Библиотека СОК

**Г.Ф. Куценко**

# МОНТАЖ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

*Рекомендовано Белорусским государственным энергетическим концерном «Белэнерго» в качестве практического пособия для электротехнического персонала промышленных предприятий и организаций*

Минск
Издательство «Дизайн ПРО»
2006

УДК 621.31.002.72
ББК 31.29-5-08
К95

Рецензент: Заместитель начальника управления электрических сетей концерна «Белэнерго», к.т.н. Б.Г. Дегиль

**Куценко, Г.Ф.**

К95 Монтаж, эксплуатация и ремонт электроустановок [текст]: практическое пособие / Г.Ф. Куценко. — Мн.: Дизайн ПРО, 2006. — 472 с., ил.

ISBN 985-452-104-4.

Изложены вопросы монтажа, эксплуатации и ремонта электрооборудования, кабельных и воздушных линий электропередачи, распределительных устройств и трансформаторных подстанций, электрических машин и аппаратов управления, заземляющих устройств, кранов и подъемников, организации монтажных и эксплуатационных работ.

Для электротехнического персонала промышленных предприятий и организаций.

**УДК 621.31.002.72**
**ББК 31.29-5-08**

ISBN 985-452-104-4

© Куценко Г.Ф., 2006

© ООО «Дизайн ПРО», 2006

## ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

АПВ — автоматическое повторное включение
АСОР — автоматическая система организации работ
ВЛ — воздушная линия
ВЛИ — ВЛ 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами
ВН — высокое напряжение
ВНиР — ведомственные нормы и расценки
ГОСТ — государственный общесоюзный стандарт
ГППП — группа перспективной подготовки производства
ГТПП — группа текущей подготовки производства
ИЭ — инструкция по эксплуатации
КЗ — короткое замыкание
ККУ — комплектная конденсаторная установка
КЛ — кабельная линия
КОУ — комплектное осветительное устройство
КПД — коэффициент полезного действия
КРУ — комплектное распределительное устройство
КСО — камера комплектная одностороннего обслуживания
КТП — комплектная трансформаторная подстанция внутренней установки
КТПН — комплектная трансформаторная подстанция наружной установки
КУ — конденсаторная установка
ЛЛ — люминесцентные лампы
ЛЭП — линия электропередачи
МДС — магнитодвижущая сила
МЭЗ — мастерские электромонтажных заготовок
НН — низкое напряжение
Нормы — нормы испытания электрооборудования
ОГЭ — отдел главного энергетика
ОЗД — определитель загнивания древесины
ОПН — ограничитель перенапряжений
ПВ — проводное вещание
ПЗ — повторное заземление
ПК — предохранитель с кварцевым заполнением
ПНУ — пусконаладочное управление
ПОР — проект организации работ
ППР — проект производства работ
ППРЭО — планово-предупредительный ремонт электрооборудования
ППТОР — планово-предупредительное техническое обслуживание и ремонт
ПРА — пускорегулирующая аппаратура
ПС — подстанция
ПТБ — Правила техники безопасности
ПТЭ — Правила технической эксплуатации
ПУЭ — Правила устройства электроустановок
РВП — разрядник вентильный, подстанционный
РП — распределительная подстанция
РУ — распределительное устройство
РЭС — район электрических сетей
САПР ПУЭ — система автоматизированного проектирования промышленных электроустановок
СДО — сметно-договорный отдел
СИП — самонесущие изолированные провода
СНБ — Строительные нормы Республики Беларусь
СНиП — Строительные нормы и правила
СПУ — сетевое планирование и управление
СРП — специализированное ремонтное предприятие
ТО — техническое обслуживание
ТЭН — трубчатый электронагреватель
УКСТ — участок комплектации, складирования и транспортировки
УПП — участок подготовки производства
ЩС — щелевые световоды
ЭМУ — электромонтажное управление
ЭРЦ — электроремонтный цех

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Представленный материал учитывает современные достижения в области индустриализации и механизации электромонтажных работ, передовые технологии их производства, организацию системы эксплуатации электрооборудования на передовых предприятиях, а также научную организацию труда.

Данное издание дополнено описанием монтажа, эксплуатации и ремонта электропроводок и электрооборудования новых типов взамен устаревших.

Приводятся описание новых технологий монтажа кабельной арматуры (фирмы «Райхем» и др.), а также правила монтажа и эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 кВ с изолированными самонесущими проводами.

Книга включает две части. Часть 1 — Технология монтажа, эксплуатации и ремонта электроустановок. Часть 2 — Практика монтажа, эксплуатации и ремонта электроустановок.

В первую часть включены три раздела.

В разделе I (гл. 1—7) рассматриваются вопросы организации монтажных работ, монтажа внутренних электрических сетей, кабельных линий напряжением до 10 кВ, воздушных линий электропередачи напряжением до 10 кВ, трансформаторных подстанций и распределительных устройств, электрических машин и аппаратов управления, электрооборудования кранов и подъемников.

В разделе II (гл. 8—15) излагаются материалы по организации и практическому осуществлению эксплуатации внутри- и межцеховых электрических сетей, осветительных установок, кабельных линий напряжением до 10 кВ, воздушных линий электропередачи напряжением до 10 кВ, трансформаторных подстанций и распределительных устройств, электроприводов, электрооборудования кранов и подъемников, термических и сварочных установок.

В разделе III (гл. 16—21) описываются ремонт электрических внутрицеховых сетей и освещения, кабельных линий напряжением до 10 кВ, воздушных линий напряжением до 10 кВ, трансформаторов и электрооборудования подстанций и распределительных устройств, электрических машин переменного и постоянного тока пускорегулирующей аппаратуры, а также восстановление обмоточных проводов.

Во второй части книги изложены сведения, дополняющие материал первой части, основные требования нормативно-технической документации и методы проведения испытаний и наладочных работ при монтаже и эксплуатации электрооборудования; представлены необходимые формулы и расчеты.

Приведенные нормы, объемы и методики испытаний соответствуют требованиям основных директивных документов: ПУЭ, ПТЭ, ПТБ. Электрические схемы и обозначения их элементов даны в соответствии с действующими ГОСТами.

В первую очередь обращается внимание на анализ проектной и технологической документации, типовых проектов, Правил устройства электроустановок (ПУЭ), Строительных норм и правил (СНиП), государственных стандартов (ГОСТ) и инструкций по выполнению различных электромонтажных и наладочных работ, испытанию электрооборудования.

## Часть 1

# ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖА, ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Принятые сокращения ... 3
Предисловие ... 4
**ЧАСТЬ 1. ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖА, ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК** ... 5
Оглавление ... 6
Введение ... 10
**РАЗДЕЛ I. МОНТАЖ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ** ... 12
1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ МОНТАЖА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ... 12
1.1. Система нормативных документов ... 12
1.2. Проектная документация ... 14
1.3. Управление электромонтажным производством ... 16
1.4. Основные этапы производства электромонтажных работ ... 17
1.5. Подготовка производства электромонтажных работ ... 19
1.6. Организация и производство электромонтажных работ ... 22
2. МОНТАЖ ВНУТРЕННИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ... 24
2.1. Определения ... 24
2.2. Общие требования к монтажу электропроводок ... 24
2.3. Прокладка проводов в стальных трубах ... 26
2.4. Прокладка проводов на тросах и струнах ... 28
2.5. Монтаж шинопроводов напряжением до 1 кВ ... 29
2.6. Монтаж проводок во взрывоопасных зонах ... 30
2.7. Испытание внутренних электрических сетей ... 33
3. МОНТАЖ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 10 кВ ... 34
3.1. Общие положения и требования ... 34
3.2. Прокладка кабелей в траншеях ... 36
3.3. Прокладка кабелей внутри зданий ... 38
3.4. Прокладка кабелей в кабельных сооружениях ... 38
3.5. Заземление кабелей и кабельных конструкций ... 40
3.6. Монтаж соединительных и концевых кабельных муфт и заделок ... 41
3.7. Монтаж термоусаживаемых соединительных и концевых муфт ... 44
3.8. Испытания силовых кабельных линий ... 45
4. МОНТАЖ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 10 кВ ... 47
4.1. Общие требования и определения ... 47
4.2. Подготовительные работы к монтажу воздушных линий ... 47
4.3. Раскатка и соединение проводов и тросов ... 48
4.4. Натяжение и крепление проводов и тросов к опорам с подвесными изоляторами ... 52
4.5. Монтаж воздушных линий напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами ... 53
4.6. Нормы приемосдаточных испытаний воздушных линий напряжением свыше 1 кВ ... 55
4.7. Сдача и приемка воздушных линий в эксплуатацию ... 57

