравномерным распределением проводников напряжения сопротивления и напряжение шага уменьшаются до допустимых значений даже при самых тяжелых условиях.

Расчет сложного заземлителя дается ниже в примерах 2.3 и 2.4.

Пример 2.3

Расчитать заземлитель (рис. 2.30) для РУ 220 кВ в эффективно заземленной сети при следующих условиях: $A = 10000 \text{ м}^2$; $L = 1200 \text{ м}$; $l = 20 \text{ м}$; $N = 20$; $h = 0,5 \text{ м}$; $\rho_1 = 300 \text{ Ом м}$; $H = 2 \text{ м}$; $l_1 = 5200 \text{ А}$.

Определяем сопротивление заземлителя:

$$R_1 = 0,433 \frac{\rho_2}{\sqrt{A}} \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L + Nl_e} = 0,433 \frac{100}{100} \left(\frac{300}{100} \right)^{0,00032} + \frac{300}{1200 + 20 \cdot 57} =$$

$$= 0,571 \text{ Ом},$$

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

$$g = 2H / (\sqrt{A} + Nl) = 2 \cdot 2 / (100 + 20 \cdot 57) = 0,00032.$$

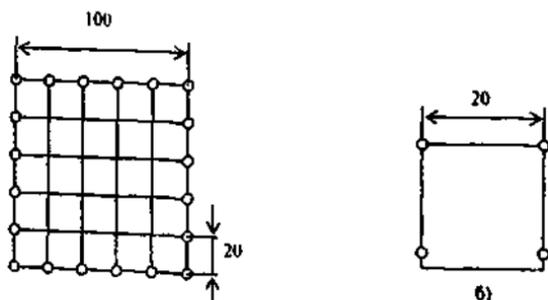


Рис. 2.30

Определяем коэффициент α_n :

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

Определяем коэффициент β_n :

$$\beta_n = \frac{R_u}{R_u + 1,5l\rho_1} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 300} = 0,69.$$

Определяем напряжение прикосновения:

$$U_n = I_3 R_3 \alpha_n \beta_n = 5200 \cdot 0,571 \cdot 0,218 \cdot 0,69 = 427 \text{ В.}$$

Допустимое напряжение при $t = 0,15$ с оставляет 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 сопротивлением 0,571 Ом не отвечает требованиям первой нормы. Но расчет по второй норме показывает, что он удовлетворяет условиям безопасности при токе, не превышающем $I_3 = 5200 \text{ А.}$

Пример 2.4

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

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

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

Определяем коэффициент α_n :

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

Определяем коэффициент β_n

$$\beta_n = \frac{R_u}{R_u + 1,5l\rho_1} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 300} = 0,69.$$

Определяем напряжение прикосновения:

$$U_n = I_3 R_3 \alpha_n \beta_n = 20 \cdot 3,18 \cdot 0,49 \cdot 0,69 = 21,5 \text{ В.}$$

Допустимое напряжение оставляет 36 В.

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

Контрольные вопросы

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 голых 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?

ТЕМА 3. МОНТАЖ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И ТРАНСФОРМАТОРОВ

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.

§ 3.1. Инженерная подготовка монтажа электрического и электромеханического оборудования

Способы монтажа разнообразны ввиду большого диапазона мощностей, конструктивных решений, типов и форм исполнения оборудования. В России функционируют специализированные организации по производству электромонтажных работ, действующие по договорам подряда заказчиком. Монтажные организации занимаются монтажными, пусконаладочными работами, разработкой научно-технических проектов и 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 т.д., подлежащие изготовлению на заводах и в монтажно-заготовительных мастерских.

В процессе подготовки к монтажу необходимо обеспечить

- комплектование и своевременную доставку на объекты монтажно-технических ресурсов;
- контроль за поступлением материалов и комплектующих изделий;

- контроль за своевременным исполнением заказов, а также за 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 (схем 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. Технологические карты содержат 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».

Электромонтажные работы выполняются в два этапа: 1) подготовительные; 2) электромонтажные. Перед началом работ на объекте проводятся:

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

Общие требования ко всем помещениям для электрооборудова-

ния: помещение должно быть сухим, светлым, прохладным, чистым, свободным от пыли и паров; должно давать возможность внести оборудование при монтаже и вынести его при демонтаже. К началу монтажа 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. Фундамент должен быть массивным, чтобы воспринимать статические и динамические нагрузки от работающего оборудования, не допуская сдвигов и вибраций при его работе. Строители должны нанести на фундаменты их главные (продольную и поперечную) оси и отметку верхней поверхности фундамента относительно нулевого репера.

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

Затем приступают к разметке главных осей фундамента. Для этого используются оседержатели (рис. 3.1, где 1 – стойка; 2 – груз; 3 – скоба; 4 – гайка; 5 – несущий ролик; 6 – струна; 7 – нитка; 8 – отвес; 9 – осевая плашка), состоящие из стойки 1 и закрепленной

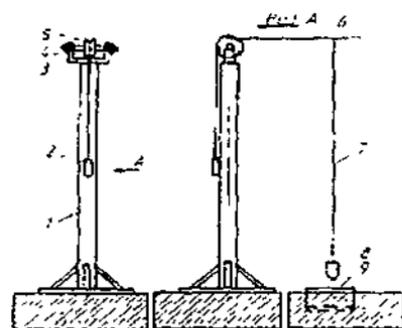


Рис. 3.1

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, где А-А – главная продольная ось; В-В – главная поперечная ось. 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, где 1 – ниша; 2 – фундамент; 3 – фундаментный болт; 4 – фундаментная плита; 5 – цементная подливка; 6 – колодец; 7 – анкерная плитка), а также правильность их выполнения и расположения по отношению к главным осям.

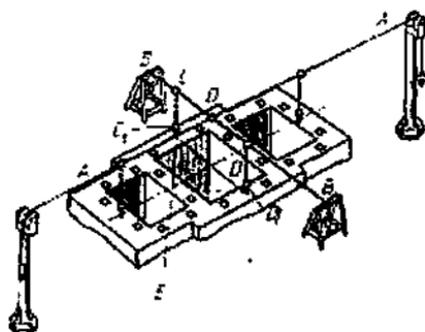


Рис. 3.2

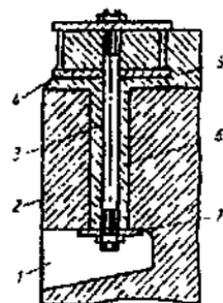


Рис. 3.3

Горизонтальность фундаментов определяется с помощью уровня или нивелира.

§ 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

$$R_{из} \geq \frac{K_n U_n}{1000 + 0,01 S_n}, \quad (3)$$

где U_n – номинальное напряжение электрической машины, В; S_n – ее номинальная мощность, кВт·А (кВт); K_n – поправочный коэффициент, учитывающий зависимость сопротивления изоляции от ее температуры t

T_n	75	70	60	50	40	30	20	10°C;
K_n	1,0	1,2	1,7	2,4	3,4	4,7	6,7	9,4.

Сопротивление изоляции обмоток низковольтных ($U_n < 1000$ 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) polarization может происходить в течение десятков минут, поэтому для характеристики изоляции используется коэффициент абсорбции

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

где R_{60} и R_{15} – сопротивления изоляции через 60 и 15 секунд соответственно.

Чем больше коэффициент абсорбции, тем выше качество изоляции. Для хорошей изоляции $K_{аб} \geq 1,3$ 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, где *а* – сушка током от постороннего источника; *б*, *в* – сушка индукционным способом; 3.5, *б*, где *а* – сушка непосредственно нагревом тёплым воздухом; *б* – методом индукционных потерь; *в* – методом потерь в обмотках; *г* – токами короткого замыкания). Создаваемое переменное магнитное поле вызывает нагрев обмоток, за счет чего и происходит их сушка.

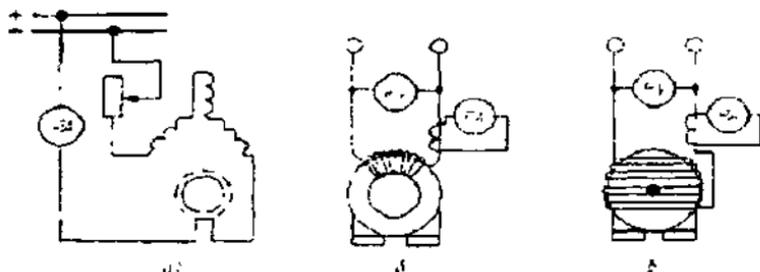


Рис. 3.4

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, где *а* – подключение синхронных машин; *б* – машин постоянного тока. В последнем случае ротор машины вращается с номинальной скоростью от постороннего двигателя.

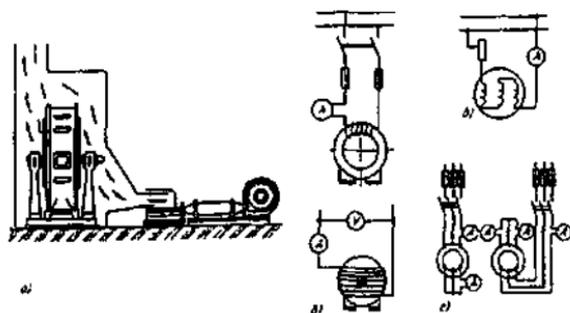


Рис. 3.5

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.

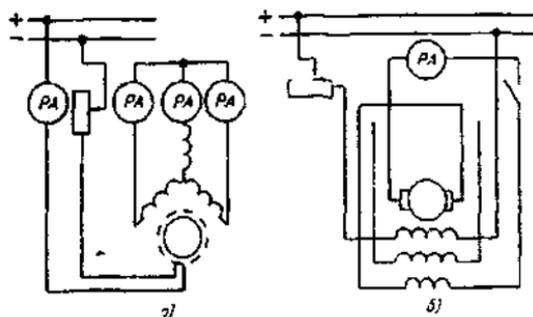


Рис. 3.6

При сушке обмоток контролируют их температуру. Она не должна превышать $90...95^{\circ}\text{C}$ 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 измеряют сопротивление изоляции. В процессе нагрева оно сначала может даже уменьшаться из-за выпаривания 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.

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

Для определения возможности включения трансформатора

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.

Метод позволяет определить даже незначительное увлажнение. В этом случае оценка производится по значению прироста емкости ΔC 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_u приведены в табл. 3.1.

Таблица 3.1

$T_u, ^\circ\text{C}$	$\text{tg } \delta, \%$	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.

Для контрольной подсушки высоковольтных (110...750 кВ) трансформаторов разработан метод низкотемпературной обработки изоляции, основанный на интенсивном удалении паров воды из твердой изоляции при помощи низкотемпературной ловушки паров в условиях глубо-

кого вакуума. Оптимальная интенсивность испарения достигается при температуре от -70 до -80°C на поверхности ловушки. В качестве хладагента для ловушки используется смесь сухого азота с ацетоном. Ловушка 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 $70\dots 80^{\circ}\text{C}$.

Сушка изоляции трансформатора без масла применяется тогда, когда изоляция сильно увлажнена, на активной части трансформатора, на баке обнаружены следы воды, состояние изоляции существенно ниже 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, где 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 тропеи) 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 стали бака и, следовательно, его нагрев.

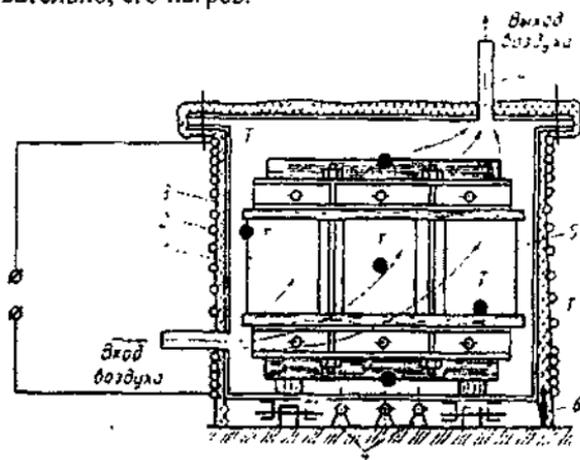


Рис. 3.7

Сушка продолжается до прекращения выделения влаги в охлаждающей колонке, присоединенной к вытяжной трубе (на рис. 3.7 не показана), и достижения характеристиками изоляции нормированных значений, которые должны поддерживаться в течение 6...8 часов. 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:

- соответствия машины ее проектной документации;
- комплектности машины и сохранности крепежных деталей;
- 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 (рис. 3.8, раздвижной щуп) и клиновых (рис. 3.9, где *a* - специальный, *b* - клиновой щупы; 1 - ноннус; 2, 3 - клинья; 4 - стержни; 5 - обойма; 6 - движок; 7 - указатель) щупов.

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.

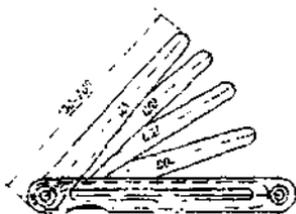


Рис. 3.8

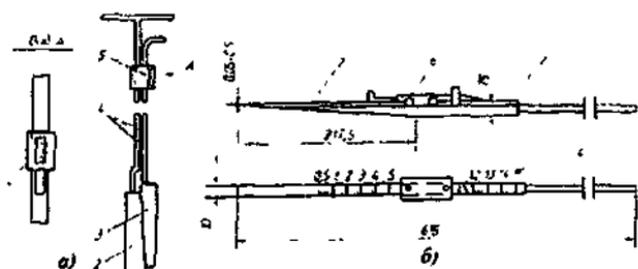


Рис. 3.9

Монтаж машин малой и средней мощности. Машин небольшой мощности соединяют с приводным механизмом с помощью муфт личного типа и зубчатых, ременных или фрикционных передач. Рис. 3.10 показаны часто встречающиеся типы муфт (*а* – соединительная; *б* – жесткая поперечно-свертная муфта; *в* – зубчатая; *г* – полужесткая зубчато-пружинная; *д* – упругая втулочно-пальцевая; *1, 2* – полумуфта; *3* – точный болт; *4* – шпонка; *5, 7* – ступица; *6* – зубчатый венец; *8* – точная пружина; *9* – зубья; *10* – кожух; *11* – палец-болт; *12* – колышайба; *13* – разрезное кольцо).

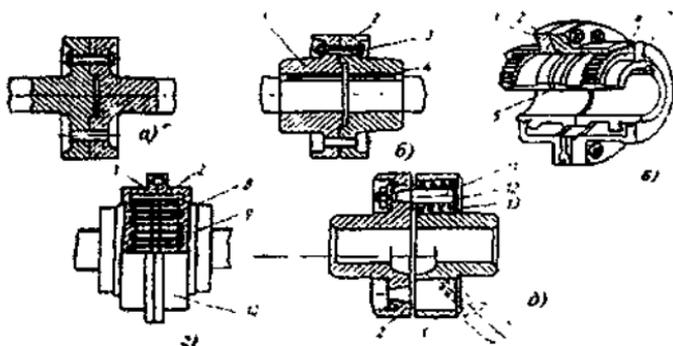


Рис. 3.10

При соединении с помощью муфт на концы валов соединяемых машин насаживают полумуфты, предварительно проверив цилиндричность и соответствие наружного диаметра конца вала машины и внутреннего диаметра полумуфты с помощью измерительных скоб (рис. 3.11, *а* – скоба с отсчетным устройством; *б* – определение посадочных разностей конца вала: *1, 5* – подвижная и переставная пятки; *2* – отсчетное устройство; *3* – корпус; *4* – теплоизоляционная накладка; *6* – места измерения нутромеров (рис. 3.12, где *а* – микрометрический нутромер; *б* – опре-

ние им посадочных размеров конца вала; 1 – измерительный наконечник; 2 – удлинитель; 3 – труба; 4 – микрометрическая головка; 5 – полумуфта; 6 – нутромер). Величина натяга при посадке указывается на чертеже, а сама посадка осуществляется в горячем состоянии.



Рис. 3.11

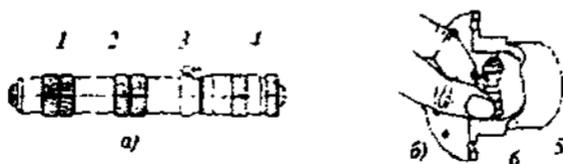


Рис. 3.12

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 (центровка валов с помощью радиально-осевых скоб, где 1, 6 – внутренняя и наружная скобы; 2, 3 – полумуфты; 4, 7 – болты; 5 – хомут), рис. 3.14 (центровка валов способом «обхода одной точкой», где 1, 6 – валы; 2 – скоба; 3, 5 – полумуфты; 4 – измерительный болт; 7 – щуп) и рис. 3.15 (приспособления с ленточным (а) и электромагнитным (б) прижимами, где 1, 6 – полумуфты; 2, 3 – индикаторы; 4 – держатель; 5 – измеритель-

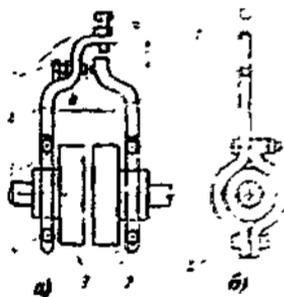


Рис. 3.13

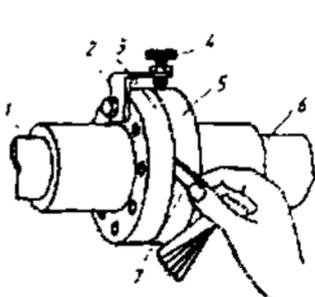


Рис. 3.14

ный стержень, 7 – натяжное устройство, 8 – стальная лента; 9 – электрмагнит).

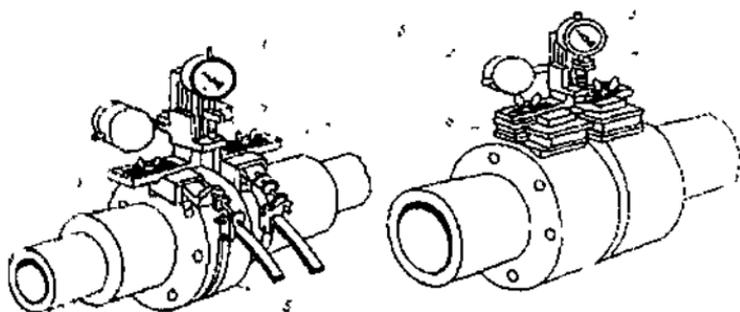


Рис. 3.15

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 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 полушестерни между собой.

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

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

После закрепления электрической машины на фундаменте ее корпус заземляется.

Монтаж машин большой мощности. Особенность монтажа крупных электрических машин при большой длине L ротора под действием его веса P происходит прогиб вала в вертикальной плоскости. Поэтому плоскости полушестерни оказываются расположенными под углом друг к другу, как показано на рис. 3.16, а.

Центровка валов заключается в установке общей линии, представляющей в вертикальной плоскости плавную кривую (рис. 3.16, б) и в горизонтальной – прямую линию. Торцы сопрягаемых полушестерней

фланцев) устанавливаются параллельно, а осевые линии валов должны быть продолжением одна другой. Это достигается путем установки прокладок под лапы корпуса. Угол наклона проверяется по уровню.

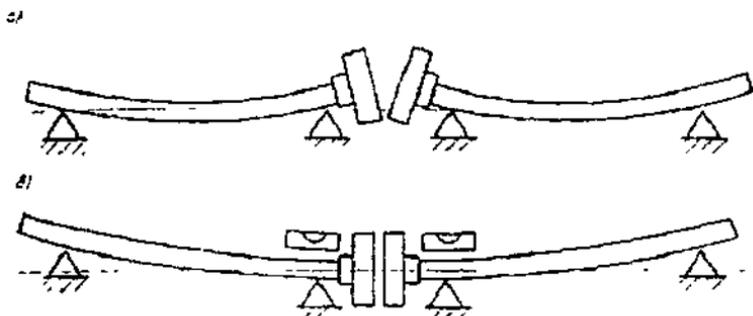


Рис. 3.16

§ 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, где *a* – гладкий бак; *б* – ребристый; *в* – трубчатый; *г* – с радиаторами. *д* – с верхним разъемом; *е* – усиленный с несущей балкой), демонтируемой на время транспортирования. Бак закрывают «транспортной» крышкой, которая заменяется во время монтажа.



Рис. 3.17

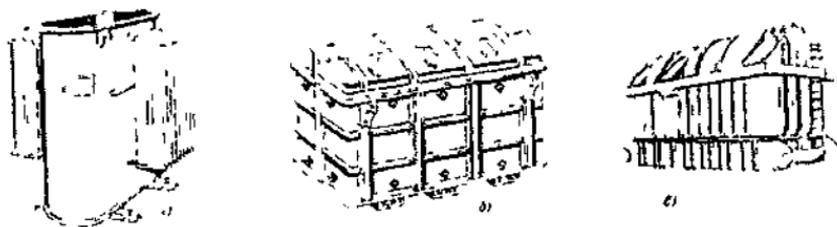


Рис. 3.17 (окончание)

При транспортировке железнодорожным транспортом боковые и верхние поверхности трансформаторов придают форму железнодорожного габарита.

До начала монтажа необходимо подготовить фундамент под трансформатор, помещение трансформаторно-масляного хозяйства, баки 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 трансформаторов. 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 либо отдельное здание, либо трансформаторные камеры – помещения в здании энергетического объекта. Камера снабжается индивидуальной вентиляционной системой, не связанной с другими вентиляционными системами здания. Система рассчитывается на отвод тепла, чтобы влажность температур на входе и выходе из помещения не превышала 15 °С.

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 реверсии активной части.

После монтажа составных частей трансформаторов, транспортируемых без масла, остатки трансформаторного масла сливают через нижнюю пробку, бак герметизируют для последующего вакуумирования и заливки

или доливки масла. Для трансформаторов, имеющих азотную или пленочную защиту, заливка масла производится через дегазационную установку.

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

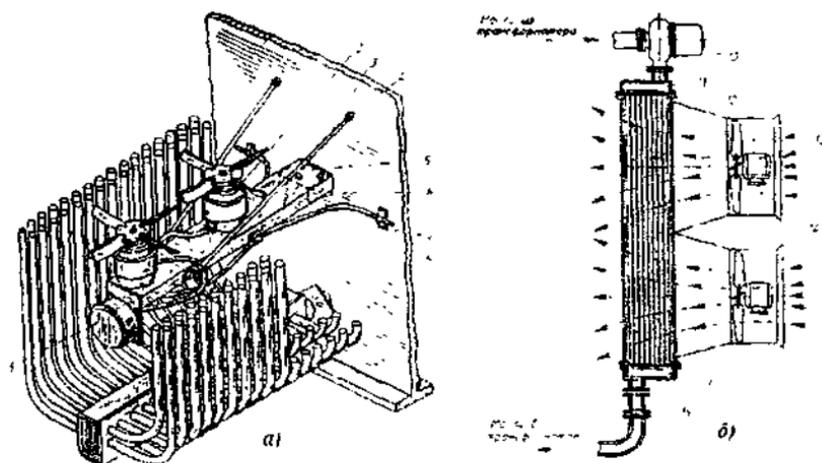


Рис. 3.18

Система охлаждения ДЦ поставляется в навесном или выносном исполнении (рис. 3.19, где *a* – выносные охлаждающие устройства ОУ; *b* – 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).

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

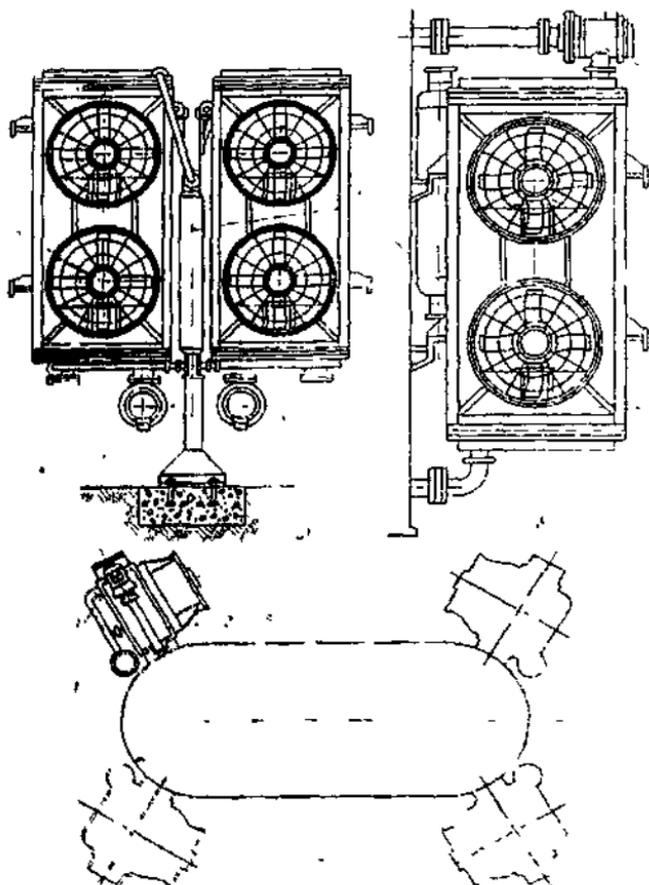


Рис. 3.19

Расширитель (рис. 3.20, где 1 – кронштейн; 2 – газовое реле; 3 – патрубки; 4 – кран; 5 – фланец газового реле; 6 – трубка; 7 – предохранительная трубка; 8 – расширитель; 10 – крышка бака), транспортируемый отдельно, должен быть проверен. Маслоуказатель (рис. 3.21, где 1 – 2 – нижнее колено; 3 – прокладка из электрокартона; 4 – 5 – резиновые прокладки; 6, 8 – втулки; 6 – стальная трубка; 7 – стеклянная трубка; 9 – верхнее колено; 11 – пробковый кран) расширителя устанавливается на обе стороны, предусмотренной заводом.

Для защиты трансформаторов от утечки масла из расширителя устанавливаются реле уровня.

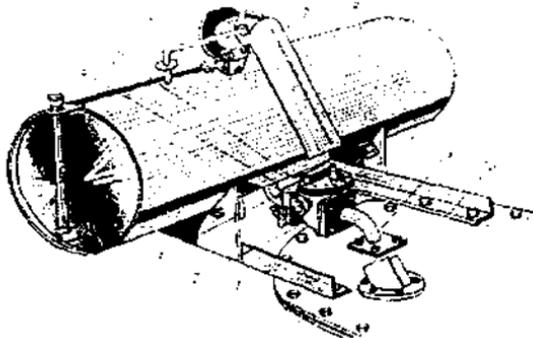


Рис. 3.20

После установки маслоуказателя и реле уровня масла 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. $t_g \delta$ 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. § 3.3).

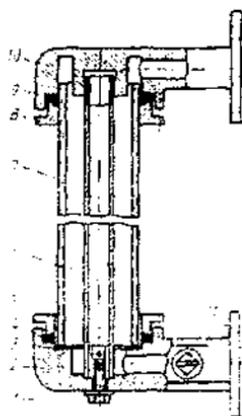


Рис. 3.21

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°C . Ревизия производится при температуре активной части трансформатора 20°C и выше. При температуре ниже 0°C трансформатор с маслом подогревают до 20°C . Время ревизии может быть увеличено вдвое по сравнению с указанными выше нормами, если температура окружающего воздуха выше 0°C , влажность ниже 75 % и температура активной части трансформатора превышает температуру окружающей среды не менее чем на 10°C . Ревизия трансформатора в зависимости

от его мощности, класса напряжения, конструкции и условия 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, барьеры переключающих устройств, осевую прессовку обмоток. Равномерно по всей окружности производят подпрессовку обмоток (клиньями или подтягиванием винтов).

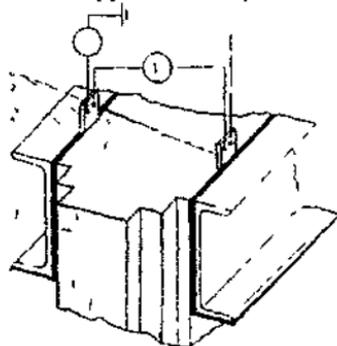


Рис 3 22

Устраняют неплотности в изоляции обмоток, отводов, 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 где 1 — верхнее ярмо; 2 — ярмовая балка, 3 — трехкартонная изоляция ярма. 4 — металлическая контактная пластина) и схему заземления.

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.

§ 3.6. Пусконаладочные работы

После окончания монтажа электрическую машину в отключенном приводном механизме прокручивают вручную. 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 температуру.

После выявления недостатков и их устранения включают двигатель совместно с приводным 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,

веряют 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 три-четыре раза подряд для отстройки защит от бросков намагничивающего тока. Трансформаторы с дутьевой циркуляционной системой охлаждения (типа Д, ДЦ, Ц) можно включать с отключенной системой охлаждения. При этом контролируют температуру масла в верхних слоях, которая не должна превышать 75°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.

Контрольные вопросы

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?

ТЕМА 4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ, ПУСКОРЕГУЛИРУЮЩЕЙ АППАРАТУРЫ, АППАРАТУРЫ ЗАЩИТЫ, УПРАВЛЕНИЯ И КОНТРОЛЯ

Электрическая аппаратура отличается большим многообразием. К ней относятся выключатели, рубильники, контакторы, реле, магнитные пускатели, контроллеры, командоаппараты, реостаты, предохранители, комплектные устройства.

По уровню надежности все потребители электроэнергии разделяют на три категории. К *первой* категории 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. Питание таких электроприемников 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.

К *второй* категории относят электроприемники, перерыв в электроснабжении которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым 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 линий 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 один 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 вспомогательным оборудованием.

§ 4.1. Техническое обслуживание и ремонт кабельных ЛЭП

В техническое обслуживание кабельных линий (КЛ) входят ревизии, осмотры и ремонты оборудования, а также осмотры вспомогательных сооружений. Осмотры (обходы) бывают *плановыми* и *внеочередными* (специальными). Внеочередные осмотры производятся при появлении аварий, которые могут вызвать повреждения линий, а также после их автоматических отключений. Техническое обслуживание и ремонт осуществляются на основе перспективных, годовых и месячных планов работ. В 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);

Таблица

Объект	Периодичность осмотров	Примечание
КЛ: концевые муфты кабелей напряжением свыше 1000 В	6 мес.	—
	3 мес.	В земле
	6 мес.	—
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, шапечных, 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) кабеля 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 неграмотности 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 удается обойтись вставкой короткого отрезка кабеля, так как влага не успеет просочиться 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 жил;
- обрыв одной, двух или трех жил с заземлением необорванных жил;
- 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 примерно 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 *относительным* относятся методы импульсный, колебательный, разряда, петли и емкостный, к *абсолютным* – индукционный и акустический.

Импульсный метод основан на послылке в поврежденную линию

зондирующего электрического сигнала и измерении интервала времени между моментом его подачи в линию и возвратом отраженного импульса. Импульс отражается от места обрыва линии, и по времени возврата импульса 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 основан на измерении сопротивлений жил кабеля с двух сторон с помощью моста постоянного тока. Разница в показаниях позволяет определить место повреждения.

Емкостной метод основан на измерении 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.

Акустический метод основан на прослушивании 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, часто встречающиеся на практике:

- короткое замыкание (КЗ) на зажимах машины либо в обмотке статора;
- торможение ротора при пуске двигателя (режим КЗ двигателя, особенно 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.

4.2.1. Аварийные режимы в цепи асинхронного двигателя могут называться либо кратковременное увеличение тока в 12...17 раз по сравнению с номинальным, либо 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.

При обрыве одной из фаз двигателя эффективными являются максимальная токовая и температурная защиты, менее эффективной – тепловая защита (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 аварии осуществляется специальными устройствами контроля сопротивления изоляции обмотки двигателя.

4.2.2. Основным аварийным режимом в осветительных установках является КЗ. Защита от перегрузки требуется для осветительных установок внутри помещений и во взрыво- и пожароопасной среде. Защита осветительных установок осуществляется с помощью автоматического выключателя. При включении ламп накаливания появляется кратковременный бросок тока, в 10...20 раз превышающий номинальный ток. При этом за 0,06 с ток снижается до номинального. Значение броска тока делится мощностью ламп.

4.2.3. Для защиты силовой полупроводниковой техники требуется применение эффективных устройств. Недостатком силовых полупроводниковых приборов является их низкая перегрузочная способность. Токи, что накладывает жесткие условия на аппаратуру защиты (по бы-

действию, 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.

4.2.4. 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, а 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

Обзор 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 оказания 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 дыр в кровле и перекрытиях, наличие и исправность замков).

Внеочередные осмотры открытых РУ проводят при неблагоприятных погодных условиях – сильном тумане, мокром снеге, гололеде, 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 определяют внешним осмотром при помощи специальных измерений. При внешнем осмотре обращают внимание на цвет поверхности контактных соединений и испарения с них (при дожде или снеге), а также на наличие свечения или искры контактов.

Качество контактных соединений определяется их переходным сопротивлением, падением напряжения на них и температурой.

Переходное сопротивление измеряют микрометрами на открытом и заземленном оборудовании и сравнивают его с сопротивлением того 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, укрепленной на ней. *Температуру нагрева* определяют с помощью электротермометров, термоуказателей (термопленок) одно- или многократного действия и мосвичей, тепловизоров и пирометров.

Если контактное соединение не удовлетворяет определенным требованиям, его ремонтируют. Для этого его 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

зурн. 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 ($\text{tg}\delta$).

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, где *a* – клапанная электромагнитная система; *b* – 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.

Для дугогасительных систем используют дугогасительные камеры [рис. 4.2, где *a*, *б*, *в* – щелевые дугогасительные камеры (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)] 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 быстрое вращение и перемещение.

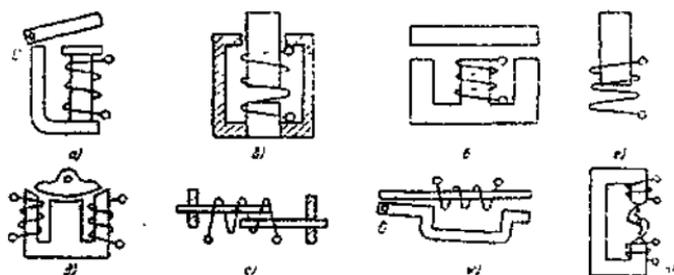


Рис. 4.1

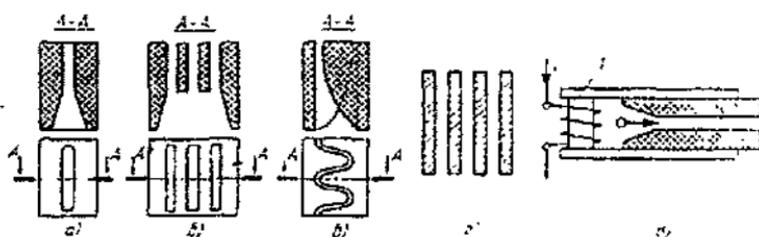


Рис. 4.2

Контактные группы (рис. 4.3, где *a* – мостиковые контакты; *б* – розеточные; *в* – щеточные; *г* – пальцевые; *д* – с плоскими контактами) наиболее подвержены износу и требуют регулярного технического обслуживания. 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 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).

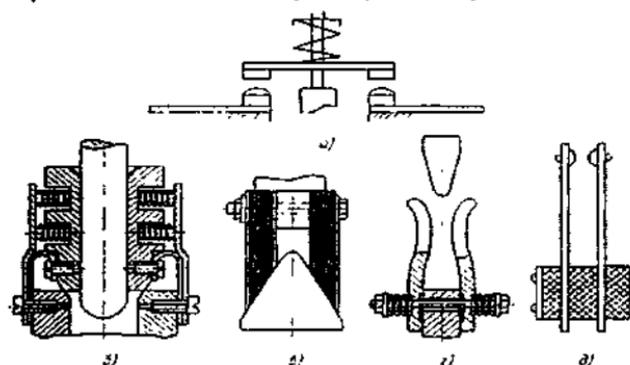


Рис. 4.3

Технология ремонта электрических аппаратов будет рассмотрена в п. 13.

Контрольные вопросы

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 рас-

пределительных устройств.

9. Перечислите основные элементы коммутационных аппаратов, дайте их краткие характеристики.

10. Назовите основные виды работ, осуществляемых при техническом обслуживании электрических аппаратов.

ТЕМА 5. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И ЭЛЕКТРОБЫТОВОЙ ТЕХНИКИ

В процессе эксплуатации оборудование изнашивается, что приводит к отказам в его работе. Для их устранения периодически проводят ремонты. 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 (подтирка контактов и креплений, замена щеток, регулирование траверс и т.д.);
- 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 графику с заполнением карты осмотра.

Основным фактором, влияющим на работоспособность электрических машин, является температура (обмоток, подшипников, коллектора контактных колец). Применяются два способа контроля за нагревом: непосредственный и косвенный.

При *непосредственном методе контроля* электрическая машина имеет встроенные в обмотки подшипники, магнитопровод, датчики температуры – термометры сопротивления, терморезисторы, термопары. Измерения могут осуществляться либо дистанционно, либо непосредственно при осмотре, соответственно температура контролируется постоянно либо периодически. Преимуществом непосредственного метода является контроль температуры без отключения машины.

Если отсутствуют встроенные датчики температуры, то применяется *косвенный метод контроля* за нагревом машины. При использовании этого метода следят не за самой температурой или ее превышением, а за нагрузкой машины и температурой охлаждающей среды. Обычно нагрузка номинальная, а температура охлаждающей среды не превышает допустимую, не следует опасаться перегревов. Косвенный метод контроля используется при эксплуатации электрических машин малой мощности, для которых, как правило, не предусмотрена установка специальных датчиков температуры.

§ 5.2. Неисправности электрических машин и их проявления

Витковое короткое замыкание вследствие пробоя изоляции между смежными витками обмотки статора или ротора приводит к повышению перегреву электрической машины. Короткое замыкание между обмотками статора вследствие пробоя изоляции или пробоя фаз на статор 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 коллекторными кольцами и валом) асинхронный двигатель пускается в ход при той обмотке ротора, под нагрузкой пуск двигателя происходит, а ротор сильно нагревается даже при небольшой нагрузке.

Обрыв обмотки статора двигателя переменного тока вызывает асимметрию токов и быстрый нагрев одной из фаз. При обрыве (крайний случай обрыва проводников) двигатель не запускается при даче напряжения, наблюдается сильный шум и быстрый нагрев обмотки. При обрыве фазы работающего двигателя наблюдается резкая асимметрия токов статора, сильный шум и быстрый нагрев. Обрыв обмотки короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного двигателя приводит

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 щели щеток приводит к повышенному искрению 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 приводят к повышенным искрению и нагреву контактных колец и коллектора. Износ щеток ускоряется.

Деформация вала приводит к появлению эксцентриситета ротора и больших сил одностороннего притяжения, в результате чего асинхронный двигатель не развивает номинальной скорости, а его работа сопровождается низкочастотным шумом.

Засорение вентиляционных каналов и корпуса приводит к повышенному нагреву машины.

Выплавка баббита в подшипниках скольжения, или износ подшипников, приводят к нарушению соосности электрической машины, к появлению эксцентриситета ротора. Это вызывает повышение вибраций, которые не исчезают после отключения машины от сети.

Нарушение балансировки муфты, шкива и ротора приводит к появлению повышенных вибраций.

Как видно из анализа неисправностей, одни и те же физические эффекты могут быть вызваны различными причинами. Это не позволяет 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.

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
Остановка работающего двигателя	<p>Перепутаны начало и конец фазы обмотки статора</p> <p>Двигатель перегружен</p> <p>Неисправен приводной механизм</p> <p>Прекращение подачи напряжения</p> <p>Неполадки в аппаратуре распределителя и питающей сети</p> <p>Заклинивание приводного механизма</p> <p>Сработала защита</p>	<p>Произвести подмотку согласно схеме</p> <p>Снизить нагрузку</p> <p>Устранить неисправности водного механизма</p> <p>Найти и устранить неисправности электрической цепи</p> <p>Устранить неполадки в аппаратуре и питающей сети</p> <p>Устранить неисправности водного механизма</p> <p>Проверить обмотку статора и устранить причину</p>
Повышенный перегрев двигателя	<p>Двигатель перегружен по току</p> <p>Повышено или понижено напряжение в сети</p> <p>Повышена температура окружающей среды</p> <p>Нарушена нормальная вентиляция (загрязнены вентиляционные каналы и корпус двигателя)</p> <p>Нарушена нормальная работа приводного механизма</p>	<p>Снизить нагрузку двигателя</p> <p>Установить напряжение в соответствии ГОСТ 18814</p> <p>Установить допустимую температуру</p> <p>Почистить вентиляционные каналы</p> <p>Устранить неисправности приводного механизма</p>
Обмотка статора перегревается, двигатель сильно гудит и не развивает нормальной частоты вращения	<p>Межвитковое замыкание в обмотке статора</p> <p>Обмотка одной из фаз пробита на корпус (землю) в двух местах</p> <p>Короткое замыкание между фазами</p> <p>Обрыв одной из фаз</p>	<p>Заменить статор</p> <p>Заменить статор</p> <p>Заменить статор</p> <p>Заменить статор</p>
Повышенный перегрев и стук подшипников	<p>Неправильная центровка двигателя с приводным механизмом или ее нарушение</p> <p>Повреждение подшипников</p>	<p>Правильно смонтировать и приварить подшипники</p> <p>Заменить подшипники</p>

Неисправность, внешнее проявление и дополнительные признаки	Вероятная причина	Способ устранения
Повышенная вибрация работающего двигателя	Недостаточная жесткость фундамента Несоосность вала двигателя с валом приводного механизма Не отбалансирован привод или соединительная муфта (шкив)	Увеличить жесткость фундамента Улучшить соосность валов Отбалансировать привод или муфту (шкив)
Повышенное сопротивление изоляции обмоток	Загрязнение или отсыревание обмоток	Разобрать и почистить двигатель, продуть и просушить обмотку

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 (ЭМ) 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 случае подается звуковой или световой сигнал обслуживающему персоналу, который и принимает решение о необходимости отключения машины.

Выбор типа и числа защит определяется не только технической, но и экономической целесообразностью их установки.

5.3.1. Для двигателей напряжением до 1000 В предусмотрены следующие типы защит:

- для двигателей переменного тока – защита от многофазных коротких замыканий и минимального напряжения, а 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.

5.3.2. Для двигателей переменного тока напряжением свыше 1000 В

предусмотрены дополнительные виды защит:

- 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 стальной, 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. Защита от перегрузки устанавливается в 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 защита осуществляется с помощью токового реле, реагирующего на увеличение тока статора.

5.3.3. Для генераторов переменного тока мощностью свыше 1 МВт предусмотрены следующие защиты:

- от многофазных коротких замыканий в обмотке статора и на выводах. Выполняется в виде дифференциальной токовой защиты, которая действует на отключение генератора от сети, на гашение поля и на останов приводного двигателя. Для генераторов мощностью до 1 МВт для этих целей может быть использована защита от внешних коротких замыканий, действующая на отключение генератора и гашение поля возбуждения.

дения;

- от однофазных замыканий на землю в обмотке статора. При емкостном токе замыкания на землю не менее 5 А выполняется в виде токовой защиты, действующей на отключение генератора и гашение поля 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, действующей на отключение генератора;

- 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 ремонтов электрических машин

При планировании *ремонтного цикла*, под которым понимаются виды и последовательность чередования плановых ремонтов, исходят из кривой жизни технического изделия (см. рис. 1.3). Период времени между двумя плановыми капитальными ремонтами $T_{пл}$ определяется продолжительностью ремонтного цикла $T_{табл}$. В свою очередь $T_{табл}$ определяется при нормальных условиях эксплуатации при двухсменной работе.

Между двумя капитальными ремонтами проводят несколько текущих. Время между текущими ремонтами $t_{пл}$ определяется продолжительностью межремонтного периода $t_{табл}$ (прил. 8).

Продолжительность работы между двумя капитальными и двумя текущими ремонтами определяется следующим образом:

$$T_{пл} = T_{табл} \beta_k \beta_r \beta_n \beta_0 \beta_c; \quad (5.1)$$

$$t_{пл} = t_{табл} \beta_k \beta_r \beta_n \beta_0 \beta_c. \quad (5.2)$$

где β – коэффициенты, учитывающие характер нагрузки машины: $\beta_k = 0,75$ – для коллекторных машин и $\beta_k = 1,0$ – для остальных машин; β_r – коэффициент, учитывающий сменность работы; $\beta_0 = \beta'_0 = 1,0$ для машин, отнесенных к вспомогательному оборудованию, для машин основного оборудования $\beta_0 = 0,85$; $\beta_0 = 0,7$; β_n – коэффициент использования, определяемый отношением коэффициентов фактического спроса $K_{ф.с}$ к нормируемому K_c ; $\beta_c = 1,0$ для машин, установленных стационарно, а для

машин передвижных электрических установок $\beta_c = 0,6$.

Ниже приведены значения коэффициентов β_n и β_p :

$K_{\phi c}/K_c$	0,5	0,75	1,0	1,1	1,2	1,3	—
β_n	1,3	1,1	1,0	0,9	0,8	0,7	—
K_{cu}	1	1,25	1,5	1,75	2	2,5	3
β_p	2	1,6	1,35	1,13	1	0,8	0,67

Под коэффициентом спроса K_c понимается отношение максимальной нагрузки предприятия P_{\max} к суммарной установленной мощности электроприемников P_y (электродвигатели, освещение и др.).

Под P_{\max} понимается получасовая максимальная нагрузка предприятия. По значению P_{\max} определяется необходимая суммарная мощность связывающих его с электрической системой трансформаторов. Таким образом,

$$K_c = P_{\max} / P_y.$$

Реальная нагрузка предприятия может отличаться от расчетной, так же как и суммарная мощность установленных на нем приемников энергии. Поэтому наряду с коэффициентом K_c вводится коэффициент фактического спроса $K_{\phi c}$, который определяется опытным путем по фактическому среднечасовому максимуму нагрузки $P_{\phi \max}$ и фактически установленной мощности электроприемников $P_{\phi y}$. Чем больше $K_{\phi c}$, тем больше средняя нагрузка электрических машин, установленных на предприятии:

$$\bar{K}_{\phi c} = P_{\phi \max} / P_{\phi y}.$$

Для электрической машины можно рассчитать промежуток времени между капитальными и текущими ремонтами и составить график проведения этих ремонтов, согласовав его с графиком ремонтов остального оборудования. На базе графиков по отдельным участкам и цехам составляется сводный график ремонта электрических машин.

Пример расчета. Определить продолжительность ремонтного периода и межремонтного периода для асинхронного рольгангового двигателя с короткозамкнутым ротором типа АР, который установлен на предприятии металлургического завода, имеет трехсменный график работы (прерывное производство) и коэффициент фактического спроса $\beta_0 = 0,6$.

Для горячих цехов $T_{\text{табл}} = 4$ года, $t_{\text{табл}} = 6$ месяцев при $K_c = 0,45$ далее определяем значение соответствующих коэффициентов: $\beta_k = 1$ (двигатель отсутствует коллектор); $\beta_p = 0,67$ при $K_{cu} = 3$; $\beta_n = 0,7$ ($K_{\phi c}/K_c = 0,6/0,45 = 1,33$); $\beta_0 = 0,85$; $\beta_0 = 0,7$ (двигатель относится к

новному оборудованию); $\beta_c = 1$ (установка стационарная). Тогда в соответствии с формулами (5.1), (5.2) рассчитываем время между двумя капитальными $T_{пл}$ и двумя текущими $t_{пл}$ ремонтами:

$$T_{пл} = 4,0 \times 1,0 \times 0,67 \times 0,7 \times 0,85 \times 1,0 = 1,6 \text{ года};$$

$$t_{пл} = 6,0 \times 1,0 \times 0,67 \times 0,7 \times 0,7 \times 1,0 = 2 \text{ месяца}.$$

Срок 2 месяца соответствует 0,167 года, поэтому между двумя капитальными ремонтами двигатель должен пройти 8 текущих ремонтов ($T_{пл}/t_{пл} = 1,6/0,167 = 9$, но поскольку очередной капитальный ремонт совпадает с текущим, то последний текущий ремонт заменяется на очередной капитальный).

§ 5.5. Эксплуатация электробытовой техники

Бытовая техника становится все более энергонасыщенной, автоматизированной и «умной», в ней используются микропроцессорные средства памяти и управления. 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 centrifуги, 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.

Холодильники и морозильники. Для привода герметичных компрессоров холодильников и морозильников применяют однофазные асинхронные электродвигатели – конденсаторные или с пусковой обмоткой (рис. 5.1, где ЭД – электродвигатель; СП и СР – пусковой и рабочий конденсаторы; РТ – нагреватель и контакт защитного реле; РП – контакт и катушка пускового реле). При включении пусковая обмотка с помощью пускового реле 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.

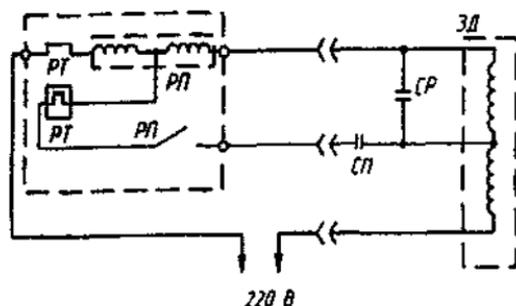


Рис. 5.1

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. 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.

В холодильниках с большим морозильным отделением (300...400 л) применяются асинхронные двигатели с пусковым и рабочим конденсаторами, имеющие повышенный пусковой момент. После запуска пусковой конденсатор отключается пускозащитным дифференциальным реле (РПЗ-2). 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 и для морозильников – Т144.

Определить неисправности холодильника можно визуально или путем определения температуры отдельных частей агрегата и изменения напряжения на элементах электрооборудования. Возможные неисправности

сти, их причины и способы устранения приведены в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
Не работает компрессор, нет внутреннего освещения	Нет напряжения в розетке Нет контакта в вилке Нарушена электропроводка	Проверить тестером наличие напряжения в сети Разобрать вилку и устранить повреждение Проверить визуально и устранить разрыв
Компрессор не работает, освещение камеры имеется, слышно гудение компрессора	Низкое напряжение сети Неисправно пусковое реле Нарушена электропроводка, идущая к защитному реле	Проверить тестером, установить автотрансформатор Заменить реле Проверить визуально или тестером и устранить обрыв
То же, но гудения компрессора не слышно	Неисправен терморегулятор Неисправно защитное реле или электропроводка	Отсутствие щелчка терморегулятора при вращении ручки говорит о его неисправности. Снять провода с клемм терморегулятора и зачистить их. Включить холодильник в сеть. Если холодильник заработает, заменить терморегулятор 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 Неисправен выключатель	Заменить лампу Заменить выключатель
Компрессор работает непрерывно	Неисправен терморегулятор	Проверить терморегулятор. При необходимости заменить
Замыкание на корпус	Нарушена электроизоляция Пробой на корпус мотора компрессора	Проверить мегомметром сопротивление электропроводки (контактные штыри вилки – корпус), которое должно быть более 10 МОм 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

Стиральные машины. Классификация стиральных машин принята 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, а барабанные могут быть 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, где *а* – внешний вид; *б* – схема; *в* – принципиальная электрическая схема) 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) используется электродвигатель

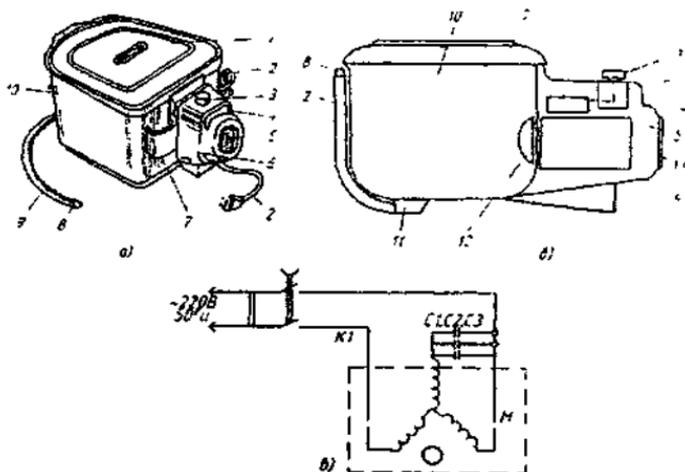


Рис. 5.2

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 имеется 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.

Возможные неисправности *неавтоматических стиральных машин* и способы их устранения представлены в табл. 5.3.