5. МОНТАЖ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ... 58
5.1. Подготовительные работы по монтажу подстанций ... 58
5.2. Монтаж заземляющих устройств ... 59
5.3. Монтаж коммутационных аппаратов ... 62
5.4. Монтаж токоограничивающих и грозозащитных аппаратов ... 66
5.5. Монтаж силовых трансформаторов ... 69
5.6. Монтаж трансформаторов тока и напряжения ... 73
5.7. Монтаж аккумуляторных батарей и статических конденсаторных установок ... 75
6. МОНТАЖ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И АППАРАТОВ УПРАВЛЕНИЯ ... 77
6.1. Технологическая последовательность операций ... 77
6.2. Установка и выверка фундаментных плит ... 77
6.3. Установка и выверка подшипниковых стояков ... 78
6.4. Центровка валов электрических машин ... 79
6.5. Проверка поверхности коллектора и установка щеточных траверс ... 81
6.6. Основные способы сушки изоляции электрических машин ... 82
6.7. Испытания электрических машин перед пуском ... 84
6.8. Пуск электрических машин. Сдача-приемка смонтированных электрических машин ... 85
7. МОНТАЖ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ КРАНОВ ... 87
7.1. Общие сведения ... 87
7.2. Монтаж троллеев и электропроводки ... 88
7.3. Монтаж электрических машин и аппаратов ... 90
**РАЗДЕЛ II. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ** ... 92
8. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ХОЗЯЙСТВА ... 92
8.1. Задачи эксплуатации энергетического хозяйства ... 92
8.2. Управление энергетическим хозяйством ... 93
8.3. Система планово-предупредительного технического обслуживания и ремонта ... 95
8.4. Формы эксплуатации электроустановок ... 97
8.5. Порядок приемки в эксплуатацию вновь смонтированных электроустановок ... 98
9. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ВНУТРИЦЕХОВЫХ СЕТЕЙ И ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ... 99
9.1. Приемка в эксплуатацию внутрицеховых электросетей и осветительных электроустановок после монтажа ... 99
9.2. Эксплуатация внутрицеховых электросетей ... 100
9.3. Эксплуатация осветительных электроустановок ... 102
9.4. Особенности эксплуатации газоразрядных источников света и металлогалогенных ламп для световодов ... 104

10. ЭКСПЛУАТАЦИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ... 107
10.1. Приемка кабельных линий в эксплуатацию ... 107
10.2. Эксплуатация кабельных линий ... 108
10.3. Определение мест повреждений кабельных линий ... 110
10.4. Испытание кабельных линий ... 113
11. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 10 кВ ... 115
11.1. Приемка воздушных линий в эксплуатацию ... 115
11.2. Обход и осмотры воздушных линий ... 115
11.3. Технология эксплуатационных работ на воздушных линиях ... 118
11.4. Эксплуатация воздушных линий напряжением 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами ... 122
11.5. Профилактические испытания воздушных линий ... 124
12. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ... 128
12.1. Приемка в эксплуатацию трансформаторных подстанций ... 128
12.2. Эксплуатация оборудования подстанций и распределительных устройств ... 129
12.3. Эксплуатация электрических контактов ... 131
12.4. Эксплуатация силовых трансформаторов ... 132
12.5. Эксплуатация трансформаторного масла ... 140
12.6. Эксплуатация конденсаторных установок ... 143
12.7. Эксплуатация кислотных аккумуляторных батарей ... 145
12.8. Испытания электрооборудования трансформаторных подстанций ... 148
13. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ ... 152
13.1. Приемка вновь вводимых в эксплуатацию электроприводов ... 152
13.2. Техническое обслуживание электроприводов ... 153
13.3. Техническое обслуживание подшипников качения электрических машин ... 155
13.4. Техническое обслуживание подшипников скольжения электрических машин ... 156
13.5. Техническое обслуживание обмоток электрических машин ... 157
13.6. Техническое обслуживание щеточно-коллекторного узла ... 159
13.7. Эксплуатация электродвигателей ... 161
13.8. Испытание электроприводов ... 164
14. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ КРАНОВ И ПОДЪЕМНИКОВ ... 167
14.1. Приемка в эксплуатацию электрооборудования вновь смонтированных кранов и подъемников ... 167
14.2. Эксплуатация и техническое обслуживание электрооборудования кранов и грузоподъемных машин ... 168
15. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕРМИЧЕСКИХ И СВАРОЧНЫХ УСТАНОВОК ... 171
15.1. Прием в эксплуатацию электрооборудования электротермических и сварочных установок ... 171
15.2. Техническое обслуживание электротермических установок ... 172
15.3. Техническое обслуживание электросварочных установок ... 175
15.4. Техническое обслуживание сварочных агрегатов ... 176

**РАЗДЕЛ III. РЕМОНТ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ** ..... 179
16. МЕХАНИЧЕСКИЙ РЕМОНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН ..... 179
16.1. Организация ремонта электрооборудования ..... 179
16.2. Структура электроремонтной мастерской ..... 180
16.3. Неисправности электрических машин ..... 183
16.4. Разборка и сборка электродвигателей ..... 184
16.5. Ремонт подшипников скольжения ..... 189
16.6. Ремонт подшипников качения ..... 191
16.7. Ремонт сердечников статора и ротора ..... 193
16.8. Ремонт валов электрических машин ..... 194
16.9. Ремонт токособирательной системы ..... 197
16.10. Ремонт контактных колец и щеточного аппарата ..... 200
17. РЕМОНТ ОБМОТОК МАШИН ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ..... 202
17.1. Технология и оборудование электрообмоточного цеха ..... 202
17.2. Неисправности обмоток электрических машин ..... 203
17.3. Восстановление круглых обмоточных медных проводов ..... 204
17.4. Перемотка обмоток статора ..... 206
17.5. Пропитка и сушка электродвигателей ..... 213
17.6. Испытание электрических машин после ремонта ..... 215
18. РЕМОНТ ОБМОТОК МАШИН ПОСТОЯННОГО ТОКА ..... 218
18.1. Основные неисправности обмоток ..... 218
18.2. Ремонт обмоток якоря, полюсов и бандажей ..... 219
18.3. Изготовление полюсных катушек ..... 221
18.4. Ремонт обмоток якорей из прямоугольного провода ..... 223
18.5. Пропитка и сушка обмоток ..... 224
18.6. Перерасчет параметров обмоток ..... 227
19. ВОССТАНОВЛЕНИЕ ОБМОТОЧНОГО ПРОВОДА ..... 230
19.1. Технология снятия изоляции и очистки старого провода ..... 230
19.2. Технология изолирования при восстановлении изоляции обмоточных проводов ..... 232
19.3. Намотка изоляции на провода ..... 233
20. РЕМОНТ ПУСКОРЕГУЛИРУЮЩЕЙ АППАРАТУРЫ ..... 236
20.1. Виды и причины повреждений пускорегулирующей аппаратуры ..... 236
20.2. Ремонт выключателей, предохранителей и магнитопроводов ..... 237
20.3. Ремонт изоляционных частей, дугогасительных камер, катушек контакторов и магнитных пускателей ..... 238
20.4. Ремонт рубильников, резисторов и реостатов ..... 240
20.5. Проверка и испытание отремонтированных аппаратов ..... 242
21. РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ ..... 244
21.1. Основные виды повреждений силовых трансформаторов ..... 244
21.2. Разборка силовых трансформаторов ..... 246
21.3. Ремонт обмоток и магнитопровода ..... 247
21.4. Ремонт вводов, бака, расширителей и переключателей напряжения ..... 248
21.5. Сборка силовых трансформаторов ..... 252
21.6. Ремонт сварочных трансформаторов и регуляторов тока ..... 252
21.7. Испытание силовых трансформаторов после ремонта ..... 253
Литература ..... 255

## ВВЕДЕНИЕ

Одним из основных факторов технического прогресса в народном хозяйстве является повышение степени электрификации всех отраслей промышленности, транспорта, связи, сельского хозяйства. Важное значение имеет расширение применения электроэнергии в быту. От того, насколько грамотно и технически обоснованно выполнены монтаж и эксплуатация электрооборудования, во многом зависят успешное решение задач технического прогресса, полноценная работа технологического оборудования, экономия энергии вообще и электрической энергии в частности.