Таблица 5.3

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 Неисправен конденсатор	Заменить электродвигатель Заменить конденсатор

В *автоматических стиральных машинах* (СМА) (рис. 5.3, где 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;

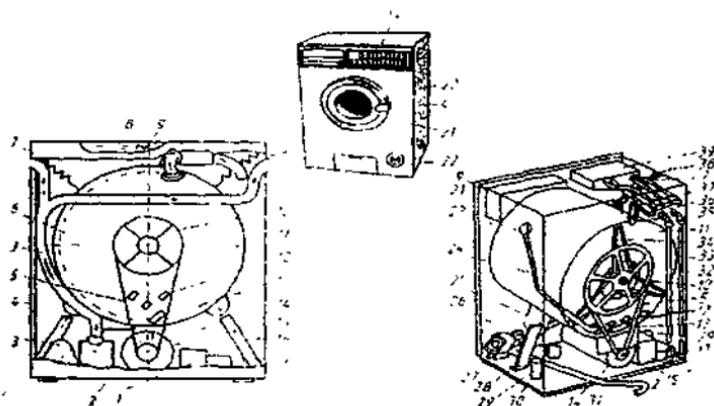


Рис. 5.3

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) 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

Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
При включении не горит индикатор, машинка не работает	Неисправен индикатор Обрыв соединительного шнура или неисправна штепсельная вилка Неисправен помехоподавляющий фильтр Неисправен микровыключатель	Заменить индикатор Устранить обрыв шнура или штепсельную вилку Заменить фильтр Заменить микровыключатель
Не работает электродвигатель барабана	Обрыв в соединительной цепи Вышел из строя электродвигатель Неисправен узел ЭСУ Неисправен датчик-реле температуры	Устранить обрыв Заменить электродвигатель Заменить узел ЭСУ Заменить датчик-реле температуры
При включении электродвигатель гудит, но барабан не вращается	Неисправен электродвигатель Пробой фазосдвигающего конденсатора	Заменить электродвигатель Заменить конденсатор
Электродвигатель привода барабана работает без реверсирования	Обрыв соединительной цепи Неисправен узел ЭСУ	Устранить обрыв Заменить узел ЭСУ
Не выдерживается температурный режим стирки	Неисправен датчик-реле температуры Перегорел нагреватель Неисправен узел ЭСУ	Заменить датчик-реле температуры Заменить нагреватель Заменить узел ЭСУ
Вода не заливается в бак	Неисправно реле уровня Неисправен клапан Обрыв соединительной цепи Неисправен узел ЭСУ	Заменить реле уровня Заменить клапан Устранить обрыв Заменить узел ЭСУ
Вода заливается в бак выше допустимого уровня	Неисправно реле уровня Неисправен клапан Неисправен командоаппарат	Заменить реле уровня Заменить клапан Заменить командоаппарат
Вода не откачивается из бака	Вышел из строя электродвигатель насоса Неисправен узел ЭСУ	Заменить электродвигатель насоса Заменить узел ЭСУ

Сушильные машины конвективного способа сушки. В настоящее время бытовая бельесушильная техника включает сушильные шкафы, стирально-сушильные шкафы, стирально-сушильные машины, сушилочные устройства и барабанные сушильные машины. Барабанные бельесушильные машины считаются наиболее перспективными для сушки белья в бытовых условиях.

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 (рис. 5.4, где 1 – вход тракта; 2 – пулоулавливатель; 5 – вход в барабан; 6 – сетчатый фильтр; 7 – вентилятор; 8 – выход тракта) 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.

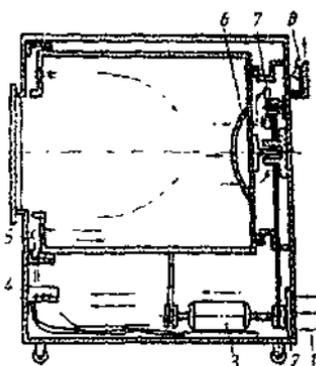


Рис. 5.4

Методика обнаружения и устранения неисправностей сушильных машин представлена в табл. 5.5.

Таблица 5.5

Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
Вал электродвигателя вращается с трудом, машина перестает работать	Не поступает напряжение на обмотки электродвигателя Короткозамкнутые витки в обмотке электродвигателя Пробит пусковой конденсатор	Проверить контакт в штепсельной вилке и розетке Отремонтировать или заменить двигатель 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 напряжения снять и проверить блоки. в случае необходимости – заменить
При наборе номера программы на клавиатуре этот номер не высвечивается или высвечивается неправильно	Неисправность сенсорной клавиатуры Неисправность блока процессора	Снять и проверить клавиатуру 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

Бытовые гладильные машины. Предназначены для механической обработки широкого ассортимента тканей. Наиболее распространенными являются гладильные машины с одним вращающимся валком подвижной прессующей поверхностью (рис. 5.5, где 1 – кнопка, 2 –

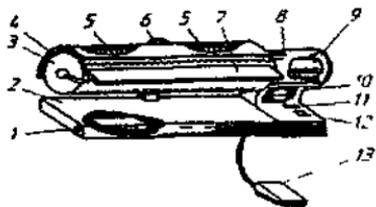


Рис. 5.5

вые 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 – об/мин, регулировка частоты – плавная.

В машине имеется два электродвигателя – однофазный асинхронный короткозамкнутый АД-10 с понижающим редуктором, кривокопильным коромысловым механизмом и системой рычагов и пружин, предназначенный для перевода башмака 4 из исходного положения в рабочее положение, и однофазный асинхронный короткозамкнутый двигатель с понижающим редуктором для электропривода валка 3. Нагревательный элемент 5, расположенный в валке, обеспечивает заданный температурный режим глажения.

Для поддержания температуры нагрева подошвы служат два симметричных терморегулятора 6. Первый является основным, а второй – резервным (аварийное отключение, защита от пожара при отказе первого). Для регулирования частоты вращения валка применяется электронный регулятор (включает в себя датчик частоты вращения, механически связанный с двигателем, задающий генератор импульсов, ключ и силовой 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 правильное подключение вводных концов электродвигателей, так как их неправильное подсоединение приведет к перегоранию обмоток. Возможные неисправности

ности и способы их устранения приведены в табл. 5.6.

Таблица 5.6

Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
Не светится сигнальный индикатор включения машины	Индикатор перегорел Поврежден шнур или штепсельная вилка	Заменить индикатор Заменить или исправить шнур с вилкой
Не светится сигнальный индикатор электродвигателя	Перегорел индикатор Неисправен терморегулятор Перегорел электродвигатель	Заменить индикатор Заменить терморегулятор 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 Неисправен электродвигатель привода	Заменить микровыключатель педали Заменить электродвигатель
Вращение вала сопровождается резким шумом	Неисправен редуктор привода вала	Отрегулировать, исправить или заменить редуктор
При вращении ватка слышны стук или звуки трения	Сместилась или погнулась крыльчатка на валу двигателя	Отрегулировать крыльчатку или заменить ее
При нажатии педали валок неподвижен	Неисправен микровыключатель педали Неисправна плата питания Неисправен трансформатор Неисправен электродвигатель Неисправен регулятор частоты вращения вала	Заменить микровыключатель Заменить плату Заменить трансформатор Заменить электродвигатель Заменить регулятор
Не регулируется частота вращения вала	Неисправен преобразователь положения ПИЩ6-1 Неисправен трансформатор Неисправен регулятор частоты вращения вала	Заменить преобразователь Заменить трансформатор Заменить регулятор

Посудомоечные бытовые машины. Мойка посуды в бытовых машинах составляет 12...15 % общих затрат времени на домашние работы.

Машины выпускаются в настольном и напольном исполнениях. Автоматические машины (ПМА) работают по четырем основным программам: интенсивной, нормальной, бережной и экономичной. Потребляемая мощность машин – 1,3...2,5 кВт. В машине (рис. 5.6, где 1 – машинное отделение; 2 – корпус; 3 – датчик температуры; 4 – датчик уровня; 5 – корпус; 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 – до-

заторы ополаскивающих и моющих веществ; 23 – фильтр; 24 – нагреватель; 25 – форсунки-насадки; 26 – поддон) имеются электрические двигатели для привода вращающегося разбрызгивателя, для циркуляционных 15 и сливного 14 насосов, для сушильного вентилятора. Имеются нагреватели 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.

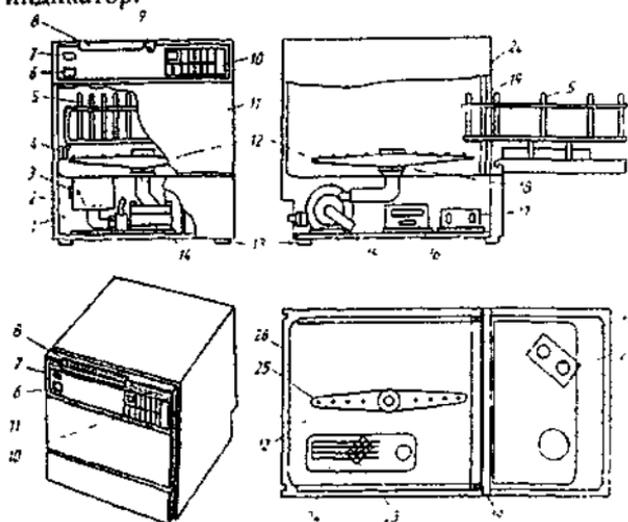


Рис. 5.6

Если работа машины сопровождается неестественным звуком (дребезжание), то это, скорее всего, неправильное расположение посуды в камере мойки. Основные неисправности электрической части посудомоечных машин приведены в табл. 5.7.

Таблиц.

Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
Машина не работает при включении в сеть и введении программы	Не закрыта дверь моечной камеры либо не работает микровыключатель Повреждена вилка, розетка или соединительный шнур Понизилось напряжение сети	Плотно закрыть дверь Заменить неисправный микровыключатель Проверить исправность вилки, розетки, шнура Проверить напряжение
Машина не включается или не проходит технологический цикл	Неисправна электронная система	Проверить, отремонтировать или заменить электронную систему

Бытовые уборочные машины. В группу уборочных машин входят пылесосы, ковровисты и полотеры.

Пылесосы выпускаются двух типов: ручные (ПР) и напольные (ПН). Ручные пылесосы по конструкции разделяют на штанговые, щеточные и автомобильные. Напольный пылесос прямооточного (П) или вихревого (В) типа является основной уборочной машиной. В прямооточных пылесосах воздушный тракт линейный – вход и выход воздушного потока расположены на одной линии. В вихревых пылесосах воздушный поток движется по окружности. Широкое 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 (рис. 5.7, где 1,2 – нижний и верхний корпуса; 3, 8 – крышки подшипников 4 и 9 соответственно; 5 – шит; 6 – болт; 7 – щеткодержатель; 10 – колпачок; 11 – угольная щетка; 12 – статор; 13 – якорь; 14 – колеса центробежного вентилятора; 15 – вал вентилятора; 16 – гайка) состоит из вентилятора, закрепленного на валу 15, и приводного коллекторного электродвигателя, имеющего статор 12 и якорь 13.

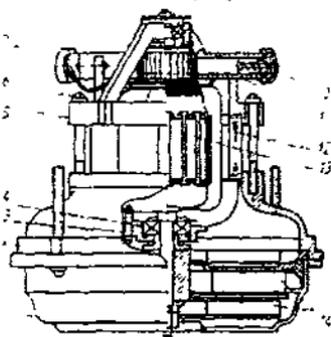


Рис. 5.7

В отечественных агрегатах АВП-4, АП-600 и КУВ-071В применен простой в изготовлении пластмассовый щеткодержатель 7. Недостатком этого щеткодержателя являются плохие условия охлаждения щетки, что не позволяет использовать его при повышенной частоте вращения. В агрегатах серии А применен щеткодержатель с запрессованной металлической обоймой. Этот щеткодержатель обеспечивает хорошее охлаждение щетки 11, стабильность условий работы.

Применение синтетических покрытий полов, появление 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 обращать внимание на состояние коллекторного двигателя и степень искрения (допускается слабое искрение под щетки). Возможно почернение коллектора, легко устраняемое протиранием его абразивом. Возможные неисправности электрической части пылесосов и способы их устранения приведены в табл. 5.8.

Таблица 5.8

Неисправность	Возможная причина	Способ устранения
1 Пылесос не работает	Нет контакта в электрической цепи (розетка вилка, шнур электропитания) Неплотное прилегание угольных щеток Срыв в обмотках электродвигателя	Устранить обрыв Вынуть щетки из щеткодержателя и проверить пружину, зачистить щетки и коллектор наждачной бумагой, протереть коллектор ветошью с бензином Отремонтировать или заменить обмотки
2 Уменьшилась производительность пылесоса	Несоответствие в электродвигателе Выход из строя подшипников	Отремонтировать или заменить подшипники Заменить подшипники
3 Большое искрение щеток	Неплотное прилегание щеток Выработка пластин коллектора	См. неисправности 1, 2 Работать электродвигателем на коллектор на чистом абразиве
4 Уменьшилась мощность при работе	Крыльчатка вентилятора выдвигается за корпус	Разобрать пылесос Заменить крыльчатку

СВЧ-печи. СВЧ-печи — многорежимные устройства, в которых обычно два режима предусмотрены для размораживания продуктов. При включении печи включается в работу рабочая камера, вентилятор, приводится в движение стол (тарелочки), панель управления, генератор электромагнитных колебаний с системой волноводов, блок электроэлементов с понижающим трансформатором, электронное реле времени и выключатель рабочей камеры. Рабочая камера плотно закрывается дверцей со смотровым окном и микровыключателем, отключающим печь от сети при открытии. Вентилятор охлаждает генератор и обдувает рабочую камеру. Панель управления обычно снабжена сенсорной клавиатурой и световым индикатором.

Печи выпускаются на напряжение 220 В и потребляют от 1 до 2 кВт. Полезный объем рабочей камеры 20–30 л. СВЧ-печи — это сложные и высоконасыщенные электроникой устройства, поэтому при отказе в эксплуатации следует обращаться в специализированные сервисные центры.

Приборы микроклимата. К приборам микроклимата относятся вентиляторы, тепловентиляторы, увлажнители и осушители воздуха, бытовые, автомобильные и промышленные кондиционеры и климатизёры.

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 климатизёры.

Рабочим органом вентилятора является крыльчатка либо микротурбина. Бытовые вентиляторы имеют мощность от нескольких ватт (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 случае вентиляторы получают питание от сети переменного тока и снабжены программируемой микропроцессорной системой, которая задает режим работы и обеспечивает заданный закон управления. Во многих случаях привод таких 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.

Чаше 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 климатизёры 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 асинхрон-

ного двигателя, компрессор охладителя или холодильника с приводом 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 климатизёры 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 берётся от основного двигателя внутреннего сгорания), а набегающий поток воздуха может при движении автомобиля заменять крыльчатку вентилятора.

Кондиционеры и климатизёры – весьма сложные бытовые устройства. Их техническое обслуживание и ремонт в домашних условиях затруднены, поэтому при необходимости следует пользоваться услугами специализированных мастерских. Некоторые неисправности представлены в табл. 5.2.

Контрольные вопросы

1. Назовите методы контроля за нагревом электрических машин, 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?

ТЕМА 6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В процессе эксплуатации трансформаторов осуществляют их оперативное и техническое обслуживание, а также планово-предупредительные ремонты.

§ 6.1. 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 включает: 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, в 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 ремонты вторичных цепей и устройств защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Планово-предупредительные ремонты трансформаторов включают текущий и капитальный ремонты, а также связанные с ними испытания и измерения. Периодичность обслуживания приведена в прил. 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 капитальные и текущие ремонты

трансформаторов, а также эксплуатационные работы (отбор пробы масла, обтырку изоляции, обслуживание устройств охлаждения и др.) и некоторые виды испытаний (проверку изоляции обмоток трансформатора, цепи 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 монтажных работ.

Устройства релейной защиты и автоматики обслуживаются специальным персоналом.

Испытатели проводят профилактические проверки изоляции и контактной системы трансформатора. Проверяются выключатели, разрядники, разрядники, системы охлаждения и регулирования напряжения. Разрабатывают мероприятия по защите трансформаторов от перегревания.

Режимы работы трансформаторов. Номинальным называют режим работы трансформатора при номинальных значениях частоты и нагрузки, а также при определенных соответствующих стандартам или техническим условиям параметрах охлаждающей среды в условиях места установки. Трансформатор может длительно работать в этом режиме. Номинальные данные указываются производителем на щитке, установленном на корпусе трансформатора.

Нормальным называется режим работы трансформатора, при котором его параметры отклоняются от номинальных в пределах, установленных стандартами, техническими условиями или инструкциями.

Для масляных трансформаторов напряжением до 10 кВ допускается превышение напряжений в 1,3 по сравнению с номинальным напряжением в течение 20 с (предшествующая нагрузка номинальная), 1,15 раза в течение 20 мин (предшествующая нагрузка номинальная).

Трансформаторы классов напряжения до 10 кВ включительно с мощностью свыше 630 кВ·А и все трансформаторы классов напряжений 110 до 1150 кВ допускают продолжительную работу (при номинальной нагрузке), если превышение напряжения на любом из выводов обмотки составляет 10 % от номинального напряжения данной обмотки. При этом напряжение не должно превышать наибольшее рабочее напряжение U_{max} , которое зависит от класса напряжения U_{cl} .

$U_{ca} = 3, 6, 10, 15, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750 \text{ кВ};$
 $U_{max} = 3,5; 6,9; 11,5; 17,5; 23; 40,5; 125; 172; 252; 363; 525; 787 \text{ кВ}.$

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. Оперативное обслуживание трансформаторов

Контроль режима работы. Периодический контроль 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 один-два часа; 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 шесть месяцев 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 воздухо-

осушителя.

Показателем состояния трансформатора может служить характер издаваемого им шума (при остановленных вентиляторах), потрескивания 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 смоток (КЗ) или при появлении сигнала газового реле. В первом случае проверяется состояние токоведущих цепей, а также изоляторов, переживших воздействие динамических нагрузок, во втором – состояние газового реле и его цепей.

Устройства релейной защиты, автоматики и сигнализации. Они 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 выводных витковых замыканиях в обмотках, частичный пробой изоляции вводов, 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. Является защитой мощных трансформаторов от внутренних повреждений; 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 конструкцию газового реле ВР80/Q (рис. 6.1).

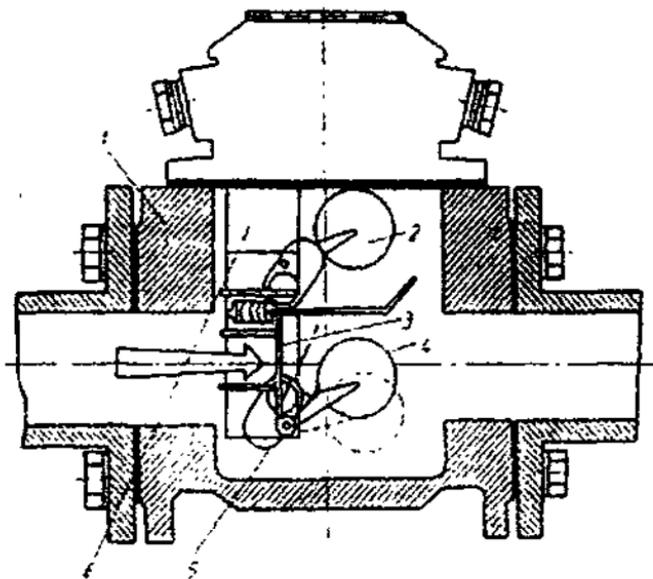


Рис. 6.1

Основой является корпус 1, в верхней части которого 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 трех 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. Третий реагирующий элемент 3 имеет форму лопасти также 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...300 см³) верхний поплавок опускается и связанный с ним магнит замыкает соответствующий геркон. При дальнейшем уходе масла из реле срабатывает нижний поплавок. При сильном повреждении, сопровождающемся бурным выделением газов, лопасть под действием струи масла (показана 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.

§ 6.3. Техническое обслуживание трансформаторов

Эксплуатация трансформаторного масла - ответственный этап обслуживания. Место предпочтительнее для хранения находится под прямым углом к частям трансформатора, для отвода тепла в паске для хранения изоляции от быстрого устаревания при перепадах температуры. Свойства масла определяются его химическим составом, который зависит от качества сырья и применяемых способов его очистки.

Рекомендуется применять масло определенной марки. Допускается при соблюдении ряда условий применяться различные трансформаторные масла.

Масла, применяемые для кабели и доливки, должны иметь сертификат, подтверждающий соответствие масла стандарту. Качество масла оценивается по результатам испытаний, которые влияют на срок службы.

• *испытание на электрическую прочность*, включающее определение пробивного напряжения, определение значения поля выключения и распределение содержания механических примесей;

• *сокращенный анализ*, включающий, кроме измерения воды, распределение кислотного числа, содержания водорастворимых веществ, температуры вспышки и цвета масла;

• *испытания в объеме полного анализа*, включающие сокращенный анализ, определение tg δ , нагровой прочности, стабильности при нагревании, а также количественное определение антиоксидантов и механических примесей.

Пробу для испытания отбирают в стеклянные банки (вазелиновые) и с пробирками, пробками, укреплённые этикеткой с указанием

ния, даты, причины отбора пробы, а также фамилии лица, отобравшего пробу. *Проба отбирается из нижних слоев масла.* Методика испытания масла оговорена стандартами (ГОСТ6581-75*, 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;
- $\lg \delta$ при 90°С, % - не более 2,6;
- натровая проба по ГОСТ 19296-73, балл - не более 0,4;
- стабильность против окисления:

- содержание летучих низкомолекулярных кислот, мг КОН на 1 г масла - не более 0,005;

- массовая доля осадка после окисления, % - 0;

- 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:

- при 20°С - 28,

- при 50°С - 9,

- при температуре 100°С - 1300

Пробивное напряжение масла должно быть не менее 35 кВ мм для трансформаторов классов напряжения 60-110 кВ, не менее 25 кВ мм для трансформаторов мощностью до 35 кВ.

Ухудшение эксплуатационных качеств вызывается воздействием температуры, повышенной влажности, содержащегося в масле кислорода, его контактированием с металлами (сталью, медью) и изоляционными деталями, присутствием в масле примесей и др.

Рекомендуется следующий объем и периодичность испытаний масла:

- перед вводом в эксплуатацию трансформатора в работу проводится проверка масла в следующем объеме:

- через 10 дней и через месяц для трансформаторов напряжением 220 кВ, а для трансформаторов напряжением 35, 63, 110 кВ и выше также и через три месяца провести испытания в том же объеме, как и перед включением; кроме того через три 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 дальнейшем эксплуатации испытанием масла производится в сле-

ответствии с периодичностью текущих ремонтов.

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 и кислорода используют способы центрифугирования, фильтрования и осушки масла (§ 12.5).

Защита масла от увлажнения и старения. Для этого используют: расширитель, воздухоосушители, адсорбционные и термосифонные фильтры, устройства азотной и пленочной защиты. Для повышения стабильности масел применяют антиокислительные и стабилизирующие присадки.

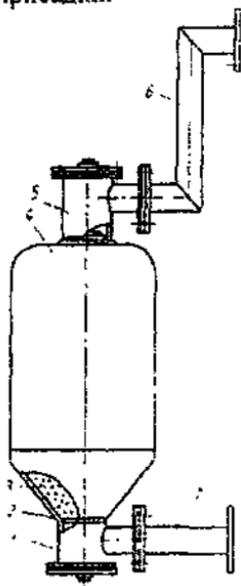


Рис. 6.2

Адсорбционные масляные фильтры предназначены для непрерывной регенерации масла трансформатора в процессе его эксплуатации циркуляционной (Ц) и дутьевой циркуляционной (ДЦ) системами охлаждения, обеспечивающей принудительную циркуляцию масла через фильтр.

Трансформаторные фильтры с естественной масляной (М) и дутьевой (Д) системами охлаждения, когда циркуляция масла в фильтре обеспечивается только за счет разности плотностей горячего и охлажденного масла, называют *термосифонными* (рис. 6.2, где 1 – бункер для удаления сорбента; 2 – металлическая решетка с сеткой силикагеля (сорбент); 4 – корпус фильтра, бункер для подачи силикагеля; 6, 7 – грубы подсоединения к баку).

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 в расширителе эластичной емкости, предназначенной для компенсации температурного изменения объема масла.

Эта емкость плотно прилегает к внутренней поверхности расширителя и масла (рис. 6.3, где 1 – воздухоосушитель; 2 – стрелочный манометр; 3 – эластичная емкость; 4 – соединительный патрубок; 5 – монтажный люк; 6 – расширитель; 7 – реле поплавкового типа; 8 – второе реле) 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 (рис. 6.4, где 1 – надмасляное пространство расширителя; 2 – шкаф; 3 – мягкий резервуар; 4 – азотоосушитель)

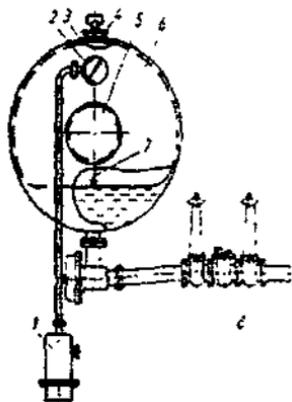


Рис. 6.3

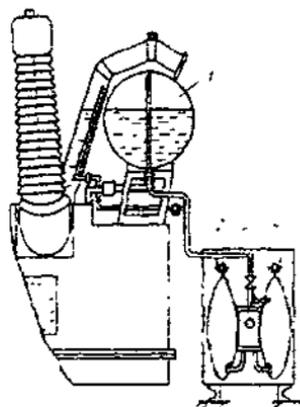


Рис. 6.4

§ 6.4. Текущий ремонт трансформаторов

Текущие ремонты *предназначены* для проверки состояния быстроизнашивающихся и несложных в ремонте узлов, чтобы обеспечить безотказную работу трансформатора до следующего ремонта.

При текущем ремонте *производятся* осмотр и чистка узлов и деталей (легкодоступных), в том числе загрязненной внешней изоляции, ликвидация небольших дефектов, замена 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. Проверяют устройства регулирования под нагрузкой (привод, контактор), а также переключатель регулирования без возбуждения. Проверяют устройства релейной защиты, приборы контроля температуры и давления масла, систему азотной защиты.

Проводят проверку и опробование устройств защиты и автоматики систем охлаждения и пожаротушения. Выполняются испытания изоляции и контактных соединений, в том числе сопротивления контактов переключателей 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.

Контрольные вопросы

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.

ТЕМА 7. ОРГАНИЗАЦИЯ И СТРУКТУРА 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.

Наряду с территориальными предприятиями электроремонта существуют ремонтные заводы и цехи 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 некачественный ремонт не имеет никакого смысла. Если качественный ремонт невозможно обеспечить, 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

$$P_e = K_p [(A_1/T_1 + A_2/T_2 + \dots + A_n/T_n) + (A_1 \cdot t_1 + A_2 \cdot t_2 + \dots + A_n \cdot t_n)], \quad (7.1)$$

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. § 5.4); t_1, t_2, \dots, t_n – средняя длительность межремонтного периода для этих групп, количество лет; $K_p = 1,3...1,6$ – коэффициент, учитывающий развитие обслуживаемых производств и возмож-

ные случайные отказы.

Если текущие ремонты проводятся силами предприятия, то из выражения (7.1) исключают первую составляющую в круглых скобках, определяя производительность только по капитальным ремонтам.

Число электрических машин, проходящих ежегодно ремонт, можно определить следующим образом:

$$a_1 = A_1/T_1 + A_1/t_1; a_2 = A_2/T_2 + A_2/t_2; \dots; a_n = A_n/T_n + A_n/t_n. \quad (7.2)$$

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_i и m_i – среднее нормативное время соответственно капитального и текущего ремонтов 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) короткозамкнутой обмоткой ротора мощностью до 630 кВт и частоте вращения 1500 об/мин используются нормы трудоемкости ремонта, приведенные в табл. 7.1

Табл. 7.1

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	50	5
0,8...1,5	12	2	76...100	85	5
1,6...3,0	13	3	101...125	110	12
3,1...5,5	15	3	126...160	130	17
5,6...10,0	20	4	161...200	140	17
11...17	27	6	201...250	155	22
18...22	32	7	251...320	175	27
23...30	40	8	321...400	195	32
31...40	47	10	401...500	225	37
41...55	55	12	501...630	260	42

Для других машин вводятся дополнительные коэффициенты: K_n – для скоростей, отличных от 1500 об/мин; K_1 – для напряжений свыше 1000 В; K_2 – 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 ремонтов 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 ремонтов базового асинхронного двигателя (см. табл. 7.1).

Для крупных высоковольтных электрических двигателей и генераторов нормы трудоемкости ремонта определяются предприятиями-изготовителями.

Пример. Определить трудоемкость капитального и текущего ремонтов синхронного двигателя мощностью 500 кВт, напряжением 3,3 кВ, имеющего номинальную скорость 600 об/мин, 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 Φ – 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 $K_{мин}$:

$$R = n K_{мин}, \quad (7.7)$$

где $K_{мин} = 2,8...3,2$ (для автомобильных заводов); $3,5...4,5$ (для заводов тяжелого машиностроения); $3,0...3,2$ (для подшипниковых заводов и электротехнической промышленности); $3,0...3,5$ (для станкоинструменталь-

ных заводов); 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 § 5.4, определяют продолжительность ремонтного цикла и межремонтного периода в зависимости от характера производства по формуле (7.3) и годовую трудоемкость T 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.

Расчитанную трудоемкость ремонта увеличивают на 30% для учета двигателей, установленных на вспомогательном оборудовании.

По количеству основных рабочих N определяют число вспомогательных рабочих $N_{всп}$, инженерно-технических работников $N_{итр}$, служащих и младшего обслуживающего персонала $N_{сл}$:

$$N_{всп} = aN; \quad N_{итр} = b(N + N_{всп}); \quad N_{сл} = c(N + N_{всп}), \quad (7.7)$$

где $a = 0,15...0,18$; $b = 0,08...0,12$; $c = 0,025...0,04$.

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.

Таблица 7

Виды работ	Трудоемкость	
	чел.-ч	шт.
Очистка двигателя	0,4	1
Разборка, снятие подшипников, мойка узлов и деталей, дефектировка	4,0	10
Механическая обработка и сварочные работы	5,6	14
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
Пропитка и сушка обмотки	2,0	5
Сборка двигателя	3,7	9,25
Нанесение гальванических покрытий, окраска двигателя	1,3	3,25
Итого:	40	100

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 ремонты;
- 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, комплектовочные, сборочные, отделочные и после-ремонтные. 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;

ции. 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 выжига (нагрева) изоляции, приспособлениями для выведения ротора из статора.

Ремонтно-механический и кузнечно-сварочный участки. Здесь 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. Здесь 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 устанавливаются 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 сборки 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, 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:

- капитальные ремонты, включая реконструкцию и модернизацию;
- средние и текущие ремонты;
- изготовление запасных частей для трансформаторов;
- ремонты маслонаполненных электрических аппаратов.

Все работы можно разбить на восемь видов: предремонтные, разборочно-дефектировочные, обмоточные, слесарно-механические, комплектующие, 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 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.

Схема ремонта трансформаторов представлена на рис. 7.2. Поскольку трансформаторы разнообразны по конструктивному исполнению и используется индивидуальный метод ремонта.

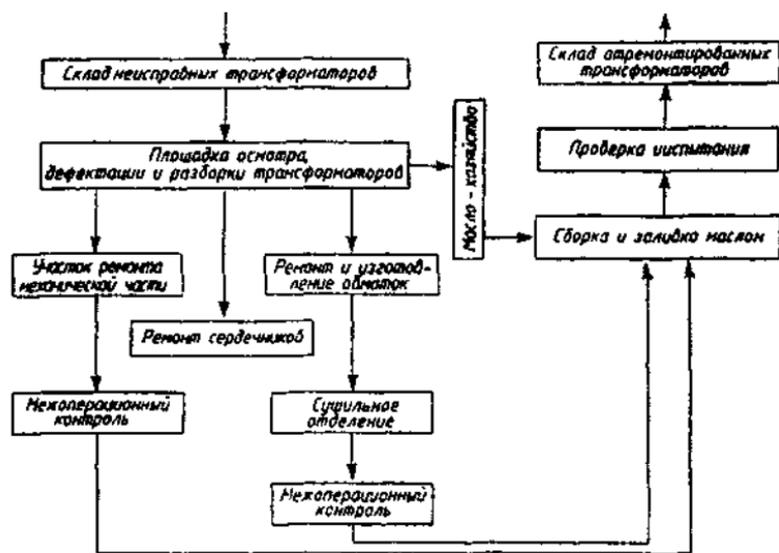


Рис. 7.2

Особенностью цеха является наличие масляного хозяйства и осуществление работ по подготовке масла. 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 осуществляют ремонт и поверку используемых электроизмерительных приборов. Сотрудники лаборатории проводят контроль за эксплуатацией приборов на месте установки;
- лаборатория электротехнических испытаний, в которой проводятся послеремонтные и эксплуатационные испытания трансформаторов и высоковольтных двигателей, реакторов и вентильных разрядников.

профилактические испытания изоляции высоковольтных 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, изоляционных материалов;

- *лаборатория электрического привода*, в которой исследуются режимы работы электроприводов и проверяется действие их защит, проводятся пусконаладочные работы, разрабатываются и осуществляют мероприятия по внедрению на предприятии новой техники, замене устаревшего оборудования и его модернизации, осуществляется наладка оборудования после ремонтов;

- *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 осуществляется проверка защиты и сетевой автоматики, установленных на подстанциях и в распределительной сети предприятия, разрабатываются программы ввода объектов электроснабжения, проводится ремонт неисправных электроустановок, изготавливаются и ремонтируются комплексные устройства, используемые для проверки работы оборудования, изготавливаются машинные устройства и проверяются электронизмерительные приборы и счетчики.

- *испытательная 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 координируются

тролируется 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

1. От чего зависит трудоемкость ремонтов 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?

ТЕМА 8. СОДЕРЖАНИЕ РЕМОНТОВ. РАЗБОРКА И ДЕФЕКТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

В зависимости от массы, размеров, а также от характера ремонт электрические машины ремонтируются на месте или направляются в ремонтное предприятие.

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 комплекты электрических машин, имеющие все основные узлы и детали, включая старые обмотки. Не ремонтируются машины с разбитыми корпусами, подшипниковыми щитами, а также со значительным (более 25 %) повреждением магнитопроводов.

§ 8.1. Содержание ремонтов

Технические условия ремонта. Ремонт должен быть качественно обеспечивающим эксплуатационную надежность, а технические показатели должны соответствовать стандартам и нормам. Отремонтированная машина снабжается всеми деталями, подшипники качения заполняются смазкой. Корпус окрашивается, концы валов покрываются консервационной смазкой.

Ремонтное предприятие должно гарантировать безотказную работу машины в течение одного года при соблюдении условий ее транспортировки, хранения и эксплуатации.

Выходные концы обмоток маркируются в соответствии со стандартом, а к корпусу машины крепится новый щиток с указанием предприятия, проводившего ремонт, даты выпуска из ремонта и технических данных машины.

Текущий ремонт. Применяется для машин, находящихся в эксплуатации или резерве, в сроки, обусловленные графиком ППР. Текущий ремонт проводится 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 привода

тельной смазки в подшипниках; чистка вентиляционных каналов, обмоток статора и ротора, коллекторов и контактных колец; устранение повреждений изоляции; сушка обмоток и покрытие их при необходимости эмалью; шлифовка контактных колец и коллекторов; регулировка шеточного 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. Применяется для машин, находящихся 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, шеточного механизма; дефектация узлов и деталей;
- ремонт корпуса, подшипниковых шитов, магнитопроводов (заварка трещин, восстановление резьбовых отверстий, восстановление посадочных мест в корпусе и шитах), 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 они передаются на переплавку. Высоковольтные обмотки из прямоугольного провода могут использоваться повторно после замены изоляции.

§ 8.2. Предремонтные испытания

Целью этих испытаний является определение характера дефектов поступивших во внеплановый ремонт электрических машин. 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 в месте установки. Объем испытаний зависит от конструкции машины 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, бланки 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

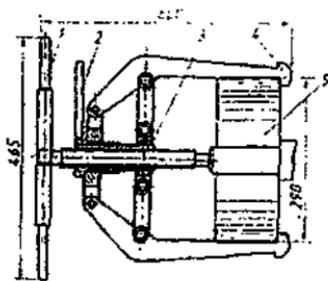


Рис. 8.1

Перед снятием шкивов, полумуфт шестерен с вала машины следует вывернуть стопорный винт или выбить шпону, фиксирующую 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 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. Для уменьшения нагрева вала его обертывают смоченным в воде асбестовым картоном, а нагрев проводят интенсивно одной или двумя горелками, начиная от края детали по направлению к ступице. Температуру детали можно контролировать прикосновением прутка из олова, температура плавления которого около 250 °С. Можно использовать нагрев детали токами высокой частоты, при котором вал практически не нагревается.

Пример разборки асинхронного двигателя закрытого исполнения (Р44), 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 завертывают 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 распола-

галась над центром тяжести ротора 2, после чего заводят цапговый патрон на вал 3. Вращая рукоятку 6, передвигают пластину 5 вперед, пока кулачки 4 не захватят вал 3 ротора 2. Затем вывешивают ротор, приподняв приспособление за серьгу 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.

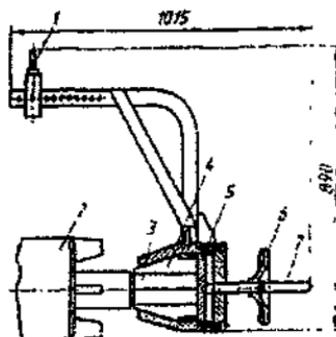


Рис. 8.2

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.

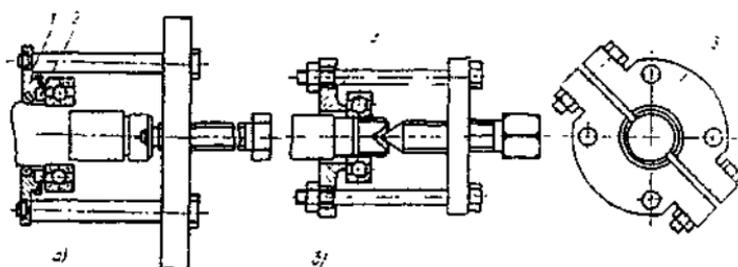


Рис. 8.3

При разборке машин используют гидравлические съемники. Съемник создает давление 6,4 МПа и позволяет 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, где 1 – подвижная стойка; 2 – электропривод; 3 – пиноль; 4 – неподвижная стойка; 5 – поворотный стол; 6 – зажимное устройство; 7 – стол; 8 – направляющие).

Двигатель (рис. 8.4) устанавливают на стенде рабочим концом вала на 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 3

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) и включают движение стола вправо. При этом левый подшипниковый щит выпрессовывается из замка на корпусе, а правый подшипник – с вала. Устанавливают опорную вилку между левым подшипником и корпусом двигателя и включают движение стола 7 влево, производя выpressовку левого подшипника с вала. Затем выводят пиноли 3 из центров вала, поворачивают стол 5 с двигателем на угол $60...90^\circ$ 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.

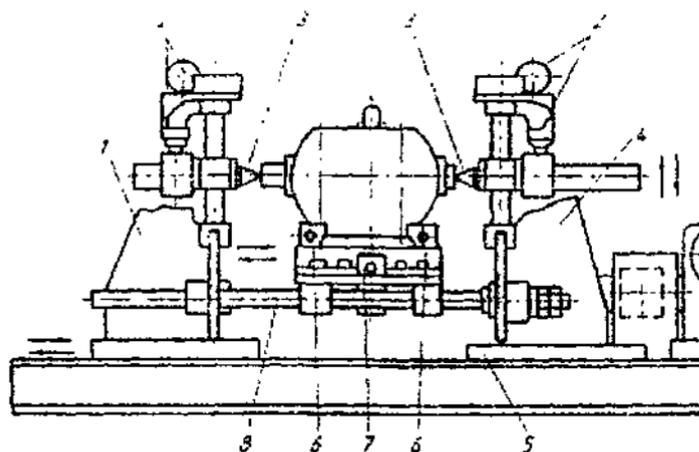


Рис. 8.4

При разборке крупных машин измеряют:

- воздушный зазор между ротором и статором в четырех точках через 90° с обеих сторон;
- радиальные зазоры в подшипниках и натяги крышек подшипников на вкладыши;
- 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 опу-

кают ротор на статор. Снимают полушестерни или шестерни, зачищают посадочные поверхности и определяют натяг.

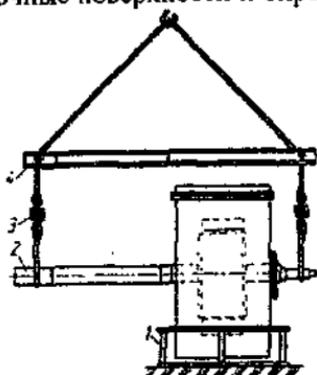


Рис. 8.5.

Ротор извлекают с помощью грузоподъемных механизмов и специальных скоб (ротор до 500 кг). Для выведения ротора на кран подвешивают траверсу (рис. 8.5) с двумя регулировочными болтами 3. На вал надевают удлинитель. Выводят его из статора (вправо). Статор остается на своей фундаментной плите. Разработаны приспособления для выведения ротора из статора без применения грузоподъемных механизмов (см. § 3.7, рис. 3.25).

§ 8.4. Разборка обмоток из круглого провода

Обрезают лобовую часть обмотки, извлекая ее из пазов. Обрезку лобовой части производят на токарных станках или на специальных станках (рис. 8.6): модели СО-3М используются для машин с высотой оси вращения 50...100 мм.

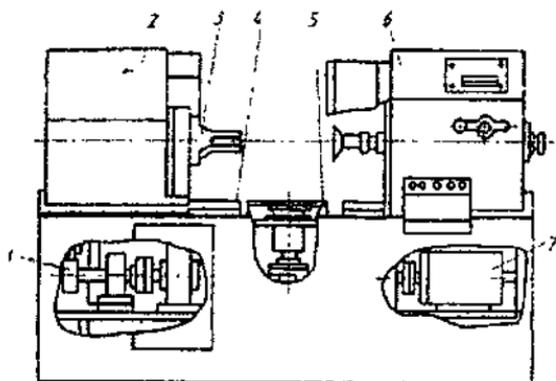


Рис. 8.6

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, контактные кольца, последние демонтируются. Пазовая изоляция при вы-

жиге 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 $50...60^{\circ}\text{C}$ и передают на станок для извлечения обмотки.

Для химического размягчения пазовой изоляции сердечник с обмоткой помещают на 6...8 ч в ванну с 10%-ным раствором едкого натра (каустическая сода), подогретого до температуры $80...90^{\circ}\text{C}$. 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.

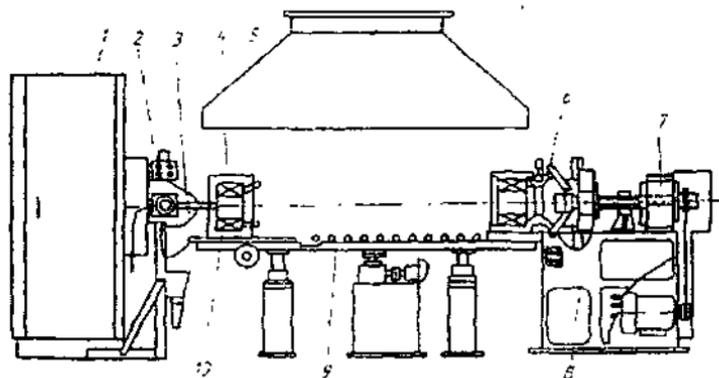


Рис. 8.7

Последовательность высокочастотного нагрева следующая. Выбранный индуктор 10 устанавливают в зажим 3 и подключают к нему контур водяного охлаждения (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 электри-

ческое 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 обмотки извлекают на специальных станках (рис. 8.8, где 1 – ползун; 2 – нож; 3 – лентировочный пресс; 4 – бункер; 5 – шибер; 6, 11 – передняя и задняя бошки; 7 – захват; 8, 12 – кулачки; 9 – патрон; 10 – цилиндр, 13 – самоцентрирующийся патрон; 14 – диск с пазами; 15 – хомуты; 16 – гидроцилиндр). 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 захватами и выдергивается из статора.

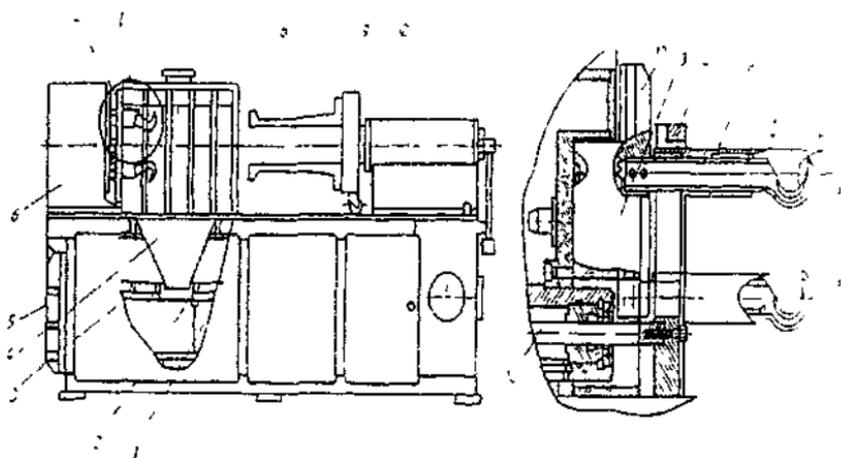


Рис. 8.8

§ 8.5. Разборка обмоток из прямоугольного провода

Таковыми обмотками являются обмотки фазных роторов асинхронных двигателей, статоров крупных синхронных и асинхронных машин.

ные обмотки и обмотки возбуждения машин постоянного тока, а также обмотки возбуждения синхронных машин.

Извлечение стержневой обмотки фазных роторов асинхронных машин. При удалении стержней роторов, на которые отсутствуют обмоточные данные и их геометрические размеры, 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 расплавляют хомутики, соединяющие концы стержней в лобовых частях. Одновременно зачищают от припоя и лужи стержней. Затем 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 закрепляют в зажиме 2 конец 1 стержня. Вращая винт 4, вытягивают стержень из паза, предохраняя приспособление от смещения распоркой 3.

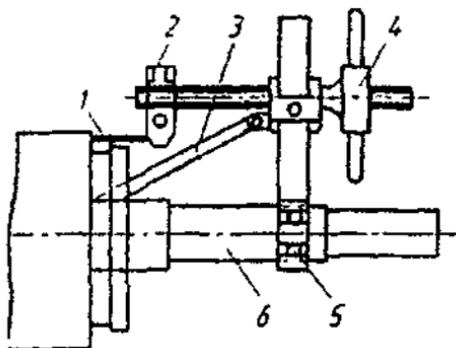


Рис. 8.9

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 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 клинья, 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 уравнительных 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 катушки группы и нагревают их перед выемкой, используя сварочные генераторы постоянного тока, позволяющие обеспечить ток при нагреве, равный 0,4...0,6 номинального.

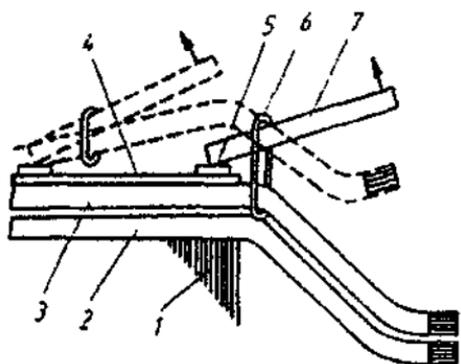


Рис 8 10

нижней катушками забивают деревянные или пластмассовые клинья.

У обмоток с *термоактивной изоляцией* извлечь катушки с помощью нагрева не удастся, поскольку эта изоляция не размягчается при температурах 300-400°C. Размягчение термоактивной 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. Наиболее 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 металлов (вызывают коррозию) и цветных металлов, включая алюминий и его сплавы.

Струйную очистку наиболее эффективно проводить в моечной

шинах, разработано и внедрено несколько таких машин. Например, ЦКТБ ремонтрремонта разработало машину для мойки узлов электрических машин с высотой оси вращения до 280 мм. Машина состоит из моечной камеры, двух гидравлических баков с системами подогрева и фильтрации жидкости и насосной станции. В состав камеры входят две 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 щетки. Подвеска при этом медленно поворачивается. Время мойки 5...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.

Дефектация необмотанного статора. Проверяют наличие трещин, впадин и деформаций корпуса, состояние резьбовых отверстий, крепление сердечника в корпусе, наличие распушения крайних листов и выгорания отдельных листов сердечника, наличие коррозии. *Плотность сборки сердечника* проверяют щупом толщиной 0,2 мм, который под давлением руки должен входить между листами сердечника не более чем на 2...3 мм. 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, наличии 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 сопротив-

ление изоляции коллектора и контактных колец.

Поверхности под посадку подшипников должны иметь допуск 4...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, деформации шпилек, состояние резьбы и наличие защитных покрытий. Качество резьбы проверяют резьбовыми кольцами. Признаками брака являются повреждение более 20% ниток резьбы, трещины и надрывы у головок болтов, уменьшение диаметра шпилек и болтов из-за коррозии более чем на 10%.

Контрольные вопросы

1. 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?

ТЕМА 9. РЕМОНТ МАГНИТОПРОВОДОВ И МЕХАНИЧЕСКИХ ДЕТАЛЕЙ

При работе электрической машины происходит износ, ослабление креплений и изменение формы ее отдельных деталей. 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 и износ внутренней (наружной) поверхности.

Ремонт при ослаблении посадки сердечника. Проверяют состояние стопоров и кольцевых шпоночных канавок, в которых они установлены. Устанавливают сердечник на место по заводскому исполнению и крепят его новыми стопорами или кольцевыми шпонками, причем верстия для стопоров сверлят в новом месте. При ослаблении посадки сердечника ротора его выпрессовывают с вала, вал ремонтируют или меняют и устанавливают сердечник ротора.

Ремонт при распушении крайних листов сердечника. Для устранения этого дефекта в машинах малой мощности пропиливают или зубцах (их размеры показаны на рис. 9.1,а) и проваривают эти пазы стродуговой сваркой (электрод ОММ5 диаметром 2 мм). Сварные швы 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 с зубцами (пальцами) 6, как показано на рис. 9.1,б, или установку отдельных нажимных пальцев 6 между сердечником 4 и нажимной шайбой как показано на рис. 9.1,в.

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 ставят текстолитовые клинья 8 (рис. 9.1,г). Чтобы определить необходи-

что толщину клина, можно предварительно опрессовать сердечник при давлении 1 МПа. Ширина клина не должна превышать ширины зубца. Для предохранения клина от выпадения его перед установкой промазывают клеем лаком и загибают крайний лист 9 сердечника.

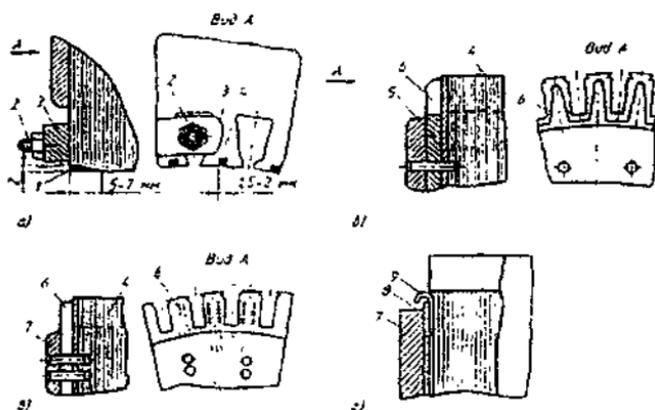


Рис. 9.1

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 Т-99 или эпоксидным клеем 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). Затем протирают его салфетками и промывают спиртом.

Ремонт при выгорании участка зубца сердечника. Удаляют дефектную часть и устанавливают на ее место «протез» I 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.

§ 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. Для подшипниковых щитов характерен износ посадочных поверхностей и трещины.

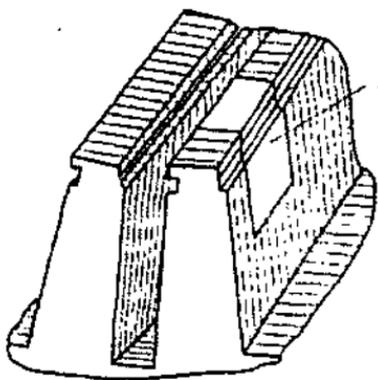


Рис. 9.2

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 шите посадочную поверхность под подшипник восстанавливают запрессовыванием втулки. Предварительно протачивают гнездо под подшипник и используют втулку толщиной 6...10 мм. Толщина стенки на шите должна быть не менее 10 мм. Проточку шита и изготовление втулки производят по размерам и допускам, обеспечивающим посадку с натягом. Прессование производят с подогревом. Втулку 1 (рис. 9.3) закрепляют в шите двумя диаметрально противоположными стопорами 2.

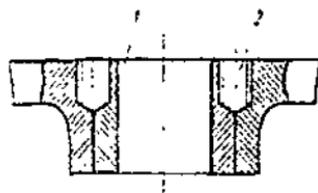


Рис. 9.3

Износ посадочных поверхностей не более 0,2 мм в шитах и на валах устраняют нанесением герметика бФ, 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 приготовленного раствора должна быть в пределах 33...34 с по вискозиметру ВЗ-4. Срок хранения раствора составляет 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°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°. 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 металлической обмазкой. При сварке используют флюс (бура – 50%, железные опилки – 25%, железная окалина – 25 %). Сварку ведут 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. Затем вставляют 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

К *повреждениям вала* относятся риски и задиры, уменьшение диаметров, овальность и конусность посадочных поверхностей, потемнение и битые центральные отверстия.

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 пределы допусков или зона дефектов превышает допуски, то дефекты устраняются одним из методов: электродуговой или вибродуговой сваркой, газоплазменным напылением, электромеханическим методом.

Ремонт с использованием электродуговой наплавки. После сварки плавкой уступы высотой 4 мм и более протачивают на конус с углом 15...20°. Производят наплавку, накладывая швы в очередном порядке, обозначенной цифрами на торце вала (рис. 9.4, а), 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 один. 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. 9.4, б). Затем на токарном станке обрабатывают торец, выдерживая общую длину вала, и засверливают центральные отверстия.