В связи с широким развитием электрификации промышленности электроустановки на любом промышленном предприятии являются важным звеном, от которого в большой мере зависит нормальная работа предприятия.

Электромонтажные работы в настоящее время ведутся на высоком уровне инженерной подготовки, с максимальным переносом этих работ со строительных площадок в мастерские монтажно-заготовительных участков и на заводы электромонтажных организаций. Электромонтажные, проектные и научно-исследовательские организации совместно с электротехнической промышленностью ведут большую работу по изготовлению электрооборудования крупными блоками и узлами.

В практику электромонтажных и ремонтных работ внедряются современные механизмы, приспособления, инструменты, средства малой механизации, в том числе на основе применения пиротехники. В работе электромонтажных организаций широко используются рационализаторские предложения рабочих, инженеров и техников, направленные на рост производительности труда и качества монтажных и ремонтных работ, а также на повышение уровня эксплуатации электрооборудования и электрических сетей. В области эксплуатации электрооборудования накоплен и обобщен большой практический опыт.

Эксплуатация электроустановок должна производиться при минимальных затратах материальных средств и рабочей силы, а выполнение производственной программы должно достигаться путем совершенствования технологических процессов производства при наименьшем расходе электроэнергии.

Решение перечисленных выше задач осуществляется за счет правильной организации эксплуатации электроустановок. Это возлагает на энергетиков промышленных предприятий особую ответственность за обеспечение надежной, безаварийной и экономичной работы электроустановок, своевременное выявление и устранение различных неисправностей в их работе. Замеченные и устраненные дефекты в большинстве случаев предупреждают аварию, а следовательно, и связанные с этим простои оборудования и невыполнение производственной программы.

Все аварии и неполадки в работе электроустановок необходимо всесторонне анализировать с тем, чтобы избежать их повторения в будущем. В связи с этим эксплуатационный персонал, обслуживающий электроустановки, обязан систематически проводить технический надзор за их состоянием в процессе их повседневной эксплуатации, изучать условия их работы и режим использования в соответствии с действующими Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей, Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, требованиями противопожарной безопасности, а также должностными производственными инструкциями.

Одним из наиболее действенных средств поддержания оборудования в должном техническом состоянии и продления срока его эксплуатации является, как известно, своевременный и качественный ремонт. Не случайно непосредственно ремонтом в настоящее время занимается каждый шестой рабочий машиностроительной промышленности, ремонтом станков — в 4 раза больше людей, чем их производством во всей станкостроительной промышленности. Аналогичная ситуация складывается и в тракторостроении.

Значение ремонта настолько велико, что при его осуществлении не только возвращается в строй поврежденный электродвигатель или электрический аппарат, но и совершенствуются его конструкция и некоторые его технические параметры, повышается надежность устройств с конкретными требованиями и условиями работы.

Объем и сложность ремонтируемого электрооборудования непрерывно возрастают, в связи с чем возникает необходимость постоянного совершенствования технологии и сокращения сроков ремонта, привлечения к работам наиболее квалифицированных специалистов.

Работу современного электромонтера-ремонтника принято сравнивать с работой врача, а электроремонтный цех предприятия — со своего рода лечебным учреждением. Этим сравнением наиболее точно характеризуется значение ремонтной службы и та роль, которую играет в ней квалифицированный рабочий по ремонту электрооборудования.

В своей практической работе электромонтер-ремонтник должен уметь по малейшим признакам не только устанавливать характер и причину возникновения неисправностей, но и определять способы их быстрого устранения и квалифицированно производить ремонт. Для этого он должен хорошо знать конструкцию и принцип действия электрооборудования, процессы, происходящие в электрических машинах и аппаратах, современную технологию ремонта и способы модернизации поступающего в ремонт электрооборудования, т.е. обладать инженерным мышлением, широким техническим кругозором и высокой профессиональной подготовкой.

# РАЗДЕЛ I. МОНТАЖ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

## 1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ МОНТАЖА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

### 1.1. Система нормативных документов

Нормативные документы устанавливают комплекс требований, обязательных при проектировании, инженерных изысканиях, выполнении строительных и монтажных работ, строительстве новых и реконструкции действующих предприятий, а также при производстве строительных конструкций и материалов.

Соблюдение требований правил и норм обеспечивает технический уровень, качество, экономичность, надежность, долговечность и удобство в эксплуатации сооружений, а также позволяет осуществлять их строительство в минимально короткие сроки.

*Основными нормативными документами, требования которых подлежат безусловному выполнению при производстве электромонтажных работ, являются действующие Правила устройств электроустановок* (ПУЭ) *и Строительные нормы и правила* (СНиП).

Основными задачами СНиП являются: установление на основе достижений науки и техники единых требований к проектированию и строительству объектов; снижение сметной стоимости объектов строительства; повышение качества и сокращение сроков ввода объектов в эксплуатацию; применение наиболее рациональных решений при строительстве предприятий, зданий и сооружений; экономное использование материальных ресурсов; улучшение условий труда и быта, охраны окружающей среды и т.д.

СНиП состоят из четырех частей: общих положений (система нормативных документов, строительная терминология и т.д.); нормы проектирования; правил производства и приемки работ и сметных норм и правил. Каждая часть подразделяется на отдельные главы.

При проектировании и монтаже электроустановок руководствуются Правилами устройства электроустановок.

ПУЭ выполнены с учетом требований действующих государственных стандартов, строительных норм и правил, рекомендаций совещаний научно-технических обществ энергетики и электротехнической промышленности, а также замечаний и предложений энергосистем, проектных и монтажных организаций, предприятий и др.

Перечень действующих нормативных документов по строительству ежегодно утверждает Министерство строительства и архитектуры Республики Беларусь.

К *республиканским нормативным документам* относятся:

Правила пожарной безопасности при производстве строительно-монтажных работ. Они являются обязательными при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте зданий и сооружений любого

назначения на территории Республики Беларусь для всех организаций независимо от их ведомственной принадлежности, а также при проектировании и строительстве временных зданий и сооружений на строительных площадках;

Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. Они являются обязательными для потребителей электроэнергии всех министерств и ведомств и служат основой для разработки нормативных документов, подготовленных министерством или ведомством и согласованных с другими заинтересованными организациями.

Например, Правила техники безопасности при электромонтажных и наладочных работах, Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов, Техническая документация на муфты для силовых кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией до 35 кВ и др.

К *ведомственным* относятся *нормативные документы*, утвержденные различными министерствами, ведомствами для обязательного применения в подчиненных им организациях.

Нормативные документы по экономике строительства приведены в Перечне Нормативно-технических документов по строительству, действующих на территории Республики Беларусь; при производстве электромонтажных работ основными из них являются Правила о договорах подряда на капитальное строительство, Положения о взаимоотношениях организаций — генеральных подрядчиков с субподрядными организациями и др.

Для определения сметной стоимости и расчетов за выполненные работы по монтажу оборудования применяют ценники (всего 36) на монтаж оборудования.

При расчетах за выполненные электромонтажные работы используют общую часть к ценникам на монтаж оборудования и ценник № 8 «Электрические установки» (с учетом дополнений, разъяснений и поправок). Расчеты по отдельным видам работ, выполняемых в комплексе электромонтажными организациями, производят по ценникам: № 9 «Электрические печи», № 10 «Оборудование связи», № 11 «Приборы и средства автоматизации» и др.

При расчетах за выполненные электромонтажные работы по воздушным линиям электропередачи применяют: сборник № 35 «Линии электропередачи 35—500 кВ и открытые распределительные устройства электрических подстанций» (вып. 1) и «Линии электропередачи 0,4—35 кВ» (вып. 2).

Цены на материалы, изделия, изготавливаемые предприятиями министерств (ведомств) Республики Беларусь, устанавливаются на тендерных торгах.

На основе нормативных документов в монтажных организациях создают *монтажные инструкции* и *технологические карты*, а изготовители электрооборудования и материалов разрабатывают заводские инструкции, которыми исполнители электромонтажных работ руководствуются в своей практической деятельности.

Монтажные инструкции являются нормативными документами, в которых регламентирована технология выполнения работ, отражены нормы и правила, приведены характеристики применяемых материалов, приспособлений, механизмов и др. Инструкции отражают требования, предъявляемые к исполнению определенного технологического комплекса, но не содержат подробного анализа приемов, необходимых для достижения этих требований.

Поэтому разрабатываются *технологические карты* трудовых процессов. В них определяются технологическая последовательность рабочего процесса; передовые приемы и методы труда; перечень применяемых механизмов, приспособлений и инструментов; рекомендации по укрупнению оборудования и изделий в монтажные узлы; калькуляция затрат труда; схема организации рабочих мест; количественный состав бригады, звена, их квалификация и др. Наличие технологических карт позволяет монтажным бригадам выполнять работы на достигнутом к данному времени уровне и обеспечивать более высокую степень текущего контроля.

## 1.2. Проектная документация

Производство электромонтажных работ регламентируется технической и директивной документацией.

*Основным техническим документом служит проект электроустановки*, в строгом соответствии с которым и должны производиться электромонтажные работы. Изменять принятые проектом технические решения, если они носят принципиальный характер, допускается только по согласованию с проектной организацией — автором проекта. Изменения непринципиального характера производят по согласованию с заказчиком.

На каждый объект строительства разрабатывают проектно-сметную документацию, в соответствии с которой выполняют строительные работы по возведению зданий и сооружений, монтажу технологического, санитарно-технического, электротехнического оборудования, автоматики, связи и др. Рабочие чертежи при строительстве промышленных предприятий состоят из комплектов архитектурно-строительных, санитарно-технических, электротехнических и технологических чертежей.

Комплект электротехнических рабочих чертежей содержит документацию, необходимую для монтажа внешних и внутренних электрических сетей, подстанций и других устройств электроснабжения, силового и осветительного электрооборудования.

Рабочие чертежи должны предусматривать осуществление монтажа электротехнических устройств на основе применения узлового и комплектно-блочного метода с установкой электрооборудования, поставляемого укрупненными узлами, не требующими правки, резки, сверления или других подгоночных операций и регулировки. Поэтому при приемке рабочей документации к производству работ обязательно проверяется учет в ней требований индустриализации и механизации электромонтажных работ.

Непрерывно возрастающие объемы проектных работ, усложнение инженерных решений, связанное со все более широким применением автоматизации технологических процессов и систем управления на основе микроэлектронной техники, требуют автоматизации самого процесса проектирования, т.е. разработки и внедрения *системы автоматизированного проектирования промышленных электроустановок* (САПР ПЭУ).

При разработке проектной документации должны учитываться требования организации и технологии электромонтажного производства. Непосредственно на объектах монтажа работы должны сводиться к установке крупных блоков электротехнических устройств, сборке их узлов и прокладке сетей.

В соответствии с этим рабочие чертежи комплектуют по их назначению: для *подготовительных работ*, т.е. заказа блоков и узлов на предприятиях-изготовителях или на сборочно-комплектовочных предприятиях монтажных организаций или в мастерских электромонтажных заготовок (МЭЗ), и для *монтажа* электротехнических устройств в монтажной зоне.

В проектах предусматривается максимальное исключение дыропробивных работ на месте монтажа. Для этого проемы, ниши и отверстия указывают в рабочих архитектурно-строительных чертежах для выполнения их строительными организациями в процессе изготовления строительных конструкций и возведения зданий. В рабочих чертежах должно быть учтено, что панели перекрытия, внутренние стеновые панели и перегородки, железобетонные колонны заводского изготовления должны иметь каналы (трубы) для прокладки проводов; ниши и гнезда с закладными деталями для установки штепсельных розеток, выключателей, звонков и т.д.

В составе рабочих чертежей приводятся спецификации на оборудование, конструкции и материалы и ведомости укрупненных комплектных устройств, блоков и узлов, подлежащих изготовлению вне монтажной зоны МЭЗ. Для монтажа внешних кабельных и воздушных линий разрабатывают планы их прокладки (трассы) с привязкой к координатным сеткам, зданиям и сооружениям, указанием мест их пересечения с другими подземными коммуникациями, типов опор и

кабельных сооружений. Опоры воздушных линий (ВЛ), их фундаменты, пересечения кабельных линий, кабельные сооружения, как правило, выполняют по типовым чертежам.

К производству электромонтажных работ на объектах строительства разрешается приступать только при наличии технической документации (проектов и смет), проекта производства работ, строительной готовности объекта, кранового оборудования, других грузоподъемных средств, обеспечивающих механизацию монтажа, а также электрооборудования, кабельной продукции и материалов, предусмотренных согласованным графиком производства работ.

Вся проектная техническая документация анализируется заказчиком, который перед передачей ее монтажной организации для производства работ обязан поставить на ней подпись или штамп «*Разрешается к производству работ*». В монтажном управлении техническая документация и сметы тщательно изучаются персоналом производственного отдела совместно с персоналом группы подготовки производства и линейными инженерно-техническими работниками (начальниками монтажных участков, производителями работ, мастерами).

Замечания по обнаруженным недостаткам проекта направляют в проектные организации для внесения согласованных поправок и дополнений. После этого проект и сметы передают на монтажно-заготовительный участок или в группу проектировщиков-сметчиков при производственном отделе управления для составления *проекта производства работ* (ППР) и затем в группу подготовки монтажно-заготовительного участка.

В отдельных случаях проект дорабатывает монтажная организация (замена некоторого оборудования и материалов, внесение небольших изменений, связанных с внедрением типовых электроконструкций и монтажных изделий заводов монтажной организации).

### 1.3. Управление электромонтажным производством

Капитальное строительство в Республике Беларусь ведется в основном *подрядным* и частично *хозяйственным способами*. Однако работы осуществляются главным образом подрядным способом: генеральным подрядчиком является общестроительный трест, а специализированные организации работают по договорам с этим трестом в качестве субподрядчиков.

Генеральный подрядчик заключает договор на все виды строительно-монтажных работ с заказчиком (предприятием отрасли народного хозяйства), для которого производится строительство. Одновременно генподрядчик заключает договоры со специализированными монтажными организациями на производство всех видов монтажных работ.

При заключении субподрядных договоров и их выполнении стороны руководствуются Правилами о договорах подряда на капитальное строительство, Положением о взаимоотношениях организаций, действующим законодательством, а также Особыми условиями, являющимися неотъемлемой частью субподрядных договоров. В этих условиях определяются взаимные обязательства сторон по отдельным вопросам, не предусмотренным Инструкцией о порядке заключения и выполнения субподрядных договоров.

Субподрядчик наряду с генподрядчиком несет ответственность за своевременную сдачу заказчику объектов, законченных строительством.

Электромонтажные организации, как правило, объединяются трестом, который включает в себя промышленные предприятия, изготовляющие необходимые для электромонтажных работ изделия и конструкции, не выпускаемые промышленностью.

В качестве самостоятельных первичных производственных единиц в состав треста входят монтажные и пусконаладочные управления. Последние включают в себя монтажные участки, возглавляемые старшими производителями работ (начальниками участков), участок подготовки производства, мастерские электромонтажных заготовок, участок комплектации и сметно-договорный отдел. В системе управления электромонтажным производством основным производственным звеном является *электромонтажное управление* (ЭМУ).