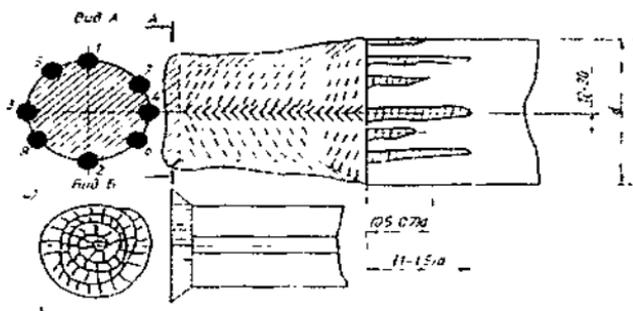


Рис. 9.4

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. Эта наплавка обеспечивает твердую поверхность без ее термообработки. Вибродуговая наплавка является разновидностью электродуговой сварки и осуществляется электродом, вибрирующим с частотой 20...100 Гц. Толщина наплавляемого слоя равна 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 $v_{пр}$. Перенос металла происходит каплями, что обеспечивает формирование плотных слоев наплавленного металла. Напряжение источника равно 14...24 В, диаметр d , электродной проволоки – 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:

$$v_{пр} / v_n = 1,0...1,2; B = (1,2...1,7) d_3,$$

где v_n – скорость наплавки (до 1,5 м/мин); B – шаг наплавки.

Ремонт с использованием газоплазменного напыления использу-

ется при восстановлении цилиндрических поверхностей, имеющих сплошную выработку до 3 мм. Поверхность подвергают механической обработке, обезжиривают, напыляют подслоем (обеспечивает 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. Ремонтруемый ротор 7 одним концом вала зажимается в патрон 2, а другим опирается на регулируемую роликовую опору 8. Распылительная головка 3 газовой металлизатора МГИ-4П располагается на суппорте станка. Проволока подается с катушки 4, а питание осуществляется от баллонов 1 с пропаном и кислородом. Для отсоса аэрозолей металла и токсичных продуктов сгорания газов предусмотрена вентиляция (зонт 6, установленный в зоне горелки и воздуховод 5). Частота вращения вала при напылении равна 0,1...0,6 об/мин.

Путем механической обработки вала удаляют слой металла, поврежденный коррозией, в результате чего устраняется его эксцентриситет, нусность и овальность. Для улучшения сцепления между напыляемым подслоем и поверхностью вала последнюю обрабатывают резцом, который, вибрируя, образует неровности (рис. 9.6, где глубина $h = 0,7...0,8$ шаг $t = 1,6...2$ мм). Подготовку поверхности можно проводить и пемля сетчатыми роликами.

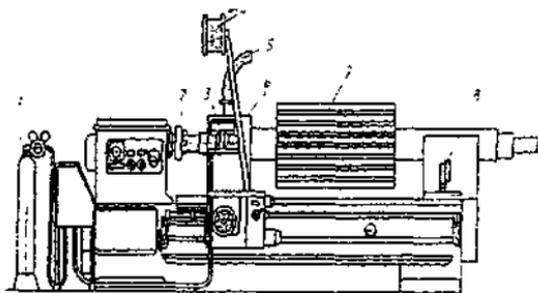


Рис. 9.5

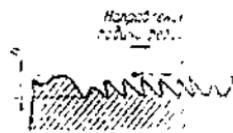


Рис. 9.6

После подготовки на вал напыляют подслоем, перекрывающий всешины неровностей обрабатываемой поверхности на 0,15...0,25 мм. 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 вентр:

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 в месте контакта выделяется значительное количество теплоты. Зона контакта мгновенно нагревается до высокой температуры. Поверхность детали под действием этой температуры и радиального усилия инструмента увлажняется. Охлаждение поверхностного слоя происходит быстро за счет отвода теплоты внутрь детали. 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 1 мм с добавлением металла.

Ремонт состоит из двух операций: высадка поверхностного слоя изношенной детали и сглаживание. Высадкой получают винтовой выступ поверхности детали диаметром D_2 , при этом вместо срезания стружки происходит пластическая деформация поверхностного слоя. Сглаживание производят радиусной пластиной диаметром D_0 , при этом на глубину 15 мм повышается твердость поверхности.

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 трудностей не представляет. Для снятия сердечников фазных роторов после удаления обмоток в два диаметрально расположенных паза устанавливают специальные калибры, имеющие форму пазов, для предотвращения смещения пазов сердечника его зажимают между массивными шайбами и впрессовывают вал.

Исправление кривизны вала. Медленно поворачивая ротор 3 (рис. 9.7) в центрах или призмах, по стрелочному индикатору 2 определяют кривизну вала. Правку производят при кривизне вала более 0,02 его длины.

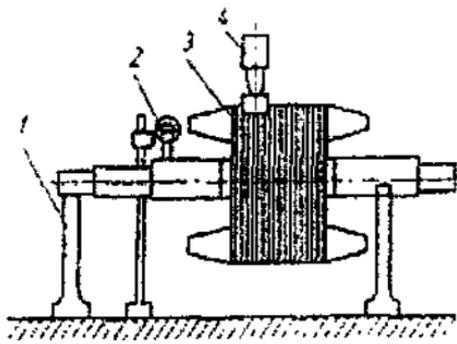


Рис. 9.7

Ротор 3 устанавливают на оры 1 и в месте максимального выгиба вала воздействуют прессом. Путем расчета определить усилие нажатия пресса затруднительно, поэтому правку производят в несколько приемов, измеряя каждый раз величину прогиба индикатором 2, подбирая усилие. Правку прекращают при значениях выгиба в менее 0,04...0,05 мм.

§ 9.4. Ремонт короткозамкнутых обмоток ротора

Обмотки роторов выполняются литыми или сварными. Типичные повреждения литой обмотки – разрыв короткозамыкающего кольца и обрыв стержня в пазу. Для сварной обмотки характерно ослабление или нарушение контакта между стержнями и короткозамыкающим кольцом, а также обрыв или подгар стержней.

Ремонт литой обмотки. Трещины короткозамыкающего кольца устраняют пайкой (если трещин более двух, обмотку не восстанавливают). Поврежденные места очищают и промывают бензином. Место трещины 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°C и залуживают припоем (15% олова, 20% кадмия и 65% цинка). Трещину заполняют припоем, подавая его с прутка. Трещины устраняют также аргоно-дуговой сваркой.

Обмотки, имеющие разрывы стержней, на которые они наматывались, 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 удаляют, высверливая участок, примыкающий к короткозамкнутому кольцу. Через отверстие в кольце высверливают отверстие в стержне 3-4 диаметра

5...7 мм (рис. 9.8) и на место удаленной части стержня устанавливают вставку 2. При пайке меднофосфорным припоем зазор $|a|$ равен 0,2 мм, а при пайке серебрясодержащим припоем — 0,10...0,15 мм.

При удалении стержня целиком его высверливают, выбивают из паза на 50...80 мм и извлекают, используя механизм с захватом. После ремонта необходимо провести динамическую балансировку ротора.

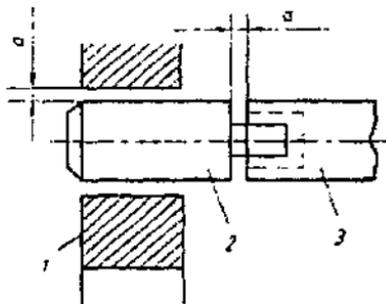


Рис. 9.8

§ 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. После его покрывают 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 отожженной 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 ле-

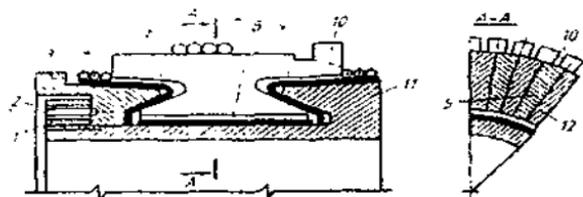


Рис. 9.9

тушков 10. Если обмотка припаяна, производят распайку паяльником, если приварена – протачивают торцы петушков на глубину провар (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.

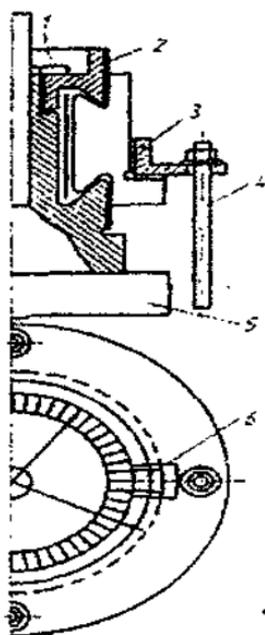


Рис. 9.10

При пробое изоляционной прокладки между коллекторными пластинами 5 или при вогнутости коллекторных пластин (до 4-5 штук) 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. Формовка производится при скорости на 20% выше номинальной и при 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 запаивают изоляцию в пресс-форме. Затем протачивают 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

1. Объясните методы устранения распухания 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?

ТЕМА 10. РЕМОНТ ОБМОТОК И СБОРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

При капитальном ремонте производится полная замена обмоток изоляции электрических машин. Обмотки из круглого провода, и многовитковые 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 из круглых проводов

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.

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 concentрическая обмотки удобны при укладке. Изготовление двухслойных и укладка равнокатушечной обмотки достаточно просты и несложны для понимания. Обмотки машинной намотки более сложны и трудоемки при ручном изготовлении. Поэтому при ремонте одно- и двухслойные concentрические 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 concentрической обмотки равен

$$y = (y_{нб} + y_{нм}) / 2,$$

где $y_{нб}$ и $y_{нм}$ — шаг соответственно наибольшей и наименьшей катушек двухслойной concentрической обмотки.

Шаг равнокатушечной обмотки при пересчете одно- и двухслойной concentрических обмоток равен

$$y = 2(q + 1),$$

где q — число пазов на полюс и фазу.

Конструкция одно- и двухслойных concentрических обмоток такова:

ва, 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 паза, остаются неуложенными, так как в тех пазах, где они должны располагаться, нет еще нижних катушек. Число таких катушек будет равно шагу обмотки. Следующие катушки укладываются одной стороной вверх паза, а другой – вниз. Последние устанавливают верхние части первых катушек.

Порядок укладки витков в пазы показан на рис. 10.1. В изолированный паз устанавливают прокладку 1 и через нее 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 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 паза (0,72...0,74) увеличивается трудоемкость укладки и снижается надежность машины. В электродвигателях *первой* серии используют провода с тонкой изоляцией, а в электродвигателях *второй* серии – с изоляцией еще меньшей толщины, но более высокого качества, при этом получают низкий коэффициент заполнения паза. 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.

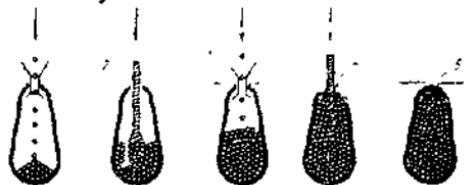


Рис. 10.1

ТЕМА 10. РЕМОНТ ОБМОТОК И СБОРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

При капитальном ремонте производится полная замена обмоток изоляции электрических машин. Обмотки из круглого провода, и многовитковые 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 из круглых проводов

Изготовление и укладка обмоток осуществляются следующим образом: нарезается и заготавливается изоляция, наматываются катушечные группы (или фазы), изолируются пазы и в них укладываются проводники, распиваются схемы и выводные концы и формируются лобовые части обмотки.

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. Изготовление двухслойных и укладка равнокатушечной обмотки достаточно просты и несложны для понимания. 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 равен

$$y = (y_{нб} + y_{нм}) / 2,$$

где $y_{нб}$ и $y_{нм}$ — шаг соответственно наибольшей и наименьшей катушек двухслойной концентрической обмотки.

Шаг равнокатушечной обмотки при пересчете одно- и двухслойных концентрических обмоток равен

$$y = 2(q + 1),$$

где q — число пазов на полюс и фазу.

Конструкция одно- и двухслойных концентрических обмоток та же

ва, 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 вверху паза, 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 вверху пазов, а другой – внизу. Последними устанавливают верхние части первых катушек.

Порядок укладки витков в пазы показан на рис. 10.1. В изолированный паз устанавливают прокладку 1 и через нее заводят проводники. После укладки определенного количества витков их уплотняют подбойкой 2.

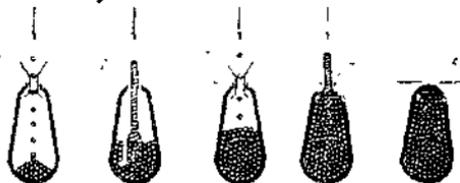


Рис. 10.1

При укладке двухслойных обмоток после заведения нижней катушки устанавливают изоляционную прокладку 3. После укладки всех проводников их уплотняют, подгибают края изоляции 4, устанавливают прокладку под клин и с торца забивают клин 5. Проводники в пазу всегда должны располагаться плотно. 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 паза (0.72...0.74) увеличивается трудоемкость укладки и снижается надежность машины. В электродвигателях *первой* серии используются провода с тонкой изоляцией, а в электродвигателях *второй* серии – с изоляцией еще меньшей толщины, но более высокого качества. При этом получают низкий коэффициент заполнения паза. 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 по вторичному использованию не подлежат, так как восстановить межвитковую эмалевую изоляцию провода невозможно. Катушки для укладки на 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, формование 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 вытаскивают из пазов, сохраняя их форму, и снимают корпусную и витковую изоляции. Затем катушки рихтуют и накладывают витковую изоляцию обматывая пленками вполнахлеста каждый проводник. Проводники укладывают в катушку и наматывают корпусную изоляцию.

Высоковольтные катушки используют повторно. Снимают старую корпусную и витковую изоляцию, 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 новую изоляцию из пленки толщиной 0,02.. 0,04 мм. Витки катушки свдвигают вместе и наматывают корпусную изоляцию. Тип изоляции — эмалепластичная или термореактивная.

§ 10.3. Ремонт стержневых обмоток роторов и обмоток полюсов

Извлеченные из пазов стержни поступают на восстановление изгибов и трещин. Старую изоляцию снимают ножом и отжигают места повреждения стержень, для снятия наклепа. Отжиг производят в печи или на газовой горелке, нагревая стержень до 400°C и охлаждая его в воде. Стержни выправляют, на выгоревшие места наплавляют твердый припой и зачищают эти участки под размер стержня, удаляют заусенцы шлифовальной щеткой. Стержни передают на изолировку и опрессовку.

Пазовые части изолируют простышками, покрытыми лаком.

вают 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 большую 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 используют способ *погружения изделия 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 минут до 1 часа, а при следующих – от 10 до 20 минут.

Способ пропитки изделия лаком в вакууме с переходом к повышенному давлению позволяет получить более высокое качество пропитки с меньшей трудоемкостью. Установка типа АВБ-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

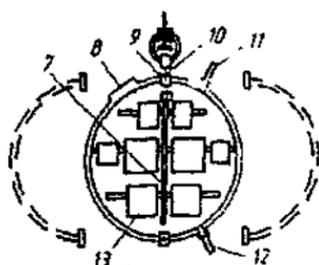


Рис. 10.2

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 имеющей ширину 30...40 мм и толщину 0,5...0,3 мм. Вакуум и давление создаются с помощью штуцера 11, а лак подают через штуцер 12. Су-

ровное окно 8 позволяет контролировать наличие лака.

Циклограмма пропитки изделия лаком с указанием времени операций приведена в табл. 10.1.

Таблица

Операция	Время, мин					
	1	2	3	4	5	6
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
Увеличение давления до атмосферного	-	-	-	-	-	-
Раскрытие автоклава	-	-	-	-	-	-

Цикл пропитки изменяется в пределах 6.. 16 мин. Отсутствие воздуха в изделии способствует глубокому проникновению лака в объем. Этот процесс усиливается при создании повышенного давления после заполнения автоклава лаком. Используются лаки с вязкостью 0,5 - 100

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 многovitковых 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. Плоскостью исправления 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 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 тя-*

желой стороной вниз. В верхней точке ротора устанавливают пробку 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.

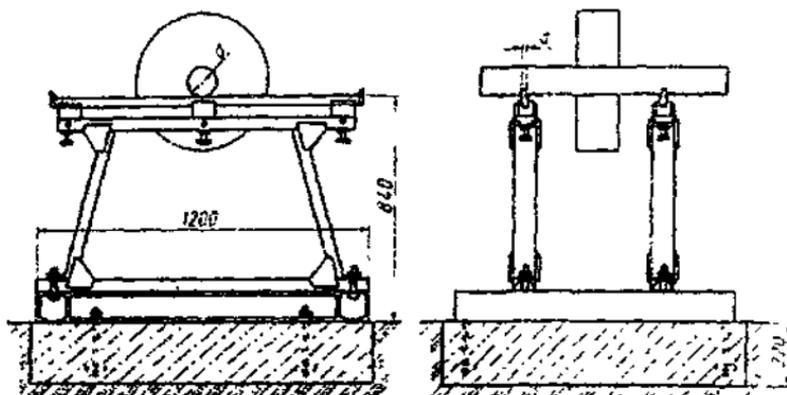


Рис. 10.3

Динамическая балансировка. Ротор балансируют на станке при его вращении. Балансировочные станки, оборудованные электронными устройствами и визуальными индикаторами дисбаланса, позволяют определить место установки и массу груза или место удаления излишков массы. Универсальный балансировочный станок показан на рис. 10.4.

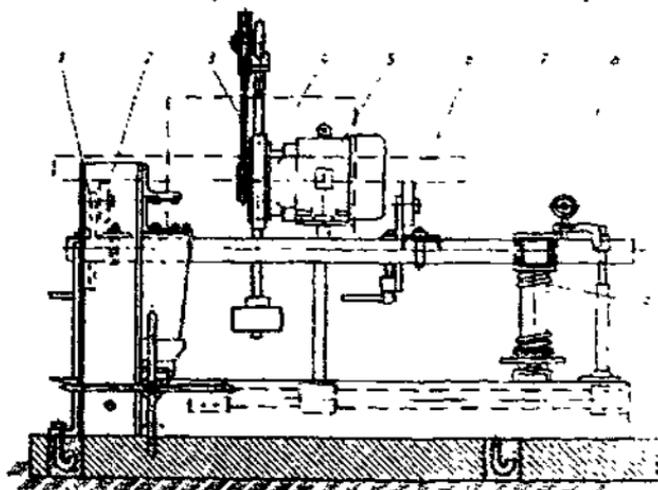


Рис. 10.4

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 устанавливают произвольно. К ним относятся подшипниковые шиты, роторы, статоры и т.д. 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 шиты следует устанавливать без перекосов, заворачивание болтов осуществлять поочередно. Для сборки внутренней подшипниковой крышки в нее вворачивают длинную шпильку, которую пропускают в одно из отверстий в шите, и после его установки за нее подтягивают крышку к шите и заворачивают один-два болта. После этого шпильку вывертывают и заворачивают болт. Делая внутренние болтовые соединения, не следует использовать пружинные контящие шайбы. Контроль 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 пегушкам.

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 приемо-сдаточные 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 технических условиях.

Программа испытаний двигателей переменного тока после ремонта

- испытание стали статора двигателей с обмотками из прямоугольного провода (удельные потери – не более 5 Вт/кг, наибольшая температура зубцов при $B_z=1$ Тл не должен превышать 45°C, разность перегрева в различных зубцов – не более 30°C);

- измерение сопротивления изоляции обмоток статора, ротора термоминдикаторов 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.

Таблица 10.2

Испытуемый элемент двигателя переменного тока с $U \leq 0,66$ кВ	Испытательное напряжение, кВ	
	$P_n = 0,2 \dots 1$ кВт	$P_n = 10 \dots 100$ 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

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	$2U_{ис}$ но не < 1,5 кВ	5,0	7,0	13,0	21,0	7,0	15,0	23,0

Таблица 10.4

Испытуемый элемент ротора асинхронных двигателей	Испытательное напряжение, кВ
Полная замена обмотки	
Отдельные стержни до укладки в пазы	$2U_{рот}^1 + 3,0$
Стержни после укладки в пазы до соединения	$2U_{рот} + 2,0$
Обмотка после соединения, пайки и бандажировки	$2U_{рот} + 1,0$
Контактные кольца до соединения с обмоткой	$2U_{рот} + 2,2$
Частичная замена обмотки	
Оставшаяся часть обмотки после выемки заменяемых катушек, секций или стержней	$2U_{рот}$ (но не менее 1,2 кВ)
Вся обмотка после присоединения новых катушек, секций или стержней	$1,7U_{рот}$ (но не менее 1,0 кВ)

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;

- измерение сопротивлений обмоток статора и ротора (для двигателей мощностью $P_n = 300$ кВт с $U_{ис} > 3$ 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 прово-

¹ Под $U_{рот}$ понимается напряжение на кольцах неподвижного ротора с разомкнутой обмоткой при номинальном напряжении на статоре.

да импульсным напряжением высокой частоты в течение 5...10 с. Значения напряжений приведены в табл. 10.5;

Таблица 10

Тип изоляции витков	Амплитуда напряжения, В	
	до укладки секций в пазы	после укладки и бажировки секции
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

• измерение воздушного зазора в четырех сдвинутых на 90° 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;

Таблица 10.6

Номинальный диаметр вала, мм	Зазор в мкм при частоте вращения в об/мин		
	до 1000	1000 ... 4500	более 4500
18 ... 30	40 ... 93	60 ... 130	140 ... 250
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

- проверка работы двигателя на холостом ходу (для двигателей с $P \geq 100$ кВт, $U \geq 3$ кВ), $I_{\text{хх}}$ не должен отличаться на $\pm 10\%$ от указанного в каталоге. Продолжительность испытания – 1ч;

- измерение вибраций подшипников (для двигателей напряжением 3 кВ и выше и двигателей ответственных механизмов). Максимально допустимые амплитуды 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 ≥ 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 $U_{\text{н}} > 42$ В, работающих в опасных и особо опасных условиях, а также у машин с $U_{\text{н}} > 380$ В).

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 и испытание витковой изоляции. Характеристика холостого хода снимается только у генераторов. Продолжительность испытания витковой изоляции – 5 мин, при этом испытании среднее напряжение между соседними коллекторными пластинами не должно превышать 24 В, если $2p > 4$.

Таблица 10.7

Испытуемый элемент	Испытательное напряжение, кВ
Обмотки машин постоянного тока: на номинальное напряжение до 100 В и мощностью более 3 кВт	1,6 U_n +0,8
на номинальное напряжение более 100 В и мощностью до 1000 кВт	1,6 U_n +0,8 (но не менее 1,2)
на номинальное напряжение более 100 В и мощностью более 1000 кВт	1,6 U_n +0,8
Обмотки возбуждателей синхронных генераторов мощностью более 3 кВт	8 U_n (но не менее 1,2 и не более 2,8)
Обмотки возбуждателей синхронных двигателей и компенсаторов мощностью более 3 кВт	8 U_n (но не менее 1,2)
Проволочные бандажи якорей машин мощностью более 3 кВт	1,0
Реостаты и пускорегулирующие резисторы (допускается испытание совместно с изоляцией цепей возбуждения)	1,0

Контрольные вопросы

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?

ТЕМА 11. РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ БЕЗ РАЗБОРКИ ИХ АКТИВНОЙ ЧАСТИ

Любой ремонт масляных трансформаторов, связанный со вскрытием бака, является **капитальным**. К капитальным относится и ремонт по типовой номенклатуре, называемый **ревизией**. Трансформаторы большой мощности ремонтируются только по специальной для каждого трансформатора технологии.

§ 11.1. Классификация ремонтов трансформаторов

По *объему* различают ремонты: 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. 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: обработка масла, замена сорбентов и уплотнений, в некоторых случаях – сушка активной части, контрольные испытания.

По *назначению* ремонты могут быть планово-предупредительные (профилактические) и послеаварийные, как и при ремонте электрических машин. Периодичность их проведения зависит от результатов профилактических испытаний и наличия дефектов, выявленных в процессе эксплуатации и при внешнем осмотре трансформатора (см. § 6.1).

Предусматривается вскрывать главные трансформаторы электростанций и подстанций, через которые передается основная часть вырабатываемой электроэнергии, через *восемь* лет после включения в эксплуатацию (независимо от сроков и объемов ремонтов). Вскрываются и осматриваются трансформаторы после длительной транспортировки к месту установки.

По *характеру* выполняемых работ выделяют ремонты: восстановительный, реконструкция и 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 слие масла используется технология, позволяющая удлинить время нахождения активной части вне масла до 100 ч. Технология заключается в подаче в бак трансформатора осушенного воздуха с относительной влажности не выше 20%. Используют специальную установку, снабженную цеолитовыми минералами, получаемыми синтетическим путем. Они обладают исключительно высокими адсорбционными свойствами, обусловленным высокой пористостью кристаллов и определенными размерами входных окон и каналов, которые действуют как сита, отсеивающие 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

Габарит	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII
S_n , кВ·А	< 100	100... 1000	1000... 6300	> 6300	< 32000	32000... 80000	80000... 200000	> 200000
$U_{вн}$, 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 объемов 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, электропитом 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, прокладывая

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 яруса, 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 самотеком. Если масло можно использовать, его сливают 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.

Строповка и выемка активной части трансформатора из бака строповки на активной части имеются подъемные кольца (рымы) подъемные кольца и крюк подъемного механизма надевают петли стропы и в отверстия колец вставляют стальные стержни. При строповке активной части трансформатора, связанной с крышкой, применяют стропы небольшой 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 уже затем поднимают до уровня, удобного для промывки над баком.

Перед промывкой активную часть трансформатора осматривают, обращая внимание на места отложения шлама и загрязнений в обмотках охлаждающих каналов 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 бака, поднятой на высоту около 3 м над полом. Емкость бака 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, искривления гаек 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° и имеет светлый цвет.

В процессе эксплуатации трансформаторов происходит ослабление осевой прессовки обмоток (вызванное усадкой изоляции из-за уменьшения осевых размеров обмоток и концевой изоляции от ударных сил при коротких замыканиях в процессе эксплуатации). Ослабление прессовки обнаруживается перемещением рукой изоляционных талей и прокладок (они сдвигаются с места). Устранение ослабления прессовки в трансформаторах до III габарита обмотки 4 производится ярмовыми балками 2 и 5 путем подтяжки гаек 1 вертикальных шпилек (рис. 11.1). При ослаблении прессовки ослабляют затяжку балок между ярма и вертикальную стяжку между верхними и нижними ярмовыми

ками. 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 (рис. 11.2, где 1 – дополнительный деревянный клин; 2 – вспомогательный клин; 3 – деревянный брусок). При значительном ослаблении обмотки расклинивание производят сверху и снизу.

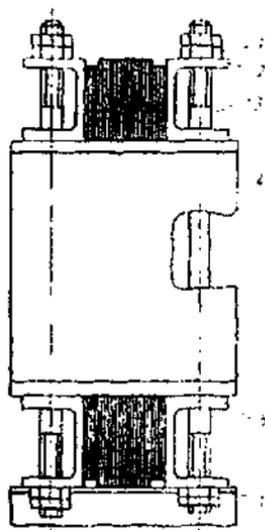


Рис. 11.1

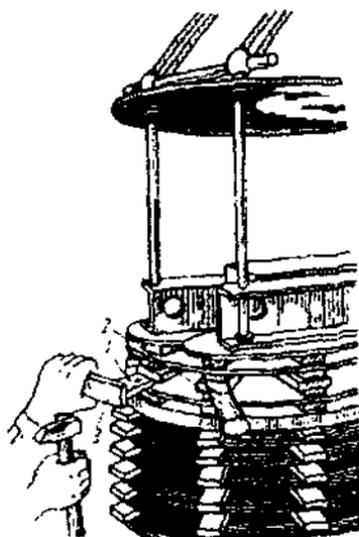


Рис. 11.2

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 сварены 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.