На некоторых крупных промышленных предприятиях в целях расширения производства, его реконструкции и капитального ремонта создаются собственные электромонтажные участки, а иногда и монтажные управления. В этом случае работы ведутся так называемым *хозяйственным способом*, когда заказчик одновременно является и подрядчиком.

### 1.4. Основные этапы производства электромонтажных работ

Производство электромонтажных работ на современном уровне развития капитального строительства в стране — последовательный и неразрывный комплекс организационно-технических и инженерных мероприятий, обеспечивающих главную цель: ввод в действие вновь строящихся и реконструируемых народнохозяйственных объектов в сроки, предусмотренные согласованными графиками, с отличным качеством, минимальными затратами труда и материальных ресурсов. Исходя из этого основные этапы производства электромонтажных работ, исключая этап формирования плана, перечислены ниже.

1. *Заключение договора* с генеральной подрядной организацией на производство электромонтажных работ. Порядок и условия заключения договоров определены Правилами о договорах подряда на капитальное строительство.

2. *Установление взаимоотношений* с генеральной подрядной организацией в соответствии с требованиями Положения о взаимоотношениях организаций — генеральных подрядчиков с субподрядными организациями.

3. *Подготовка производства* электромонтажных и пусконаладочных работ на объектах монтажа. Предусматривает повышение уровня индустриализации и механизации электромонтажных работ, внедрение прогрессивной технологии и новых материалов.

4. *Организация и производство электромонтажных работ* на объектах монтажа. Осуществляются в соответствии с требованиями СНиП 3.05.06—85 «Электротехнические устройства». Особое внимание при этом уделяют обеспечению фронта электромонтажных работ — подготовке и приемке строительной части объекта к монтажу. Строительная часть объектов электроснабжения (понизительные подстанции, открытые и закрытые распределительные устройства, трансформаторные помещения, кабельные каналы, туннели и т.п., а также грузоподъемные краны) должна быть передана под монтаж электромонтажной организации с опережением сроков сооружения других объектов строительства.

5. *Организация и производство пусконаладочных работ* на объектах монтажа. Эти работы выполняет пусконаладочное управление (ПНУ) — специализированное производственное подразделение в составе электромонтажного треста на смонтированном электрооборудовании как завершающий этап электромонтажных работ по договору с заказчиком данного объекта (установки). С согласия последнего ПНУ также решает возникающие вопросы с проектной и субподрядной организациями.

*Основной целью пусконаладочных работ является получение заданных техническим проектом электрических и технологических параметров и режимов работы электрооборудования в установленные сроки.* Поэтому все подготовительные и инженерные работы подчинены выполнению этой основной задачи.

*За 6 месяцев* до начала наладочных работ ПНУ должно получить проектную документацию (в 2 экз.) от заказчика и приступить к разработке *проекта производства наладочных работ*.

Персонал ЭМУ до передачи объекта в наладку обязан выполнить все работы, предусмотренные ценником № 8 «Электрические установки».

При сдаче смонтированного электрооборудования под наладку руководитель электромонтажных работ передает руководителю наладочных работ всю техническую документацию заводов-изготовителей: формуляры, паспорта, инструкции по монтажу и эксплуатации, которые после окончания наладочных работ должны быть переданы заказчику.

При сдаче работ ПНУ передает заказчику все протоколы испытаний, замеров и исполнительные схемы (в 1 экз.).

*В течение 6 месяцев* со дня подписания акта сдачи-приемки объекта в эксплуатацию ПНУ обязано при возникновении допущенных по его вине дефектов устранить их за свой счет.

6. *Сдача-приемка выполненных работ* заказчику в эксплуатацию осуществляется в соответствии с требованиями СНБ 1.03.04—2000 «Приемка законченных строительством объектов. Основные положения».

Электромонтажные организации подготовляют и передают рабочей комиссии документацию в объеме, определенном требованиями СНиП 3.05.06—85.

## 1.5. Подготовка производства электромонтажных работ

В целях совершенствования подготовки производства на основе научной организации труда и выполнения работ с экономией трудовых и материальных ресурсов, ввода в эксплуатацию объектов в заданные сроки и досрочно при хорошем качестве выполненных работ в монтажных управлениях создаются службы инженерной подготовки производства: участок подготовки производства, сметно-договорный отдел, мастерские электромонтажных заготовок и участок комплектации, складирования и транспортирования (рис. 1.1).




**Рис. 1.1. Структурная схема службы подготовки производства монтажного управления**

В участок подготовки производства (УПП) входят следующие подразделения.

Группа перспективной подготовки производства (ГППП), осуществляющая получение, учет, хранение и изучение проектно-сметной документации, выявление в ней недоработок, их устранение, а также в случае необходимости совместно с проектными организациями внесение изменений в проект. ГППП проводит типизацию монтажных узлов и блоков с учетом максимальной индустриализации работ и

применения электромонтажных изделий, изготовляемых промышленностью и заводами электромонтажных организаций, ведет подготовку документации к передаче ее монтажникам для производства работ.

Кроме того, ГППП совместно со *сметно-договорным отделом* (СДО) проверяет сметную документацию на весь объем работ, выявляя и устраняя (через проектные организации) недоработки. Она также осуществляет разработку ППР при участии группы *текущей подготовки производства* (ГТПП) и СДО; определяет объемы работ по отдельным видам и объектам, включенным в перспективный план монтажного управления; составляет ведомости изделий, оборудования и материалов и очередность их поставок на основании графиков строительства объектов по согласованию с заказчиком; определяет по предполагаемым объемам и видам работ численность электромонтажного персонала и его квалификацию, а также потребность в механизмах, приспособлениях и инструменте; совместно с СДО участвует в подготовке субподрядных договоров, уточняя объемы работ, сроки ввода в эксплуатацию объектов, поставок заказчиком и генподрядчиком оборудования и материалов.

ГТПП получает перечень работ от монтажных участков и составляет их план, обеспечивающий в соответствии с ППР изготовление в МЭЗ изделий и блоков (до начала монтажных работ на объекте), разрабатывает эскизы и чертежи узлов и блоков, подготавливает калькуляции на изделия, предусмотренные соответствующим заказам, и осуществляет контроль за качеством их выполнения; разрабатывает лимитные карты и комплектовочные ведомости на материалы и оборудование для монтажного участка по объектам и циклам работ; подготавливает приемосдаточную документацию; осуществляет авторский надзор за выполнением ППР на объектах строительства и в МЭЗ; производит необходимые замеры и привязки на месте для составления эскизов и чертежей.

СДО производит подготовку, оформление субподрядных договоров с генподрядчиками, субподрядными и другими организациями на объекты, включенные в план работы монтажного управления; согласовывает сметную документацию разбивая ее по этапам и комплексам работ; контролирует расчеты с заказчиками за выполненные работы; определяет размеры авансов; принимает участие в проведении претензионной работы с заказчиками и генподрядчиками в случае нарушения ими договорных обязательств и контрольных обмеров выполненных работ.

МЭЗ выполняют заказы ГТПП по эскизам и чертежам в соответствии с выданными калькуляциями согласно совмещенному плану работы УПП, МЭЗ и *участка комплектации, складирования и транспортирования* (УКСТ). Материалы и оборудование, необходимые для

выполнения заказов, МЭЗ получают от УКСТ в соответствии с лимитно-комплектовочными ведомостями. Готовые изделия сдают в УКСТ для доставки в монтажную зону.

УКСТ состоит из групп реализации, складирования, комплектации и транспортирования; получает материалы и оборудование от заказчика и генподрядчика, заводов и сбытовых организаций, обеспечивает ЭМУ инструментом и приспособлениями; ведет складское и контейнерное хозяйство, учет материальных ценностей; пакетирует материалы и оборудование и доставляет их в контейнерах на монтажные площадки.