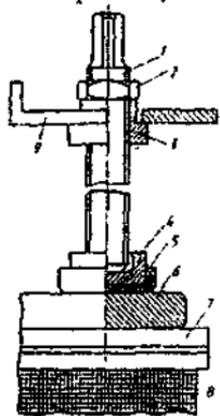


Рис. 11.3

Для равномерной прессовки обмоток у танавливают четыре-шесть 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 радиальную прессовку обмоток. Размещение прессующих колец трехфазного трансформатора при прессовке обмоток стержня одним кольцом показано на рис. 11.4, где 1 — кольца, 2 — места установки нажимных винтов, 3 — контур расположения ярмовых балок.

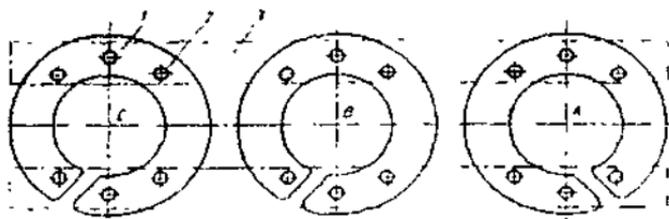


Рис. 11.4

Каждое кольцо заземляют гибкой перемычкой, соединяющей его с ярмовой балкой (рис. 11.5, где 1 — полка ярмовой балки; 2 — болты; 3, 4 — стопорная и пружинная шайбы; 5 — болт; 6 — заземляющая шайба; 7 — прессующие кольца; 8 — обмотки).

В целях экономии металла разработаны прессующие кольца из весно-слоистых пластиков.

Подпрессовку обмоток выполняют так: ослабляют гайки нажимных винтов в перекрестном порядке: до отказа заворачивают винты и снимают гайки.

Заземляющие перемычки отсоединяют от ярмовых балок и снимают сопротивление изоляции нажимных колец относительно ярмовых балок и магнитной системы.

Разработаны конструкции автоматической прессовки в процессе работы трансформатора. Например, с гидropружинным запорным устройством (рис. 11.6). 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.

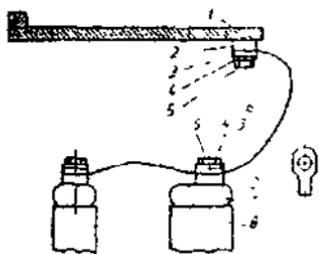


Рис. 11.5

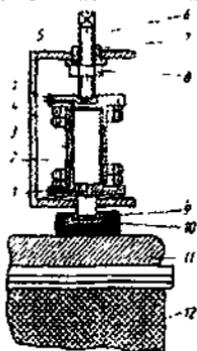


Рис 11.6

Гидропружинное устройство размещается между прессующим кольцом 11 и нажимными винтами 6 в ярмовой балке 5. После сушки активной части в фасонные гайки 7 завинчивают 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 13. 0,5 мм. В месте, где изоляция витка восстановлена, на катушку накладывают бандаж из гафляной ленты вполюс нахлест

Ремонт магнитной системы начинают с проверки чистоты вентиляционных каналов и отсутствия на их поверхности мест перегрева.

Признаками перегревов служат цвета побелости (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 трансформатор-

ного 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-бакелитовыми трубками. При наличии в 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 пластину его при необходимости подвергают переизолировке.

Перед прессовкой ярма от прессующей балки отделяют заземляющую ленту и измеряют сопротивление изоляции ярмовых балок относительно активной стали, а также качество изоляционных прокладок активной стали 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 бесшпильчной конструкции подпрессовку ярма производят подтяжкой гаек на внешних шпильках, скобах, полубандажах.

Ремонт переключающих устройств. Осматривают контактные соединения переключателя и отводов устройств переключения без возбуждения (ПБВ); определяют плотность прилегания контактов, проверяя зазор между ламелями шупом, 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 значительными люфтами

соединительных валов.

Ремонт отводов. Признаком нарушения контакта является потемнение изоляции, а также отложение на его поверхности черной спекшейся массы. Дефектные соединения переплавляют и изолируют. Крепление отводов подтягивают планками, шпильками и гайками.

Ремонт вводов, бака, расширителя и радиаторов, размещенных в 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, таны и другие части крепят шпильками. Вводы должны стоять без перекосов и иметь равномерную затяжку. Этого достигают крестным подтягиванием гаек. На рис. 11.7 показана установка ввода напряжения 35 кВ, где 1 — токоведущая шпилька; 2 — латунная гайка; 3 — колпак ввода; 4 — резиновая прокладка; 5 — электрокартонная шайба; 6 — фарфоровый изолятор; 7 — прижимной кулачок; 8 — крышка бака; 9 — прокладка; 10 — присоединенный к шпильке отвод обмотки.

У трансформаторов I — III габаритов изолятор ввода прижимают кулачками 5 с помощью шпилек 2 (рис. 11.8), приваренных непосредственно к крышке 6: на приклеенную к крышке прокладку 7 устанавливают изолятор 1, надевают на шпильки кулачки, а на них фасонный (стопорный) фланец 4 и, 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 уп-

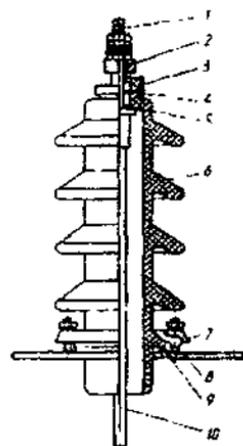


Рис. 11.7



Рис. 11.8

лотняющие прокладки и очищают поверхности, на которых они были установлены.

Ремонт кранов выполняют в следующей последовательности: вывешивают болты крепления вентиля к баку, разбирают вентиль, чистят, промывают его детали керосином, заменяют сальниковую набивку. Если вентиль после сборки и испытания не обеспечивает необходимой плотности прилегания посадочных поверхностей, последние притирают друг 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 укладывают уплотняющую прокладку 3 (рис. 11.9), которую вместе с крышкой стягивают болтами 4.

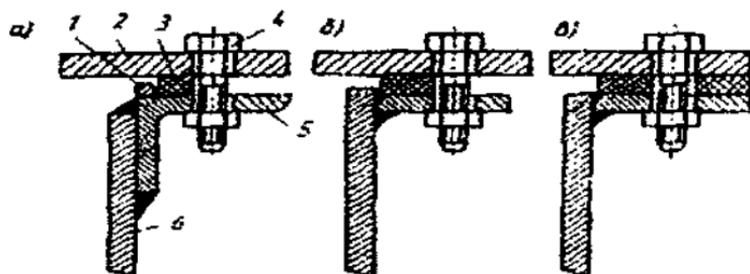


Рис. 11.9

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 ноки.

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 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.

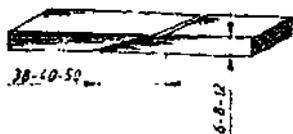


Рис. 11.10

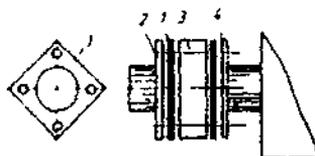


Рис. 11.11

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

Установка активной части трансформатора в бак. При этом измеряют сопротивление изоляции обмоток и стяжных шпилек.

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 неувлажнена, 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 яруса с помощью центрифуги или фильтра-пресса. Температура масла должна быть не ниже 10°C.

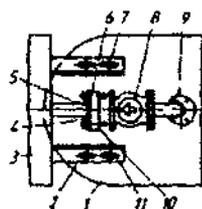


Рис. 11.12

Расширитель, газовое реле и другие устройства монтируют после установки крышки и заливки активной части трансформатора маслом (рис. 11.12, где 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 – предохранительные отверстия в кронштейнах). 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.

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 (пружинами асбеста). Затем масло доливают до нормального уровня в расширителе (по маслоуказателю).

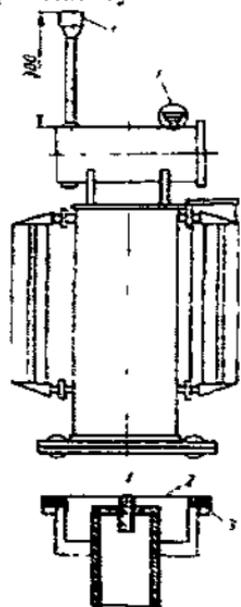


Рис. 11.13

Для испытания герметичности трансформатора в пробку расширителя устанавливают трубу с воронкой (рис. 11.13, где 1 – труба с воронкой; 2 – крышка масляного затвора; 3 – шайба). Высота уровня масла в воронке над крышкой составляет для трансформаторов с трубчатыми и гладкими баками 1,5 м, а с волнистыми и радиаторными – 0,9 м. Уровень масла выдерживают в течение 3 ч. Если за это 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 окрашенного 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 $\tan \delta$); испытание главной изоляции приложенным напряжением; измерение сопротивления обмоток постоянному току (см. раздел 12).

Контрольные вопросы

1. По какому принципу классифицируются ремонты 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.

ТЕМА 12. РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ С РАЗБОРКОЙ ИХ АКТИВНОЙ ЧАСТИ

При капитальном ремонте с разборкой активной части трансформаторов документацию ведут по особо ответственным операциям. Например, для трансформаторов I–IV габаритов такой операцией является сушка активной части, в процессе которой ведут протокол (журнал) сушки. Выполняют комплекс приемосдаточных испытаний. Составляют протокол испытаний, являющийся основным документом отремонтированного трансформатора.

§ 12.1. Диагностика состояния и дефектация трансформаторов

Магнитопровод. При дефектах межлистовой изоляции возможны перегревы, вызываемые вихревыми токами или токами в короткозамкнутых контурах.

Возможна конденсация влаги на поверхности масла. Попадая в верхнее ядро, влага проникает между пластинами активной стали в виде водомасляной эмульсии, разрушает межлистовую изоляцию, вызывает коррозию.

С ухудшением состояния масла (понижается температура и 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.

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 и

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.

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-каз, в котором указывает область применения трансформатора; условия, которых он эксплуатировался (характер нагрузок, наличие скачков напряжения и перегрузок, загрязненность воздуха и т.п.); специальные требования; дефекты и неисправности, имевшие место при эксплуатации (загрязнение масла; его повышенная температура и т.д.); виды и сроки ремонтов с указанием выполнявших ремонты 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 приемозачетный акт, в котором перечисляются все выполненные работы и даются рекомендации по использованию трансформатора (работа в параллельном режиме, несимметричные режимы и др.).

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 яруса 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 яруса обязательными являются сушка активной части и очистка трансформаторного масла.

Для выявления течей масла осматривают бак. К дефектации относят и электрические испытания для определения повреждений и их харак-

тера: 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.

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:

- 1) эластичную (при сгибе вдвое не ломается);
- 2) твердую (при сгибе вдвое образуются трещины);
- 3) хрупкую (при сгибе вдвое ломается);
- 4) ветхую (при сгибе до прямого угла ломается).

Определяют состояние главной изоляции, отсутствие деформации обмоток и смещения витков.

Осматривают и фиксируют состояние отводов, переключателя в ветвлениях, контактов и паяк, стяжных шпилек и их изоляции, наличие неисправности заземления магнитопровода, отсутствие короткозамкнутого контура в магнитной системе. Если активная часть трансформатора подлежит разборке, то перед демонтажем отводов выполняют эскизы размещения и крепления планками.

По результатам дефектации активной части трансформатора устанавливают объем ремонта.

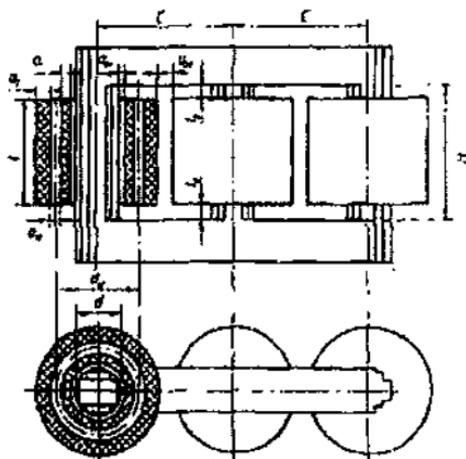


Рис. 12.1

При хорошем состоянии обмоток и магнитопровода активную часть ремонтируют в объеме, рассмотренном в разд. 11; при необходимости она подвергается сушке.

Определяют основные размеры магнитной системы. По результатам замеров расстояние между стержнями C , высота окна H , диаметра стержня d и высоты яра составляют размеры магнитной системы (рис. 12.1).

Если объем ремонта требует полной дефектации, опреде-

ают 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. 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.

Расшихтовка верхнего ярма, демонтаж обмоток и изоляции. Разборку активной части трансформатора начинают с распрессовки обмоток и верхнего ярма (рис. 12.2, где 1 — сравнительная изоляция; 2 — ярмовая изоляция; 3, 4 — обмотки ВН и НН; 5 — изоляционные цилиндры; 6 — вертикальные стяжные шпильки; 7 — верхняя ярмовая балка; 8 — изоляционная прокладка). Ярмовые балки со стороны ВН и НН не взаимозаменяемы, поэтому перед съемом их маркируют надписями. По первым вынутым пластинам устанавливают качество изоляции пластин и необходимость ее восстановления. Демонтированные пластины отправляют маркировочной 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.

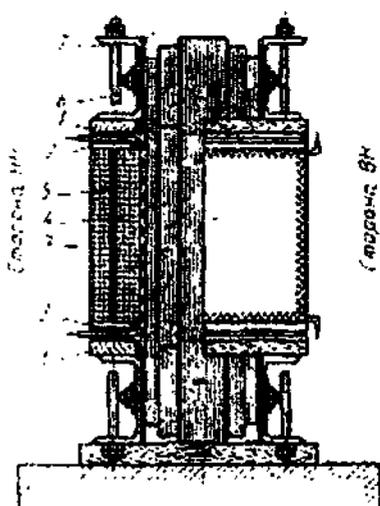


Рис. 12.2

При повреждении хотя бы одной из обмоток демонтируют со стержней все обмотки, так как металлические оплавления и копоть, возникши 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° .

После демонтажа обмоток снимают со стержня нижнюю ярмовую и уравнительную 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 пащем изоляция разрушается, нужно заменять обмотки. При ремонте смоточного провода удаляется старая изоляция, после чего он отжигается и переизолируется.

Для удаления старой изоляции и отжига обмотку разматывают надельные бухты, которые нагревают в закрытой печи при температуре $500\text{--}600^\circ\text{C}$. При этом изоляция обгорает и снимаются внутренние слои. Напряжения в меди – она становится «мягкой». Чтобы провод не стался при обжиге, бухты бандажируют проволокой. Удаление изоляции путем протягивания провода через устройство, в котором изоляция рыхлится в продольном направлении, очищается скребками и рыхлится. Провод рыхлуют протягиванием через систему стальных роликов и разматывают на барабаны.

Провода соединяют внахлест электропайкой серебряным припоем. Места паяк 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.

Сушка, прессовка и пропитка обмоток. После наматки 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 плите устанавливают пружины

(тарельчатого типа), под действием которых по мере высыхания и усадки изоляции обмотки автоматически подпрессовываются.

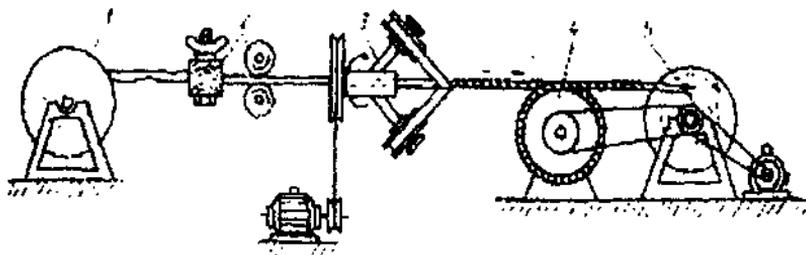


Рис. 12.3

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. § 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 части 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,

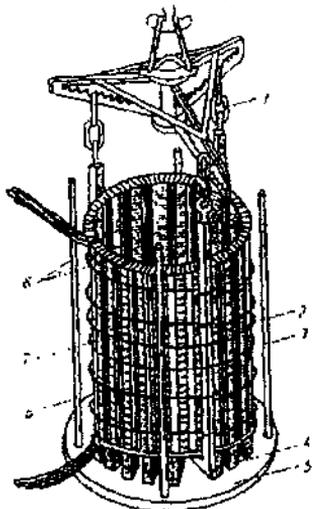


Рис. 12.4

где 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).

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 лаковое 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%)

Стремятся 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°С с последующей промывкой и сушкой воздухом). Для снятия обмазки изоляции ее отпаривают в горячей воде с последующей сушкой или обдувом. Пластины вновь изолируют на лакировальной установке (рис. 125 где 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). В процессе лакирования периодически проверяют толщину пленки, электрическое сопротивление изоляции пластин.

остав лака. Пластины укладывают ровно, без перекосов, выступов и набега-
ния одной пластины на другую. Неровности и большие зазоры в стыках
подбивают в процессе шихтовки подбойками из фибры.

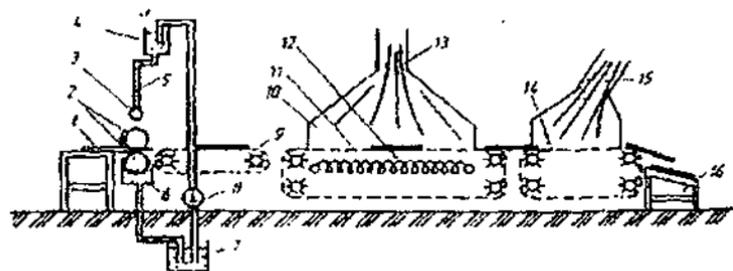


Рис. 12.5

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 устанавливаются 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 буквые 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 строят, 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 ядро 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); вибраторные, 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.

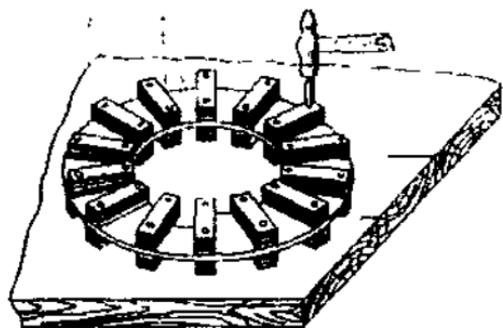


Рис. 12.6

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. Пластины вырезают из листа электрокартона, соблюдая определенное направление резки (вдоль волокон или поперек), так как усадка электро-

картона вдоль и поперек волокон различна.

Если склеить между собой полосы, нарезанные произвольно, то после сушки произойдет их коробление и расслаивание.

§ 12.4. Установка изоляции и обмоток. Подпрессовка обмоток

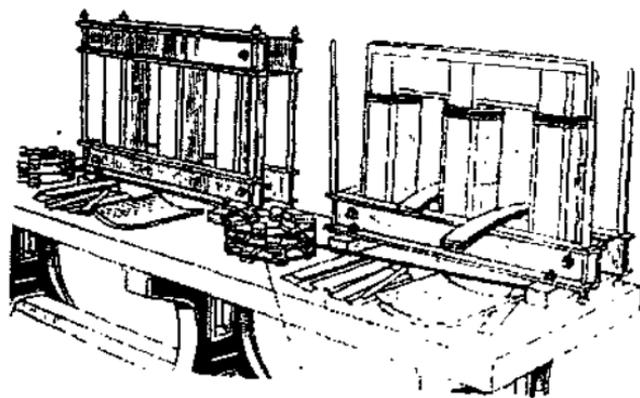


Рис. 12.7

(рис. 12.8, где 1 – мягкий цилиндр из электрокартона; 2 – приспособление для его затяжки), так как распушенная верхняя часть стержней не позво-

После распушки
товки магнитопровод
(рис. 12.7, где 1 – пластины ярма; 2 – детали, подготовленные к сборке; 3 – ярмовая изоляция) готовят к укладке ярмовой изоляции и насадке обмоток. Сжимают свободные верхние листы стержней прессовочными ремнями

н 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 уравнивающей и опорной ярмовой изоляции. Начала и концы обмоток НН и СН выводят в одну сторону, а обмотки ВН — в другую. Поэтому 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.

Укладывают нижнюю ярмовую опорную изоляцию (рис. 12.9, где 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 расширивки; 8 — вырез в ярмовой изоляции для прохода концов обмоток; 9 — прокладки ярмовой изоляции из электрокартона; 10 — опорная пластина) с вынимающейся вставкой для прохода концов обмоток.

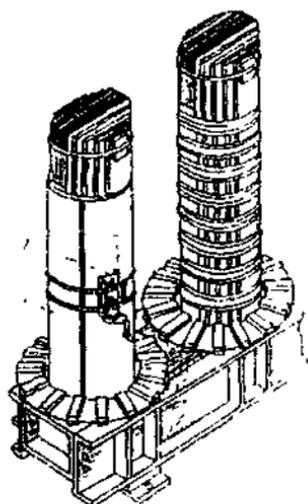


Рис. 12.8

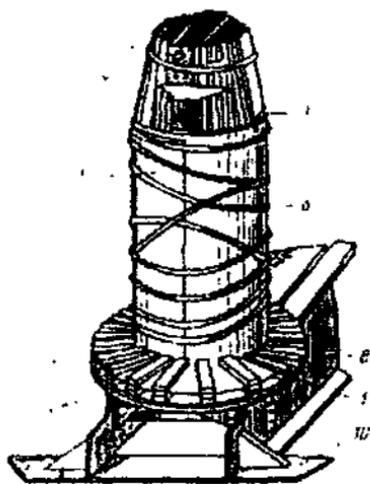


Рис. 12.9

Трансформаторы мощностью до 250 кВ А имеют другое устройство уравнивающей и ярмовой изоляций (рис. 12.10, где *a* — устройство ярмовой и уравнивающей изоляций; *b* — процесс насадки обмоток трансформаторов мощностью до 250 кВ А). Каждый стержень на ярме обкладывают

буковыми планками 3 с каждой стороны. Планки имеют поперечный вырез, в который при установке планок входит выступающий край электрикартонной 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 уравнительную и ярмовую изоляцию. Для изолирования обмоток от ярма в промежутке между стержнями поверхность ярма закрывают двумя электрокартонными щитками 4. Щитки служат изоляцией и опорной поверхностью для обмоток.

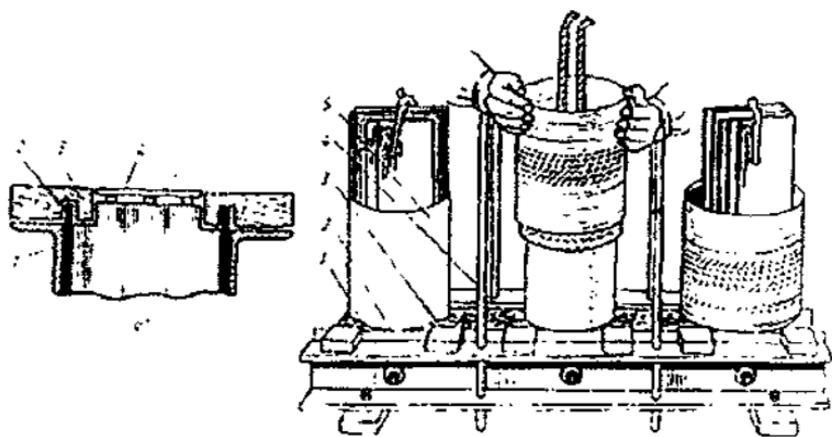


Рис. 12.10

Насадка обмоток. После установки уравнительной и ярмовой изоляций на изолированные цилиндрами 5 стержни поочередно, начиная крайней фазы, насаживают обмотки НН. Обмотки трансформаторов мощностью до 630 кВ·А насаживают вручную. При насадке обмотки НН 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. После затяжки стяжных шпилек раскернивают гайки; установленные обмотки соединяют в соответствии со схемой соединения; отводы от обмоток подключают к переключателям и вводам.



Рис. 12.11

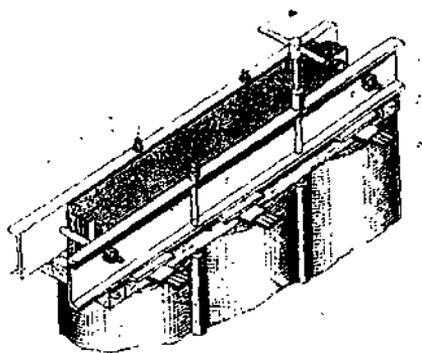


Рис. 12.12

После сборки схемы активная часть трансформатора подвергается электрическим испытаниям (проверка правильности выполнения схемы соединения и качества паяк). После испытаний производится сушка активной части трансформатора (см. разд. 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.

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 / состоит из большого количества конусообразных тарелок с отверстиями

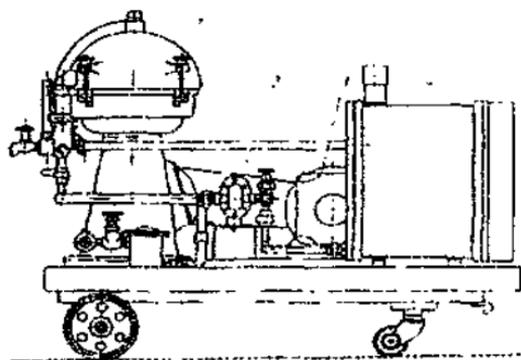


Рис. 12.13

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 наливается в центрифугу и выкачивается из нее двумя шестерёнчатыми 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 (рис. 12.14, где 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). Он состоит

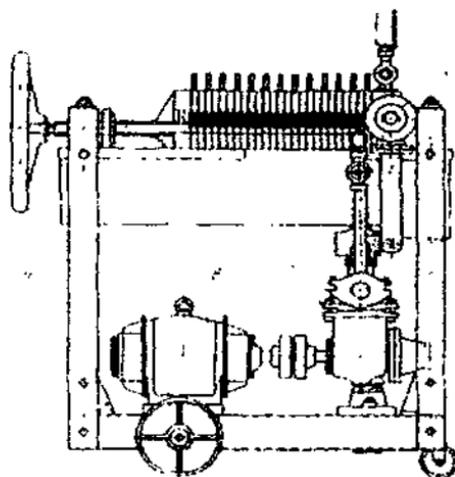


Рис. 12.14

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: *A* – для входа масла и *B* – для выхода очищенного масла (рис. 12.15, где *a* – рама; *b* – пластина). Пластины с обеих сторон имеют продольные и поперечные каналы, не доходящие до краев, благодаря которым поверхность покрыта большим количеством усеченных пирамид.