Проект организации работ (ПОР) включает в себя пояснительную записку с перечнем объектов строительства; физические объемы работ, их сметную стоимость и трудоемкость; расчет потребности в людских ресурсах; укрупненный график работ, поступления материалов и оборудования и сдачи объектов под монтаж; план размещения производственных и бытовых помещений монтажных и строительных организаций; сметно-финансовые расчеты; схему грузопотоков внутри строительной площадки; предложения по технике безопасности и охране труда, снабжению площадки водой, электроэнергией и другие рекомендации.

ППР выполняется участком подготовки производства с привлечением линейного персонала ЭМУ или проектной организацией за счет ЭМУ. Проект является главным документом инженерной подготовки производства, которым руководствуется линейный инженерно-технический персонал.

ППР включает в себя: технологические карты на монтаж сложного электрооборудования, узлов электропроводок и вторичных цепей; календарный план производства электромонтажных работ по отдельным объектам пускового комплекса с уточненными по рабочим чертежам физическими объемами работ и указанием необходимых трудозатрат; ведомость электроконструкций электроустановочных и других монтажных изделий, подлежащих изготовлению на заводах электромонтажных трестов; ведомость нестандартных и нетиповых электроконструкций и деталей, подлежащих изготовлению в МЭЗ; рекомендации по внедрению передовой монтажной технологии; пояснительную записку с необходимым обоснованием основных решений ППР и потребности в монтажных машинах и приспособлениях; сроки выполнения электромонтажных работ; уровень индустриализации и механизации электромонтажных работ; объем электромонтажных работ в денежном выражении (для первой очереди объекта с разбивкой по этапам); указания по технике безопасности.

В *технологических картах* разрабатываются следующие вопросы: объем электромонтажных работ в физическом выражении и технология

их выполнения; трудозатраты, необходимые для выполнения работ, а также количественный и квалификационный состав бригад; ведомость необходимых машин, механизмов, приспособлений и инструментов; ведомость изделий и работ, выполняемых в МЭЗ; ведомость вспомогательных материалов; календарный график выполнения работ; основные указания о последовательности и методах производства работ и организации труда. Эти карты являются обязательными документами по организации труда в электромонтажном производстве.

Для небольших объектов монтажа разрабатывают сокращенный ППР с включением в него только части вышеперечисленных элементов.

На стройках широко применяется *автоматическая система организации работ* (АСОР), *или сетевое планирование и управление* (СПУ). В основе этого метода лежит разработка *сетевого графика* — условной экономико-математической модели производственного процесса. В графике отражаются взаимосвязь между работами в технологической последовательности их выполнения и точный перечень работ, от которых зависит заданный срок выполнения.

## 1.6. Организация и производство электромонтажных работ

Электромонтажные работы выполняют в две стадии. На *первой стадии* осуществляют подготовительные работы в МЭЗ и подготовительные — непосредственно на монтажных объектах. В мастерских (вне зоны монтажа) изготовляют и собирают из элементов укрупненные блоки — шинные, трубные, заземления, электропроводки, кабельных линий и т.д.

Непосредственно на монтажной площадке при определенной готовности строительных работ осуществляют: разметку и подготовку трасс электрических сетей и заземляющих устройств; закладку труб в фундаменты и другие строительные основания при переходе из одного помещения в другое и при выходе наружу; контроль за выполнением установки закладных элементов и деталей для последующего крепления к ним электрооборудования и конструкций; контроль за образованием в процессе строительства проемов, ниш, гнезд, борозд, необходимых для установки электрооборудования и монтажа электропроводок.

На *второй стадии* выполняют электромонтажные работы непосредственно на монтажном объекте. В такие работы входят установка на подготовленные места электрооборудования и электроконструкций, прокладка по подготовленным трассам готовых элементов электропроводок, подключение электрических сетей к установленным электрооборудованию, аппаратам и приборам.

Состояние строительных работ в помещениях, принимаемых под монтаж электрооборудования, должно обеспечивать нормальное и безопасное ведение электромонтажных работ.

До начала работ второй стадии должны быть закончены строительные и отделочные работы в электротехнических помещениях — в камерах трансформаторов, машинных залах и их подвалах (сборных распределительных устройств, щитов, станций управления) и др.

Основным источником повышения качества работ, производительности труда, снижения себестоимости монтажа и сокращения сроков его выполнения является индустриализация работ.

Под *индустриализацией электромонтажных работ* понимают совокупность организационных и технических мероприятий, обеспечивающих выполнение по возможности максимального объема работ вне строительной площадки на предприятиях и в монтажных организациях, а также в мастерских монтажно-заготовительных участков. Необходимый уровень и правильное использование средств механизации труда электромонтажного производства определяются планом механизации работ, входящим в состав ППР.

При производстве работ наряду с крупными машинами и механизмами широко применяются средства малой механизации, особенно для мелких ручных работ, осуществляемых непосредственно на строительной площадке и в мастерских, а также различные приспособления, в том числе и разработанные рационализаторами.

В настоящее время комплексную механизацию электромонтажных работ осуществляют в мастерских на технологических линиях по обработке сортовой стали, шин, стальных труб, на стендах заготовки электропроводок и кабельных линий, пластмассовых трубных разводок, а также на строительстве воздушных линий электропередачи путем организации высокомеханизированных колонн.

## 2. МОНТАЖ ВНУТРЕННИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

### 2.1. Определения

*Электропроводкой* называется совокупность проводов и кабелей с относящимися к ним креплениями, поддерживающими, защитными конструкциями и деталями. Это определение согласно ПУЭ распространяется на электропроводки силовых, осветительных и вторичных цепей напряжением до 1 кВ переменного и постоянного тока, выполняемые внутри зданий и сооружений, на наружных стенах, территориях предприятий, учреждений, микрорайонов, дворов, приусадебных участков, строительных площадках с применением изолированных установочных проводов всех сечений, а также небронированных силовых кабелей с резиновой или пластмассовой изоляцией в металлической, резиновой или пластмассовой оболочке с сечением фазных жил до 16 мм (при сечении более 16 мм — кабельные линии).

*Открытой электропроводкой* называется проводка, проложенная по поверхности стен, потолков, по фермам, опорам и другим строительным элементам зданий и сооружений и т.д.

Открытые электропроводки выполняют также токопроводами, под которыми понимают устройства, состоящие из неизолированных или изолированных проводников и относящихся к ним изоляторов, защитных оболочек, ответвительных устройств, поддерживающих и опорных конструкций. В зависимости от вида проводники подразделяют на гибкие (из проводов) и жесткие (из жестких шин).

*Скрытой электропроводкой* называется проводка, проложенная внутри конструктивных элементов зданий и сооружений (в стенах, полах, фундаментах, перекрытиях), а также по перекрытиям в подготовке пола, непосредственно под съемным полом и т.п.

*Наружной электропроводкой* называется электропроводка, проложенная по наружным стенам зданий и сооружений, под навесами и т.п., а также между зданиями на опорах (не более четырех пролетов длиной до 25 м каждый) вне улиц, дорог и т.д. Наружная электропроводка может быть открытой и скрытой.

*Лотком* называется открытая конструкция, предназначенная для прокладки по ней проводов и кабелей. Лоток не защищает от внешних механических повреждении. Лотки должны изготовляться из несгораемых материалов.

### 2.2. Общие требования к монтажу электропроводок

Виды электропроводки и способы прокладки проводов и кабелей, применяемых в зависимости от характеристики окружающей среды, определяются в соответствии с требованиями ПУЭ. Провода и кабели, прокладываемые в коробах и лотках, обязательно маркируют.

Монтаж контрольных кабелей следует выполнять с учетом требований к монтажу кабельных линий.

Проходы небронированных кабелей, защищенных и незащищенных проводов через несгораемые стены (перегородки) и междуэтажные перекрытия должны быть выполнены в отрезках труб, или в коробах, или в проемах, а через сгораемые — в отрезках стальных труб.

В производственных помещениях спуски к выключателям, штепсельным розеткам, пусковым аппаратам защищают от механических повреждений на высоте не менее 1,5 м от уровня пола или площадки обслуживания. В бытовых помещениях промышленных предприятий, жилых и общественных зданиях, а также в электротехнических помещениях указанные спуски от механических повреждений не защищают.

Наименьший допустимый радиус изгиба проводов с резиновой изоляцией принимают не менее $6d$, с пластмассовой — $10d$, а с медной гибкой жилой — $5d$, где $d$ — наружный диаметр провода. Спуск к выключателям и штепсельным розеткам при открытых проводках выполняют по вертикали.

Пересечения открыто проложенных незащищенных и защищенных проводов с трубопроводами (отопления, водопровода и т.п.) выполняют на расстоянии не менее 0,05 м, а от трубопроводов с горючими или легковоспламеняющимися жидкостями и газами — не менее 0,1 м. При расстоянии от проводов и кабелей до трубопроводов менее 0,25 м провода и кабели дополнительно защищают от механических повреждений на длину не менее 0,25 м в каждую сторону от трубопроводов.

Параллельно трубопроводам отопления, водопровода и т.п. провода и кабели прокладывают на расстоянии не менее 0,1 м, а трубопроводам с горючими и легковоспламеняющимися жидкостями и газами — не менее 0,4 м.

Все соединения и ответвления установочных проводов должны быть выполнены сваркой, опрессовкой в гильзах или с помощью зажимов в ответвительных коробках. Открытая и скрытая прокладка установочных проводов не допускается при температуре ниже 15 °С.

Ручные работы по пробивке отверстий и борозд механизируют с помощью устройств с использованием пневматической, гидравлической и электрической энергии, а также приспособлений, приводимых в действие силой взрыва пороховых газов. К средствам малой механизации относят ручные электросверлилки, пневматические молотки, перфораторы, гидравлические прессы, строительно-монтажные пистолеты, пороховые колонки, ручные и пиротехнические оправки и др.

При креплении проводок и аппаратов применяют пластмассовые и металлические дюбеля, дюбеля с волокнистым наполнителем и распорной гайкой, болты, шпильки, скобы, штыри, крюки, а также специальные дюбеля для строительно-монтажных пистолетов и ручных оправок.

## 2.3. Прокладка проводов в стальных трубах

Прокладка открытой и скрытой электропроводки в стальных трубах требует затраты дефицитных материалов и трудоемка в монтаже. Поэтому их применяют для защиты проводов от механических повреждений, а также для защиты изоляции и самих проводов от разрушения едкими парами и газами, попадания внутрь трубы влаги, пыли и взрыво- и пожароопасных смесей из окружающей среды.

Соединения и присоединения труб к коробкам, аппаратам и электроприемникам выполняют без специального уплотнения (когда они применяются для защиты проводов от механических повреждений), уплотненными (для защиты труб от попадания в них пыли, влаги, едких паров и газов) и взрывобезопасными для исключения возможности попадания внутрь труб, аппаратов и электроприемников взрывоопасных смесей.

Применяемые для электропроводок стальные трубы делятся на *три группы*: водогазопроводные обыкновенные, легкие и тонкостенные электросварные.

Перед монтажом внутреннюю поверхность труб очищают от окалины и грата и производят окраску внутренней и наружной поверхностей асфальтовым лаком. Трубы, прокладываемые в бетоне, снаружи не окрашивают для лучшего сцепления с бетоном. Оцинкованные трубы прокладывают без окраски. При монтаже придерживаются нормализованных значений углов и радиусов изгиба труб в зависимости от диаметра труб, количества и сечения прокладываемых в них проводов.

Водогазопроводные обыкновенные трубы применяют только во взрывоопасных установках; легкие — в обоснованных (с точки зрения экономии металла) случаях при открытой прокладке в сухих и влажных помещениях; а также при скрытой прокладке в сухих и влажных помещениях, на чердаках, в подливных полах, фундаментах и других строительных элементах с уплотнением мест ввода в коробки и соединением труб стальными муфтами на резьбе. Тонкостенные электросварные трубы применяют при открытой прокладке в сухих и влажных помещениях без уплотнения мест соединения и ввода в коробки.

Электромонтажные организации используют индустриальный метод монтажа стальных труб. Заготовку труб, их обработку, очистку, покраску, комплектование в отдельные узлы и пакеты выполняют в МЭЗ. На месте монтажа трубы укладывают готовыми узлами, соединяют их между собой и затягивают в них провода. Заготовка трубных блоков в МЭЗ предусматривает использование нормализованных элементов в виде углов со стандартными радиусами изгиба. Трубы заготавливают в мастерских либо по эскизам, либо по макетам, имитирующим расположение электроприемников, к которым подводят трубы с проводами.

Способы соединения стальных труб приведены на рис. 2.1. Соединение муфтой на резьбе выполняют с уплотнением паклей на сурике или специальной фторопластовой лентой марки ФУМ. Такое соединение обязательно для обыкновенных и легких водогазопроводных труб во взрывоопасных зонах, сырых, жарких помещениях, а также в помещениях, содержащих пары и газы, которые оказывают вредное воздействие на изоляцию проводов. В сухих непыльных помещениях допустимо соединение стальных труб гильзами или манжетами, без уплотнения (см. рис. 2.1, *а*).

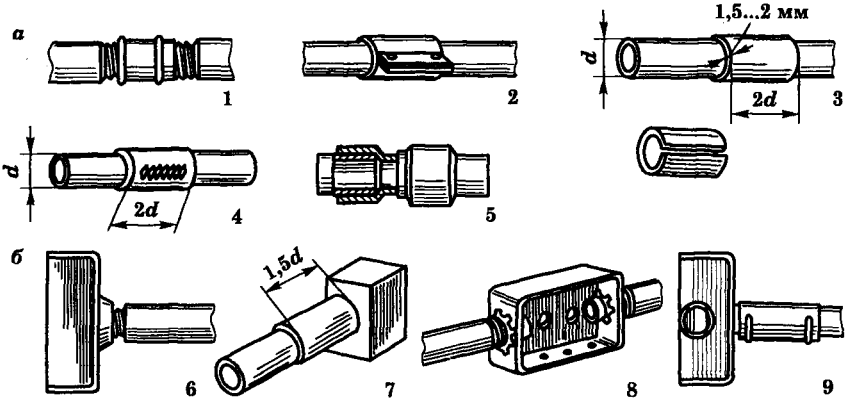



**Рис. 2.1. Соединения (*а*) и вводы стальных труб в коробки (*б*): 1 — муфтой на резьбе; 2, 9 — гильзой на винтах; 3 — отрезком трубы с приваркой по краям; 4, 7 — гильзой на сварке; 5 — муфтой с раструбом; 6 — на резьбе в патрубок коробки; 8 — установочными заземляющими гайками с обеих сторон**

Стальные трубы при открытой прокладке крепят скобами и хомутами. Запрещено крепление стальных труб всех типов к металлоконструкциям с помощью электрической и газовой сварки. При прокладке стальных труб должны быть выдержаны определенные расстояния между точками их крепления: не более 2,5 м для труб с условным проходом 15—20 мм, 3 м — с проходом 25—32 мм, не более 4 м — с проходом 40—80 мм, не более 6 м — с проходом 100 мм. Допустимые расстояния между протяжными коробками зависят от числа изгибов трубной линии: при одном — не более 50 м; при двух — не более 40 м; при трех — не более 20 м. Выбор диаметра стальной трубы для размещения в ней проводов зависит от их количества и диаметра проводов.

Чтобы избежать повреждения изоляции проводов при протяжке, на концах стальных труб устанавливают пластмассовые втулки. Для облегчения протяжки проводов в трубы вдувают тальк и предварительно затягивают стальную проволоку диаметром 1,5—3,5 мм, к

концу которой прикрепляют тафтяную ленту с шариком. Затем в трубу сжатым воздухом небольшого передвижного компрессора при избыточном давлении 200—250 кПа вдувают шарик, с помощью тафтяной ленты втягивают проволоку и за ней провод или кабель, прикрепленные к проволоке.

В вертикально проложенные трубы провода рекомендуется затягивать снизу вверх. Соединения и ответвления проводов, проложенных в трубах, выполняют в коробках и ящиках.