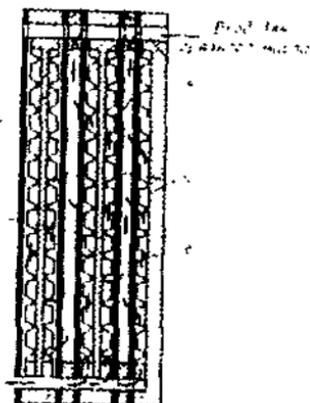


Рис. 12.15

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 масло поступает к решеткам пластин 6 и по имеющимся в них канавкам попадает в сквозное отверстие 7 и далее на выход из пресса. Параллельное включение камер создает большую фильтрующую поверхность и увеличивает производительность пресса.

В фильтр-пресс масло нагнетается насосом под давлением $(4...6) \cdot 10^5$ 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. Сушка осуществляется путем однократного фильтрования масла через слой молекулярных сит – искусственных цеолитов типа NaA. Установка (рис. 12.16, где 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) состоит из трех-четырех параллельно работающих адсорберов 6, содержащих по 50 кг цеолитов каждый.

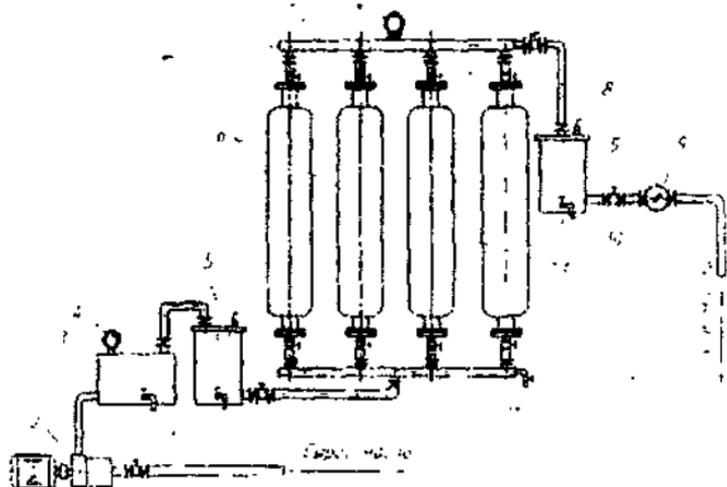


Рис. 12.16

Адсорбер представляет собой полый металлический цилиндр, полностью заполненный цеолитами. Для увеличения поверхности контакта це-

олитов 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 кВ 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 жадно 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 отстаивания, 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 силикагеля является возможность его 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 сили-

кагелем. 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 растет 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 м³ 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 дегазуруется до содержания газа 0,04% (по объему). Из дегазатора масло поступает в бак трансформатора, находящийся при таком же вакууме, как и дегазатор.

Трансформатор заполняется маслом 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 приемо-сдаточных 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 напряжением промышленной частоты, приложенным от внешнего источника;

- 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 $\tan \delta$ 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 пробой масла из бака для измерения электрической прочности являются обязательными после любого ремонта.

Проверка индикаторного силикателя 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 (рис. 12.17, где а – стандартный разрядник, б его внешний вид, 1 фарфоровый сосуд, 2 – стержни электрода, 3 – изолирующий стержень, 4 – ручка для регулирования, 5 – трансформатор, 6 – киловольтметр, 7 – отверстие с крышкой для заливки, 8 – измерительная лампа, 9 – кабель для включения в сеть, 10 – ручка для ввода масла в сосуд, 11 – клемма заземления). В стеклянный сосуд емкостью 1–5 л собирают пробу масла из нижнего крана в баке трансформатора. Затем масло заливают в разрядник маслопробойного аппарата (фарфоровый сосуд 1), в который вставлены два плоских электрода 2 и лагунные токоподводящие стержни 3. 4 тем подводится высокое напряжение от повышающего регулируемого

трансформатора.

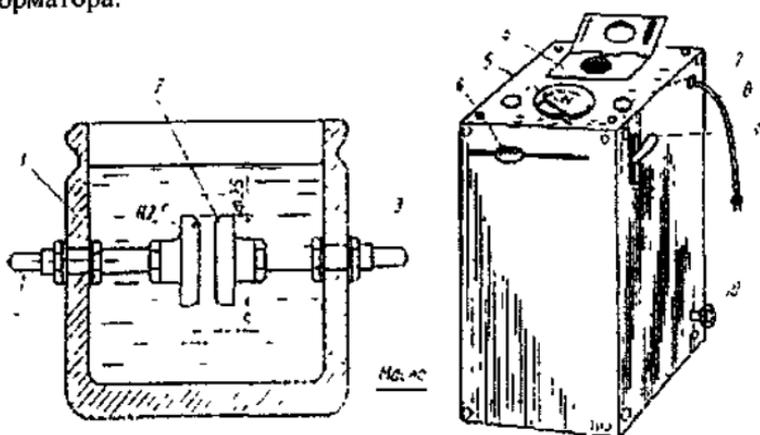


Рис. 12.17

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 шесть пробоев с интервалами 10 мин. Первый пробой не учитывают. Среднее арифметическое принимают за пробивное напряжение масла. Пробивное напряжение должно соответствовать нормам (табл. 12.1), которые зависят от номинального напряжения трансформатора и вида масла.

Таблица 12.1

Вид масла	Нормы пробивного напряжения трансформаторного масла при номинальном напряжении 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, сливают 2...3 л масла и несколько раз ополаскивают 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 ремонтах делают сокращенный анализ масла, в который входят: определение его 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°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 грозových перенапряжений при обычных мерах грозозащиты, испытываются по нормам для обыч-

ной изоляции, а трансформаторы, предназначенные для эксплуатации в электроустановках, не подверженных воздействию грозových 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. Испытания проводят по схеме рис. 12.18 (где 1 — регулировочный трансформатор; 2 — вольтметр; 3 — амперметр; 4 — испытательный трансформатор). При этом испытательное напряжение прикладывается между испытываемой 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.

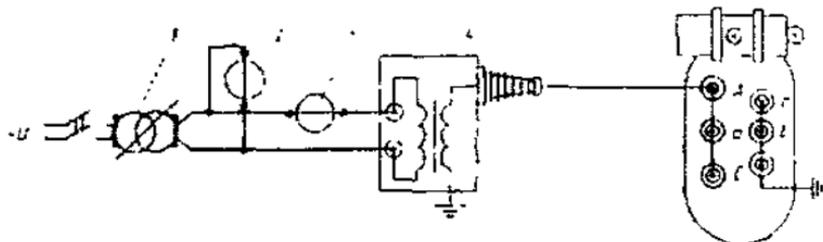


Рис. 12.18

Возрастание тока и снижение напряжения, фиксируемые приборами, 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, индуцированным в самом трансформаторе. Испытания проводят путем приложения к одной из обмоток двойного номинального напряжения этой обмот-

и 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 $2f_{ном}$ при продолжительности испытания 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. Затем эта фаза подвергается тщательному осмотру. 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 индуктированным 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 состоит из многovitковой катушки, насаженной на магнитопровод, и присоединенного к ней указательного прибора (рис. 12.19, где *a* – общий вид; *b* – принципиальная схема; 1 – указательный прибор; 2 – защитный кожух; 3 – катушка; 4 – сердечник).

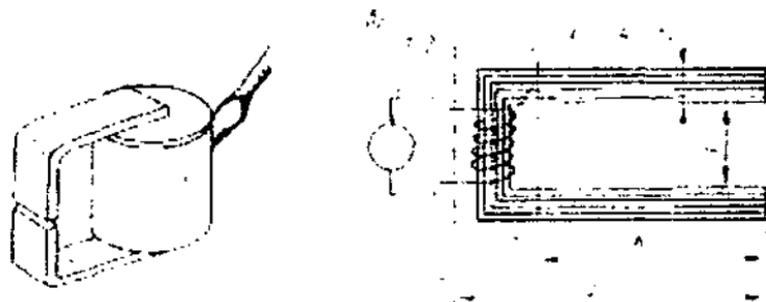


Рис. 12.19

Напряжение в проверяемой обмотке индуктируется «питателем», который выполняется аналогично приведенному на рис. 12.19, а 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. Допустимые значения изоляционных характеристик для трансформаторов до 35 кВ и мощностью до 10 МВ А приведены в табл. 3.1. Значения сопротивления изоляции R_x 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°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 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: первое измерение между обмоткой ВН и баком при заземленной обмотке НН (сокращенная запись схемы измерения ВН-бак, НН); второе измерение – НН-бак, ВН; третье из-

черение – ВН + НН-бак (рис. 12.20, где 1 – мегомметр; 2 – вводы ВН; 3 – вводы НН; 4 – бак трансформатора).

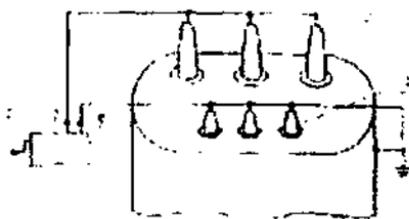


Рис. 12.20

Контрольные вопросы

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?

ТЕМА 13. РЕМОНТ И ПРОВЕРКА РАБОТОСПОСОБНОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

Несмотря на разнообразие конструктивных решений пускорегулирующей, силовой и защитной аппаратуры, при ее обслуживании и текущем ремонте действуют общие положения и правила эксплуатации и ремонта.

§ 13.1. Виды ремонтов электрических аппаратов

При каждом техобслуживании или ремонте аппарат должен быть отключен от сети и следует принять меры, исключающие возможность ошибочной подачи на него напряжения.

Оперативное обслуживание аппаратов проводится как перед вводом их в эксплуатацию, так и в процессе эксплуатации. Оно включает в себя регулярное проведение осмотров и периодический контроль значений параметров, характеризующих режим работы. Анализ полученных данных позволяет сделать 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 защиты.

Текущие ремонты предназначены для проверки состояния, обслуживания 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 перемагнитываться катушки электромагнитов.

Капитальные ремонты электрических аппаратов проводятся редко и лишь на стационарном, крупногабаритном, сложном и дорогостоящем оборудовании. Пришедшие в негодность или морально устаревшие стан-

артные аппараты подлежат замене на новые, современные. Нецелесообразен и сложный ремонт при значительных повреждениях, устранить которые силами ремонтного цеха невозможно.

Периодичность осмотров, профилактики, техобслуживания и ремонтов представлена в табл. 13.1.

Таблица 13.1

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

Важнейшим условием, обеспечивающим надежную работу коммутационных аппаратов, является достаточная *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 пророчными динамометрами, закрепленными на подвижном контакте. Измеряются усилия, создаваемые пружиной при заданном расстоянии между контактами (рис. 13.1.а), и усилия, необходимые для разрыва контактов, находящихся в замкнутом состоянии (рис. 13.1.б). Стрелками указано направление внешнего усилия, прикладываемого к динамометру.

Другим условием надежной работы является хорошее *состояние поверхности контактов*. Нагар с контактов удаляют салфеткой, смоченной бензином или другим растворителем. При обгорании контактов их чистят алмазом или наждачной бумагой. При уменьшении толщины контактов более чем на 0,5 мм их заменяют. Чистить контакты абразивами нежелательно, а иногда и запрещено (контакты сложной формы, а также покрытые серебром).

Во избежание простоев оборудования на предприятиях необходимо иметь резерв запасных частей (все быстрознашивающиеся части и детали, срок службы которых не превышает длительность межремонтного периода).

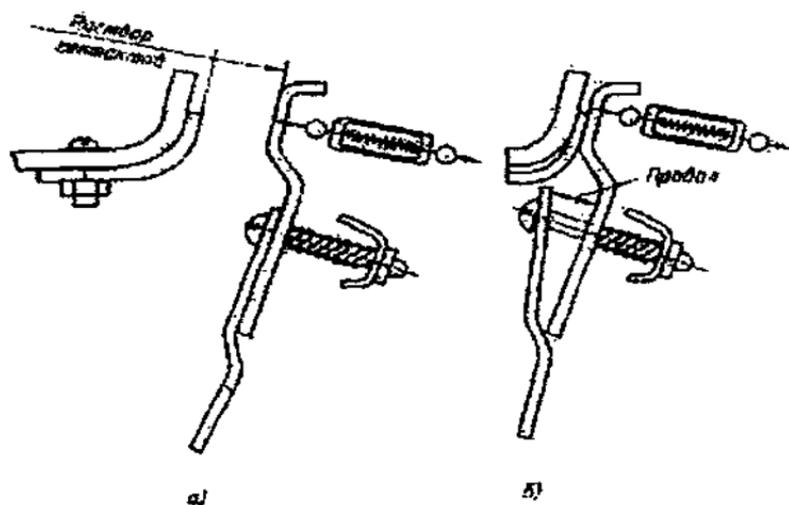


Рис. 13.1

Нормы расхода запасных частей для автоматических выключателей и магнитных пускателей приведены в табл. 13.2.

Таблица 13.2

Наименование запасных частей	Единица измерения	Норма	Число однотипных ремонтируемых 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

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 (рис. 13.4). Классификация контакт-деталей (контактов) приведена на рис. 13.5, а контактных узлов – на рис. 13.6.

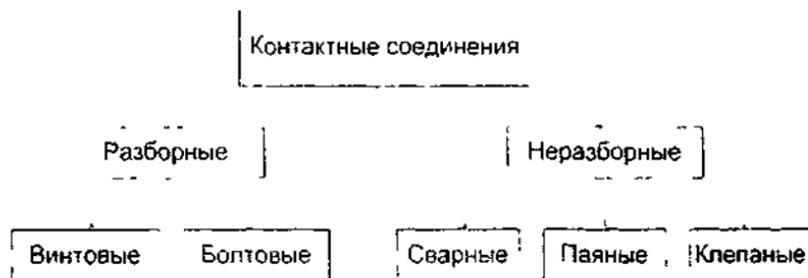


Рис. 13.2



Рис. 13.3



Рис. 13.4

Контакты

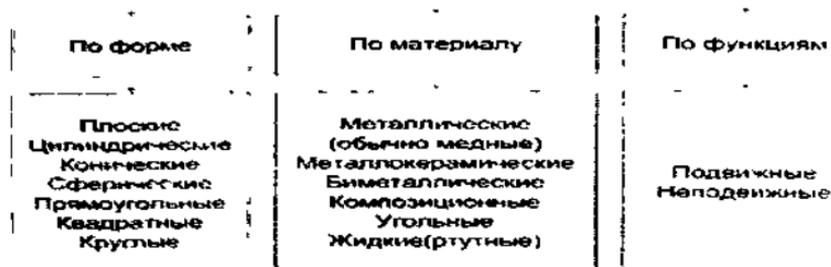


Рис. 13.5

Контактные группы

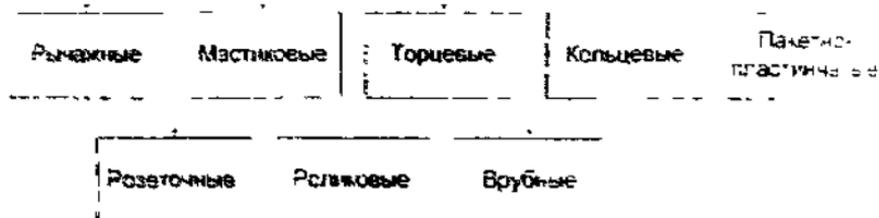


Рис. 13.6

В аппаратах чаще всего повреждается контактная группа, т.е. основные рабочие контакты, а также промежуточные и вспомогательные (дугогасительные или разрывные) контакты.

Качество контактов зависит от свойств контактных материалов, от состояния рабочих поверхностей и приложенных к контактам усилий.

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*

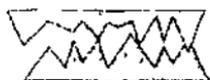


Рис. 13.7

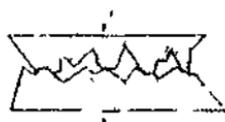


Рис. 13.8

Переходное сопротивление – основной показатель качества контакта. Оно зависит от качества 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 дугогасительных 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, ремонт которых предпочтительно выполнять на специализированных предприятиях. 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 непредусмотренных схемой соединений или, наоборот, из-за разрушения связей, необходимых по схеме.

Для проверки электрических цепей используется *непосредственный способ*, не требующий создания вспомогательных электрических цепей. Для контроля используются пробники – устройства, состоящие из источника питания, индикатора целостности цепи, токоограничивающего резистора и щупов. В качестве индикатора целостности цепи используются стрелочные приборы, лампочки, звуковые индикаторы и др. При проверке получаемая о дефектах информация может искажаться. Ошибки возникают из-за шунтирования проверяемой цепи другими цепями схемы, наличия полупроводниковых элементов либо из-за образования дополнительных электрических цепей вследствие замыканий. Для исключения ошибок необходимо перед подключением пробника 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.).



Рис. 13.9

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 отличается. 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 *K* – 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 (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 K1 и вывод 2, и цепь 2, в которую входит вывод 1, контакт K2, контакт K3 и вывод 2.

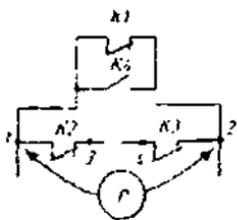


Рис. 13.10

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 и 2 не замыкается, хотя для правильной работы реле она должна быть замкнута контактами K2 и K3. Проверим исправность этих контактов. Подключим пробник P 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 K2 и K3 исправны, проверим, существует ли цепь между точками 1 и 2 при работе реле. Для этого подключим пробник P 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 рассмотрим схему (см. рис. 13.10). К выводам 1 и 2 подключены три параллельные цепи, две из которых образованы нормально замкнутыми контактами (замкнутыми, когда реле обесточено). Так как эти цепи 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 K2 - контакт K1 - вывод 2 - контакт K3 - щуп пробника. Проверка не позволила сделать заключение об исправности всех параллельных цепей, поэтому необходимо проверить каждую из них.

Для этого следует цепь между точками 1 и 2 проверить дважды, так как существуют две замкнутые в обесточенном состоянии цепи. Первый

раз надо разомкнуть контакт $K1$, тогда показания пробника позволят судить только о цепи, в которую входят контакты $K2$ и $K3$. Второй раз необходимо разомкнуть контакт $K2$ или $K3$, что позволяет проверить цепь от точки 1 к точке 2 через контакт $K1$. Выполнив проверки, мы обнаружили, что цепь, в которую входят контакты $K2$ и $K3$, имеет обрыв.

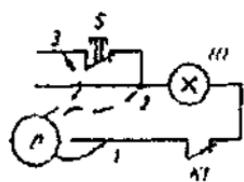


Рис. 13.11

Дополнительный контур может образоваться и через цепь нагрузки (рис. 13.11). Пусть в задании входит проверка цепи между выводами 1, 2, 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 приемов – принудительное размыкание контактов. В рассматриваемой схеме есть два таких контакта – контакт $K1$ реле и кнопка S . Разомкнув кнопку S , находят вывод 3 по отсутствию цепи между ним и двумя другими выводами. Разомкнуть контакт $K1$ без подачи питания на реле невозможно, поэтому и различить выводы 1 и 2 пока нельзя. Между этими выводами образуется цепь: вывод 1 – контакт $K1$ – лампа III – вывод 2, которая может быть также разомкнута отключением лампы III. 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.

Необходимо 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 подетально.

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, проводится дальнейшая разборка аппарата – 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

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.

ТЕМА 14. СОДЕРЖАНИЕ РЕМОНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

В зависимости от назначения электрические аппараты можно условно разделить на четыре группы (рис. 14.1).

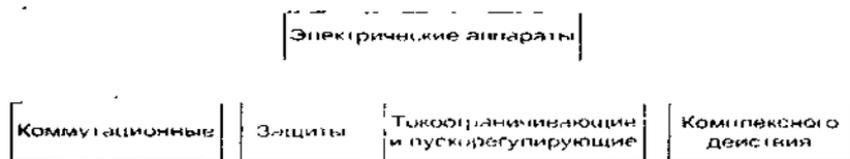


Рис. 14.1

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. 14.2.

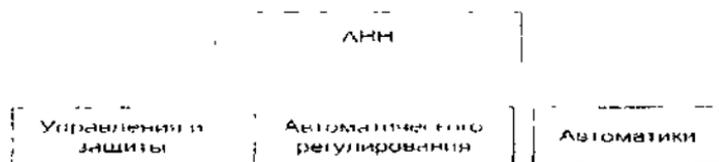


Рис. 14.2

К *аппаратам управления и защиты* относятся автоматические выключатели, контакторы, реле, пускатели электродвигателей, переключатели, рубильники, предохранители, кнопки управления.

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 – это 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 местным (РПБ, ППБ).

Переключатели бывают пакетными и кулачковыми и используются для сложных переключений. По исполнению различают переключатели с фиксацией одного или нескольких положений, а также самовозврат 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

Таблица 14.1

Содержание ТО и ремонтов	Способ выполнения
Устранение дефектов у контактных ножей и губок	Осмотреть и очистить поверхности от грязи и оплавленные контактные поверхности зачистить наждачной бумагой или напильником с целью удаления нагара при сильном оплавлении и износе заменить ножи и губки

Содержание ГО и ремонтов	Способ выполнения
Проверка репешных сталеи, шарнирных соединений ружин	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 новыми.
Проверка и регулировка плотности хождения 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 два и более.
Проверка качества	Качество ремонта и регулировки проверить 10..15-кратным включением и отключением рубильников и переключателей.

§ 14.2. Ремонт предохранителей

Предохранители – 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. 14.3, где *a* – плавкая вставка постоянного сечения; *b* – 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. 14.4, где 1 – фарфоровая трубка; 2 – плавкая вставка; 3 – контактные ножи; 4 – крышка; 5 – прокладка; 6 – кварцевый песок; 7 – прорези; 8 – шарики слова). Эти приборы предназначены для однократного отключения электрической цепи при КЗ или перегрузке. Они включаются последовательно 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.

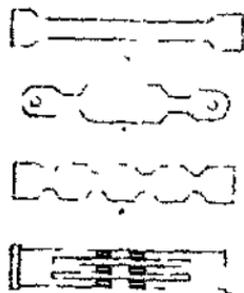


Рис. 14.3



Рис. 14.4

Таблица 14.2

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

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, это способствует быстрому срабатыванию плавких вставок и приводит к очень высоким температурам нагрева корпуса предохранителя.

Для снижения температуры плавления вставок из тугоплавкого металла применяют вставки с «металлургическим эффектом». На концы плавких 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 (рис. 14.5, где *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) предохранителей ПК представляет собой полую фарфоровую или стеклянную трубку *3*. Концы трубки армированы латунными колпачками *2*. Полость патрона заполняют су-

хим и чистым кварцевым песком 4 Предохранители для внутренней установки снабжают указателями срабатывания. Патрон предохранителя ПК вставляется в щечки контактов, укрепленных на опорных изоляторах Предохранители ПК (рис. 14.6, где 1 – замок; 2 – патрон; 3 – контакт; 4 – опорный изолятор; 5 – цоколь) 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.

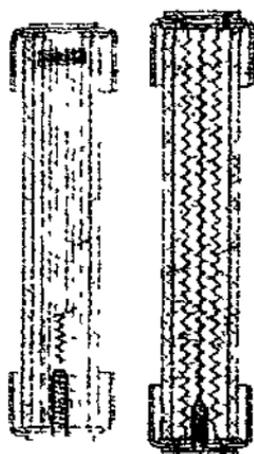


Рис 14.5



Рис. 14.6

Для защиты трансформаторов напряжения выпускаются предохранители ПКТ, плавкие вставки которых изготавливаются из константана. Разновидностями предохранителей ПК являются ПКУ (усиленный), ПКН (для наружной установки) и ПКЭ (экскаваторный)

Предохранители с автогазовым гашением дуги ПСН выпускают 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 20000

Отключающая мощность предохранителей ПСН на 10 кВ составляет 200 МВ А, а на 35 кВ – до 500 МВ А. У них быстрое гашение дуги обеспе-

ивается продольным дутьем. Патрон ПСН представляет собой трубку, изготовленную из газогенерирующего материала (винипласта).

§ 14.3. Ремонт реостатов и резисторов

Аппарат, состоящий из неиндуктивного (омического) сопротивления коммутирующего устройства, с помощью которого можно регулировать то 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).

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.

Таблица 14.3

Ремонтные 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

Ремонтные операции	Способ выполнения
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

§ 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. 14.7 где 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) 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 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 (рис. 14.8).

Комбинированный аппарат дистанционного управления, состоящий из дополненного тепловым реле контактора и сочетающий функции аппа-

ратов управления и защиты, называют магнитным пускателем.

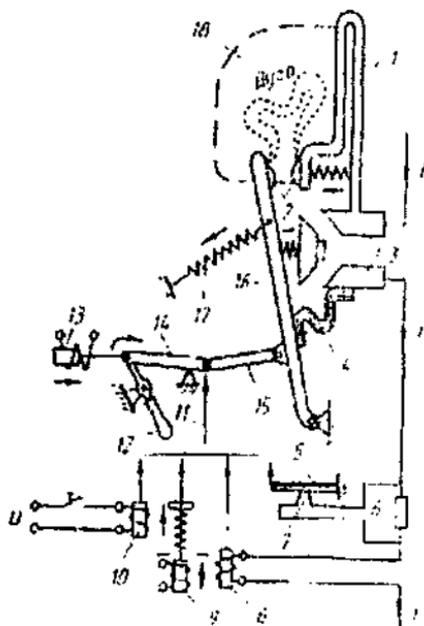


Рис. 14.7

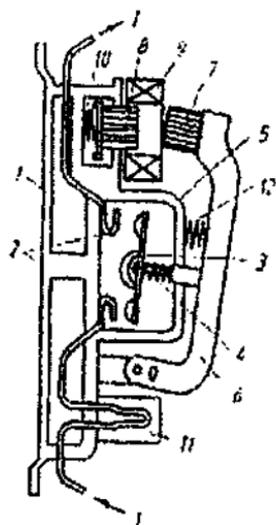


Рис. 14.8

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 на напряжения выше 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 контактов дугу можно погасить, используя трансформаторное масло, газы, газовое масло, 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 SF_6). При газовом поддуве 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 роду установки выключатели разделяют на выключатели для внутреннего использования, для 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).

Достоинствами **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, а 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.

Электромагнитные 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 электромагнитных 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. Этим обеспечивается быстрое гашение дуги при малом ходе размыкающих контактов (4 мм). Контакты изготовляют 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, а 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. К достоинствам автогазовых выключателей относится простота их конструкции, а к недостаткам — малые токи отключения.

В **элегазовых выключателях** применяется электромагнитное дутье, вращающее дугу. Их контактная система помещается внутри герметически закрытого фарфорового корпуса, заполненного элегазом. К достоинствам элегазовых выключателей относятся пожаро- и взрывобезопасность, а также быстроедействие.

В установках малой мощности используют **выключатели нагрузки**, создающие видимый разрыв при отключении ими электрической цепи. Выключатели нагрузки 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 механизм, 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. разд. 3).

Диффузионная сварка частей контактов выполняется при повышенных температурах (нагрев токами высокой частоты) с приложением необходимого давления к свариваемым элементам. Сварка 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 (мель, бронза, латунь) весьма 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 ультразвуковая 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 используется 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. 14.9,а. Она состоит из 14 элементов: автоматического выключателя QF предохранителей $F1$ и $F2$, главных контактов $K1$, контактора K , электротепловых реле $KK1$ и $KK2$, кнопки $S1$, электродвигателя M , размыкающих контактов $KK1:1$ и $KK2:1$, катушки контактора K , кнопки $S2$ и вспомогательного контакта $K2$, 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 отказал. Рассмотрим пример, когда в собранной схеме имеется дефект, проявляющийся в том, что при нажатии кнопки $S2$ двига-

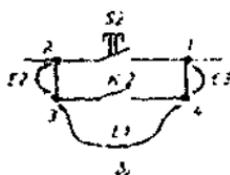
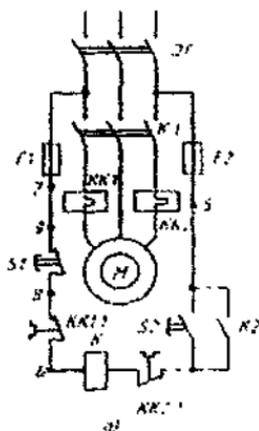


Рис. 14.9

питание автоматическим выключателем F , установим перемычку $E1$ (рис. 14.9,б) на зажимах контакта $K:2$ (точки 3–4). Предохранители в перемычках на этом рисунке не показаны и в дальнейшем показываться не будут. Аварийных ситуаций установка перемычек вызвать не может, так как этим имитируется срабатывание контакта, аналогичное происходящему в исправной схеме.

Подав питание, видим, что контактор K без нажатия кнопки $S2$ не срабатывает. Так как мы включили перемычку $E1$ параллельно кнопке $S2$, но при этом контактор K не сработал, можно утверждать, что причиной дефекта, вероятнее всего, является не неисправность контакта $K2$, а нарушение его связи со схемой. Поэтому снимем перемычку $E1$ и для проверки связи контакта $K2$ 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 K . 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 $E3$, подадим питание на схему и нажмем кнопку $S2$. После отпускания кнопки $S2$ контактор K 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. 14.10,а) питание осуществляется от вторичной обмотки трансформатора T . Дефект проявляется в том, что при пуске элек-

тродвигателя путем нажатия одной из кнопок $SQ2 - SQn$ гаснет горевшая до этого лампа $H1$, 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 $H1$, 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 $H1$ (рис. 14.10, б). Реальная схема, приведенная на рис. 14.10, в, показывает, что при отключенном контакторе лампа получает питание по цепи: полюс a – катушка контактора K – лампа $H1$ – полюс b . Сопротивление катушки K на работу лампы $H1$ не влияет, так как уменьшает напряжение на ее выводах только до значения, достаточно для надежного зажигания. При такой схеме включения контакт контактора K после срабатывания шунтирует лампу и она гаснет. Таким образом, дефект найден, и ремонт схемы управления сводится к изменению точки включения лампы.

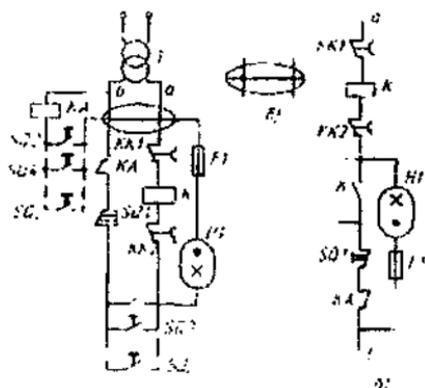


Рис. 14.10

§ 14.6. Особенности ремонта электрических аппаратов с элементами силовой электроники и микропроцессорной техники

В практике используются электромеханические аппараты с применением элементов силовой электроники. 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 тиристор-

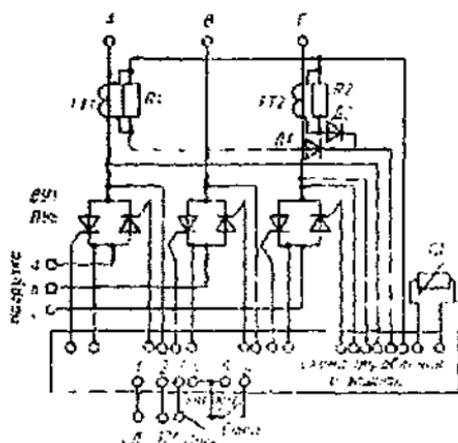


Рис. 14.11

ного пускателя ПТ40-380 приведена на рис. 14.11.

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

1. Перечислите основные типы электрических аппаратов.
2. Чем опасно для них длительное КЗ?
3. Какие действия необходимо производить при техническом обслуживании и текущем ремонте рубильников?
4. Каково назначение низковольтных и высоковольтных предохранителей? Опишите их конструкцию.
5. Зачем полости корпусов предохранителей заполняются кварцевым песком?
6. Назовите основные достоинства и недостатки маломастных выключателей.
7. Назовите методы сварки при ремонте электрических контактов.
8. Опишите способы проверки электрических схем пуска и защиты электродвигателей.
9. Какие работы производят при эксплуатации и техническом обслуживании масляных выключателей?
10. Каковы преимущества и недостатки электронных аппаратов?

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/м ² , 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
Ж3	Закрытые помещения с естественной вентиляцией без искусственно регулируемых климатических условий, где колебания температуры и влажности существенно меньше, чем на открытом воздухе (в районах типа Т)	+50	-50	≤95% при +35°С без конденсации влаги	Наличие плесневых грибов
ОЖ1	Открытые площадки в любых климатических районах, в том числе в районах типа Т	+60	-50	≤100% при +35°С с конденсацией влаги	Солнечная радиация 1125 Вт/м ² , интенсивность дождя до 5 мм/мин, наличие пыли и плесневых грибов
ОЖ2	Навесы или помещения, где колебания температуры и влажности несущественно отличаются от колебаний на открытом воздухе, расположенные в любых климатических районах	+60	-50	≤100% при +35°С с конденсацией влаги	Наличие пыли и плесневых грибов
ОЖ3	Открытые площадки в районах типа У и УХЛ	+50	-50	≤100% при +35°С с конденсацией влаги	Солнечная радиация 1125 Вт/м ² , 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

Температура воздуха при эксплуатации

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)

Содержание коррозионно-активных примесей в атмосфере

Тип атмосферы (обозначение)	Сернистый газ, мг/(м ² сутки)	Хлориды, мг/(м ² 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

Таблица П4.1

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

**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

Таблица 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°C
П-II	Зоны в помещениях, в которых выделяются горючие пыли или волокна с нижним пределом концентрации, при которой произошло воспламенение, более 65 г на 1 м ³ объема воздуха
П-IIa	Зоны в помещениях, в которых обращаются твердые горючие вещества
П-III	Зоны типа П-I и П-IIa вне помещений

Таблица 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 Продолжают гореть или тлеть при наличии источника огня	Пропитанные дерево, фанера, ткань, картон, отдельные пластмассы 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 $t > 35\text{ }^\circ\text{C}$ (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

Асинхронный двигатель. На рис П 6 1 приведен пример шильдика типового промышленного асинхронного двигателя, где 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 – $\cos\phi$, 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

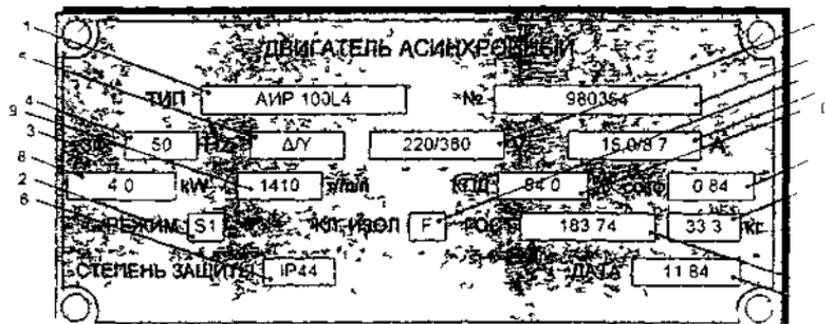
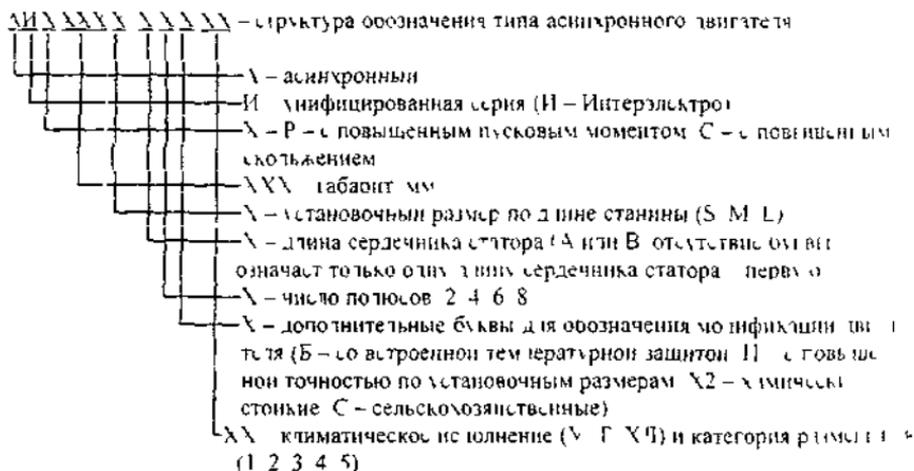


Рис П 6 1



Двигатель постоянного тока. На рис П 6 2 приведен пример шильдика типового промышленного двигателя постоянного тока где 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

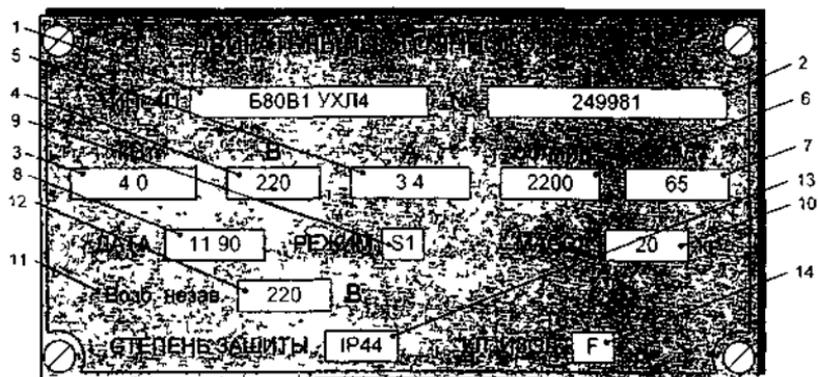
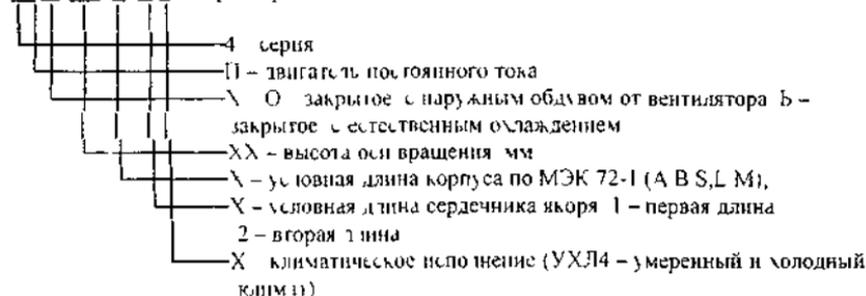


Рис П 6 2

4П X X X X X структура обозначения типа двигателя постоянного тока



Синхронный двигатель. На рис П 6 3 приведен пример «шильдика» типового промышленного синхронного двигателя, где 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).

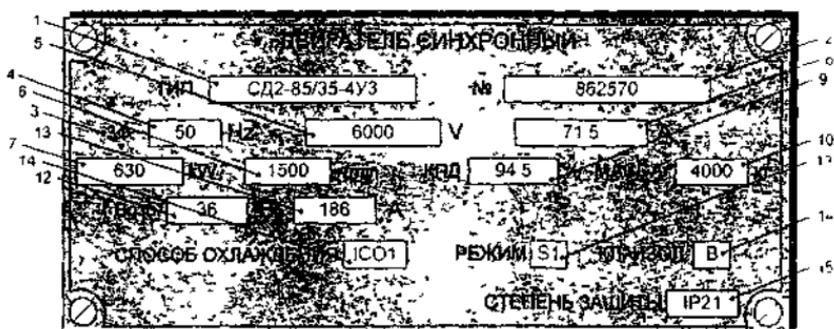


Рис. П.6.3

СД 2 X X X X X - структура обозначения типа двигателя постоянного тока

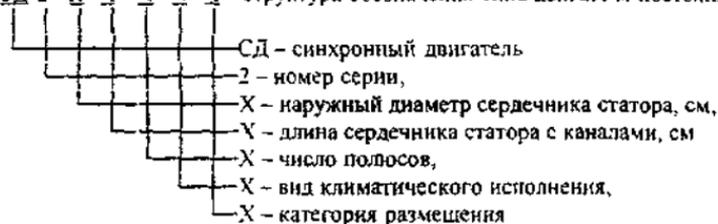


Таблица П7.1

Удельные сопротивления грунтов

Грунт	Содержание влаги, %	Удельное сопротивление грунта ρ , 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	
	20	80	200
	Сухой	200	
Лесной	Сухой	200 – 400	300
Мергель, известняк, крупнозернистый песок с валунами	–	1000 200	2000

Таблица П7.2

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 обл., Карельская республика	-20... -15	15... 18	170... 190	1,65	1,35	5,5	4,4
Ленинградская, Вологодская, Московская обл.	-15... -10	18... 22	≈ 150	1,45	1,25	3,5	3,0
Смоленская и Курская обл.	-10... 0	22... 24	100	1,3	1,15	2,5	2,0
Ставропольский и Краснодарский край	0... 5	24... 26	0	1,1	1,1	1,5	1,4

Таблица П7.3

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:			
длинной 3 м	1,15	1	0,92
длинной 5 м	1,1	1	0,95
Горизонтальный:			
длинной 10 м	1,7	1	0,75
длинной 50 м	1,6	1	0,8

Таблица П7.4

Коэффициенты использования η , параллельно уложенных полос
(ширина полосы $b = 20 - 40$ мм; глубина заложения $h = 0,3 - 0,8$ 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

Таблица П7.5

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	$\eta_{\text{вр}}$
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 П7.6

Коэффициенты использования $\eta_{z,p}$ соединительной полосы в ряду из вертикальных электродов

Отношение расстояния между электродами к их	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 П7.7

Коэффициенты использования $\eta_{z,k}$ соединительной полосы в контуре из вертикальных электродов

Отношение расстояния между электродами к их	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 П7.8

Коэффициенты использования $\eta_{z,k}$ 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 П7.9

Значение функции M

ρ_1/ρ_2	M	ρ_1/ρ_2	M	ρ_1/ρ_2	M
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

Унифицированная форма

Утверждена постановлением Госкомстата России
от 21.01.2003 №7

Код _____

Форма по ОКУД _____

по ОКПО _____

Организация - заказчик _____

(наименование)

(наименование структурного подразделения заказчика)

Основание для составления акта _____

(наименование документа)

Номер _____

Дата _____

Счет субсчет код аналитического учета _____

Номер документа	Дата составления	Дата	Сдачи в монтаж	
			Сдачи в эксплуатацию	По договору фактическая

АКТ**оприемке - передаче оборудования в монтаж**

Место составления акта _____

по ОКПО _____

Организация - изготовитель _____

по ОКПО _____

Организация - поставщик _____

по ОКПО _____

Монтажная организация _____

по ОКПО _____

Перечисленное ниже оборудование передано для монтажа в _____

(наименование здания сооружения цеха)

Оборудование				Поступление на склад заказчика		Количество, шт (в комплекте)	Стоимость, руб.		Примечание	
Наименование	Номер			Тип марка	Дата		Номер акта приемки	единицы		всего
	заводской (номенклатурный)	паспорта (маркировки)	позиционно-технологической схеме							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

АКТ №
о выявленных дефектах оборудования
_____ 200 г

Типовая ведомственная форма М -27
утвержденная приказом ЦСУ № 628
от 27.11.85
Код по ОКУД

Предприятие (заказчик) _____ здание (сооружение), цех _____

Настоящий акт составлен в том, что в процессе ревизии монтажа, испытания (подчеркнуть одним) принятого в монтаж по акту № _____ от _____ 200 г инженерно-технического оборудования, изготовленного _____

(подпись и должность лица, ответственного)

обнаружены следующие дефекты

Наименование	Тип, марка	Заводской	Проектная организация		Дата		Обнаруженные
			Номер чертежа	Наименование	Изготовления оборудования	Поступления оборудования на склад	
1	2	3	4	5	6	7	8

Для устранения выявленных дефектов необходимо

Дефектов не выявлено

(подробно указываются мероприятия или работы для устранения выявленных дефектов)

(исполнитель и сроки исполнения)

Представитель заказчика _____ *(должность)* _____ *(подпись)* _____ *(Ф И О)*

Представитель подрядчика _____ *(должность)* _____ *(подпись)* _____ *(Ф И О)*

Представитель завода-изготовителя _____ *(должность)* _____ *(подпись)* _____ *(Ф И О)*

Представитель завода-изготовителя _____ *(должность)* _____ *(подпись)* _____ *(Ф И О)*

А К Т
ОСВЕДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ МОНТАЖНЫХ РАБОТ

"___" _____ 200__ г.

_____ (наименование работ)
выполненных в _____
(наименование и место расположения объекта)

Комиссия в составе:
представителя строительного-монтажной организации _____
(Ф.И.О., должность)

произвела осмотр работ, выполненных _____,
(наименование строительного-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) отклонения 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 документацией, стандартами, строительными нормами и правилами и отвечают требованиям их приемки.

На основании изложенного разрешается производство последующих работ по устройству (монтажу) _____

_____ (наименование работ и конструкций)

Представление технического надзора заказчика _____
(подпись)

Представление строительного-монтажной организации _____
(подпись)

	(город)	
(трест)	(заказчик)	
(монтажное управление)	(объект)	200 г
(участок)		

А К Т ТЕХНИЧЕСКОЙ ГОТОВНОСТИ ЭЛЕКТРОМОНТАЖНЫХ РАБОТ

Комиссия в составе:
 представителей заказчика _____
 _____ (должность, фамилия, имя, отчество)
 представителей исполнителя работ _____
 _____ (должность, фамилия, имя, отчество)
 произвела осмотр смонтированного электрооборудования.

1. Электромонтажной организацией выполнены следующие работы. _____

(перечень основные технические характеристики, физические объемы)

2. Электромонтажные работы выполнены в соответствии с проектом, разрабо-
 танным _____

(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 ин-
 дивидуальных испытаний;

б) непосредственной передачи электроустановки заказчику в эксплуатацию

Сдали**

Приняли

* Нужно подчеркнуть

** Заполняется в случае, указанном в п 8.2.6 настоящего акта

(город) _____

(трест) _____ (заказчик) _____

(монтажное управление) _____ (объект) _____

(участок) _____ 200 г

А К Т ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ СКРЫТЫХ РАБОТ ПО МОНТАЖУ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ

Комиссия в составе
Представителя монтажной организации _____
(должность, фамилия, и. о.)

представителя заказчика _____
(должность, фамилия, 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 фамилия и. о. дата)

и внесены в чертежи _____
(номер)

3 Характеристика заземляющего устройства

№ п.п.	Элемент заземляющих устройств	Параметры элементов заземляющего устройства				Примечание
		материал	профиль	размеры, мм	коя-во. шт	

4 Характер соединений элементов заземляющего устройства между собой и присоединения их к естественным заземляющим 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 «_____» _____ 200__ 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

АКТ
дефектации трансформатора ст. (п/ст.) № _____
« _____ » _____ 200 ____ 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 « _____ » _____ 200 ____ г. Плановый срок окончания ремонта « _____ » _____ 200 ____ г.

2. Трансформатор проработал с начала эксплуатации до начала настоящего ремонта _____ календарных суток со времени окончания предыдущего _____ ремонта до _____ (вид ремонта) начала настоящего ремонта _____ календарных суток.

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: _____

потребуется в соответствии со скорректированным сетевым графиком увеличения продолжительности ремонта на _____ календарных суток.

6. На основании изложенного считаем необходимым просить об увеличении продолжительности _____ ремонта трансформатора ст. (п/ст.) № _____ с _____ (вид ремонта) « _____ » _____ 200 ____ г. по « _____ » _____ 200 ____ г. на _____ календарных суток.

Примечание. При оформлении акта в него вносятся только те дефекты, устранение которых требует увеличения продолжительности капитального ремонта

Председатель комиссии _____
Члены комиссии _____

РЭУ _____
ГРЭС (ГЭС, ТЭЦ, подстанция) _____

А К Т

сдачи трансформатора ст. (п/ст.) № _____
в капитальный ремонт « _____ » _____ 200__ 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 суток по « _____ » _____ 200__ г.

Председатель эксплуатации _____

Руководитель ремонта _____

РЭУ _____
ГРЭС (ГЭС, ТЭЦ, подстанция) _____

ПРОТОКОЛ

приемки из капитального ремонта узлов, механизмов и систем трансформатора
ст. (п/ст.) № _____ проведенного с «__» _____ по «__» _____ 200__ г.

Наименование узла, механизма, системы	Дата и время проведения приемки	Предъявленная документация	Невыполненные работы и причины их невыполнения	Принят со следующей оценкой	Примечание
1	2	3	4	5	6

Примечание. Графы 1,2,3,4 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 « _____ » по « _____ » 200 __ 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:							
ППП энергосистемы							
Монтажными организациями...							
Прочими ремонтными организациями							
Хозяйственным способом							

274

Директор электростанции (РЭС) _____

Главный инженер _____

РЭУ _____
ГРЭС (ГЭС, ТЭЦ, подстанция) _____

ПЕРЕЧЕНЬ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

по устранению дефектов, выявленных в процессе капитального ремонта трансформатора

ст. (п/ст.) № _____ с _____ по _____ 200__ г., тип _____,
завод изготовитель _____, заводской № _____, год выпуска _____, год пуска в эксплуатацию _____

Наименование узла, детали	Дата и время обнаружения дефекта	Обнаруженные дефекты и причины их возникновения	Решение по устранению обнаруженных дефектов	Планируемые трудозатраты, чел./час

275

Председатель эксплуатации _____

Руководитель ремонта _____

СПРАВКА
об окончании ремонтных работ

(оформляется, если подрядчик – исполнитель отдельных работ
заканчивает их до полного окончания ремонта трансформатора)

В период _____ ремонта трансформатора ст. (п/ст.) № _____ с
(вид ремонта)
« _____ » _____ 200__ г. по « _____ » _____ 200__ г.

(наименование ГРЭС, ГЭС, ТЭЦ, подстанции)

(наименование 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 _____ р;
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 дополнительным соглашением:

(наименование и причины невыполнения)

Качество выполнения работ оценивается: _____

Претензий к подрядчику-исполнителю перечисленных работ электростанция
имеет (если есть претензии, указать какие) _____

Главный инженер электростанции (РЭС) _____

Председатель головного ремонтного предприятия _____

Руководитель ремонта _____

АКТ № _____

на приемку из _____ ремонта
(вид ремонта)

_____ (наименование установки)

Станц № _____

_____ (дата)

Комиссия в составе
председателя _____
и членов комиссии _____

составила акт о нижеследующем

1 _____ станц № _____
(наименование установки)

находилась в _____ ремонте с _____
(вид ремонта) (дата начала ремонта)

по _____ при плановых сроках с _____
(дата окончания ремонта)

по _____
Ремонт выполнен за _____ календарных часов при плане
_____ календарных часов

2 Причины увеличения продолжительности ремонта сверх плана

3 Комиссией проверены следующие представленные документы

4 На основании рассмотренных документов и результатов прямо-сдаточных испытаний проведенных в соответствии с _____

_____ (наименование программ прямо-сдаточных испытаний)

для отремонтированного оборудования, входящего в состав _____, комиссией установлены
(наименование установки)

следующие оценки качества

Наименование оборудования (составных частей)	Стани №	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 _____ (наименование установки)

принимается 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 _____, предприятиям (организациям) _____ (наименование установки)

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 остановки следующего оборудования

Наименование оборудования	Стани №	Продолжительность остановки	Перечень проводимых работ

Председатель комиссии _____ (Ф И О)

Члены комиссии _____ (Ф И О)

_____ (Ф И О)

_____ (Ф И О)

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Акимова Н.А., Котеленец Н.Ф., Сентюрихин Н.И. Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования: Учеб. пособие для студ. учреждений сред. проф. образования. – М.: Мастерство, 2001. – 296 с.
2. Климентьев В.Р., Магазинник Л.Т. Монтаж внутризаводских электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1996.
3. Крюков В.И. Обслуживание и ремонт электрооборудования подстанций и распределительных устройств. – М.: Высш. шк., 1989.
4. Субикин Ю.Д., Технология электромонтажных работ: Учеб. пос. – М.: Высш. шк., 2002. – 301 с.
5. Макаров Е.Ф., Обслуживание и ремонт электрооборудования электростанций и сетей – М.: Академия; ИРПО, 2003. – 442 с.
6. Кисаримов Р.А. Наладка электрооборудования: Справочник. – М.: РадиоСофт, 2003. – 352 с.
7. Справочник по ремонту и наладке электрооборудования /Под общ. ред. Вьюнова В.С. - Н.Новгород: 2002. – 315 с.
8. Пособие для изучающих правила эксплуатации электроустановок общего назначения потребителей / Сост. Б.В. Папков, Е.И. Татаров – Н. Новгород: Вента-2, 2000. – 160 с.
9. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей / Мин-во энергетики РФ. – М.: НЦ ЭНАС, 2003. – 299 с.
10. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1995.
11. Найфульд М.Р. Заземление и другие защитные меры. – Изд. 3-е, перераб. и доп. – М.: Энергия, 1975.

ПОЛУЯНОВИЧ Николай Константинович

**МОНТАЖ, НАЛАДКА, ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ СИСТЕМ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

Для студентов специальности 181300

Ответственный за выпуск Полуянович Н. К.
Редактор Маныч Э.И.
Корректор Селезнева Н.И.

ЛР №020565 от 23 июня 1997г. Подписано к печати *21.12.07*
Формат 60×84 1/16. Бумага офсетная. Печать офсетная.
Усл.п.л. – 17,6. Уч.-изд.л. – 17,3.
Заказ № 447 Тираж 800 экз.

«С»

Издательство Технологического института ЮФУ
ГСП 17А, Таганрог, 28, Некрасовский, 44
Типография Технологического института ЮФУ
ГСП 17А, Таганрог, 28, Энгельса, 1