## 2.4. Прокладка проводов на тросах и струнах

**Тросовые проводки.** Тросом как несущим элементом электропроводки называется стальная проволока или канат, натянутые в воздухе, предназначенные для подвески к ним проводов, кабелей или их пучков.

Для прокладки внутри помещений сетей для промышленных электроустановок напряжением до 660 В применяют установочные провода АРТ, имеющие алюминиевые жилы, резиновую изоляцию и несущий трос. Изолированные жилы провода скручены вокруг изолированного оцинкованного троса (провода сечением от 2,5 до 35 мм$^2$, двух-, трех- и четырехжильные). Жилы провода имеют отличительную маркировку в виде полосок на поверхности изоляции.

Для наружных проводок применяют провод марки АВТ с алюминиевыми жилами, утолщенной поливинилхлоридной изоляцией и несущим тросом; в сельском хозяйстве — провода АВТС с алюминиевыми жилами, поливинилхлоридной изоляцией и несущим тросом. Для тросовых проводок применяют также установочные провода АПР (ПР), АПВ (ПВ) и небронированные защищенные кабели марок АВРГ (ВРГ), АНРГ (НРГ), АВВГ (ВВГ), которые крепят к специальному несущему тросу.

Монтаж электропроводок выполняют в две стадии.

На *первой стадии* в мастерской подготавливают и собирают элементы электропроводки, комплектуют анкерные, натяжные конструкции и поддерживающие устройства и транспортируют их на место монтажа.

На *второй стадии* монтажа тросовые проводки монтируют на заранее установленных натяжных устройствах и подвесках в помещениях.

При подготовке тросовой электропроводки в мастерской на ней устанавливают и закрепляют ответвительные, соединительные и вводные коробки, заземляющие перемычки, натяжные муфты. Светильники к проводке крепят, как правило, на второй стадии монтажа, когда тросовую электропроводку разматывают на полу, временно подвешивая на высоте 1,2—1,6 м для правки проводов, подвески и подключения светильников (если они не были смонтированы на тросовой линии в мастерских). Затем электропроводку поднимают на проектное место, трос одним концом закрепляют за анкерную конструкцию, соединяют

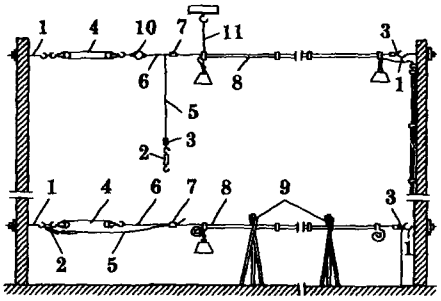



**Рис. 2.2. Схема сборки и подвески тросовых электропроводок на месте монтажа: 1 — временные и постоянные анкеры; 2 — натяжная муфта; 3 — концевые петли; 4 — специальная лебедка или полиспаст; 5 — свободный конец несущего троса; 6 — вспомогательный отрезок троса; 7 — клиновой зажим; 8 — плеть тросовой электропроводки; 9 — инвентарные подставки; 10 — динамометр; 11 — вертикальная проволочная подвеска**

его с промежуточными подвесками и стяжками, предварительно натягивают (вручную при пролетах до 15 м и лебедкой при больших пролетах) и надевают на второй анкерный крюк. После этого производят окончательное натяжение и заземление несущего троса и всех металлических деталей линии, регулировку стрелы провеса, и подключение линии к питающей магистрали (рис. 2.2).

Для натяжения троса применяют лебедку с ручным приводом. Усилие натяжения троса контролируется динамометром.

Стрелу провеса при регулировке принимают равной: 100—150 мм для пролета 6 м; 200—250 мм для пролета 12 м. Несущие тросы заземляют в двух точках на концах линии. На линиях с нулевым проводом заземление осуществляют присоединением несущего троса к проводу гибкой медной перемычкой сечением 2,5 мм, а на линиях с изолированной нейтралью — присоединением троса к шине, соединенной с контуром заземления. Несущий трос в качестве заземляющего проводника не применяют.

**Струнные проводки.** Струнные электропроводки применяют для крепления кабелей марок СРГ, АСРГ, ВРГ, АВРГ, ВВГ, АВВГ, НРГ, АНРГ, проводов СТПРФ и ПРГТ по жестким основаниям. Такие проводки выполняют на натянутой стальной проволоке (струне) или ленте, закрепленной вплотную к строительным основаниям (перекрытиям, фермам, балкам, стенам, колоннам и т.д.). Все элементы струнных электропроводок надежно заземляют.

## 2.5. Монтаж шинопроводов напряжением до 1 кВ

Шинопроводы разделяются на: *магистральные трехфазного переменного тока* (сер. ШМА) на номинальные токи 1600, 2500 и 4000 А; *магистральные постоянного тока* (сер. ШМАД) на номинальные токи 1600, 2500, 4000 и 6300 А; *распределительные* (сер. ШРА) на

номинальные токи 250, 400 и 630 А (в их комплект входят прямые, угловые и тройниковые секции, вводные и ответвительные коробки с автоматами или рубильниками с предохранителями для подключения электроприемников на напряжение 380/220 В); *троллейные* (сер. ШТМ) на номинальные точки 200 и 400 А (для троллеев питания мостовых кранов, электроталей и электроинструмента); *осветительные* (сер. ШОС) на номинальные токи 25, 63 и 100 А (для осветительных сетей в помещениях с нормальной средой).

Секция серии ШОС представляет собой короб, внутри которого проложены четыре медных изолированных проводника сечением 6 мм$^2$. Через каждые 0,5 м предусмотрены места для штепсельного присоединения однофазных электроприемников по схеме фаза — нуль. Для соединения секций между собой предусмотрены торцовые четырехполюсные штепсельные соединения.

При современном состоянии организации и техники монтажа секции шинопроводов в мастерских собирают в укрупненные блоки, которые затем монтируют в цехах строящихся предприятий.

Монтаж шинопроводов на строительной площадке сводится к их сборке и установке. Шинопроводы крепят на фермах, колоннах, стенах с помощью кронштейнов или подвесок, а также на полу на специальных стойках (преимущественно распределительные закрытые шинопроводы). Секции шинопроводов предварительно собирают в блоки из трех и четырех секций, а затем устанавливают на опорные конструкции.

## 2.6. Монтаж проводок во взрывоопасных зонах

Во взрывоопасных зонах всех классов применяют кабели с поливинилхлоридной, резиновой и бумажной изоляцией в поливинилхлоридной, резиновой и свинцовой оболочках и провода с поливинилхлоридной и резиновой изоляцией в водогазопроводных трубах. *Применение кабелей и проводов с полиэтиленовой изоляцией и кабелей в полиэтиленовой оболочке во взрывоопасных зонах всех классов запрещается.*

Во взрывоопасных зонах классов В-I и В-Iа применяют кабели и провода только с медными жилами; в зонах классов В-Iб, В-Iг, В-Iа и В-II — кабели и провода с алюминиевыми жилами и кабели в алюминиевой оболочке. Во взрывоопасных зонах всех классов не применяют неизолированные (голые) проводники, в том числе токоподводы к кранам, электроталям и т.п.

Способы прокладки проводов и кабелей выбирают исходя из рекомендаций ПУЭ. В силовых сетях напряжением до 1 кВ для зануления или заземляющих применяют специальную четвертую жилу кабеля или провода.

В зонах классов В-I, В-Iа, В-II и В-IIа проходы открыто проложенных одиночных кабелей сквозь стены и перекрытия выполняют через заделанные в них отрезки труб, конец которых уплотняют трубным сальником. При переходе кабелей в смежное взрывоопасное помещение трубные сальники устанавливают со стороны взрывоопасного помещения более высокого класса, а при одинаковых классах помещений — со стороны помещения, содержащего взрывоопасные смеси более высокой категории и группы. В помещениях класса В-I трубные сальники устанавливают по обе стороны прохода. При проходе кабелей через перекрытия отрезки труб выпускают из пола на 0,15—0,2 м. Проходы кабелей через стены во взрывоопасных помещениях выполняют в соответствии с рис. 2.3.

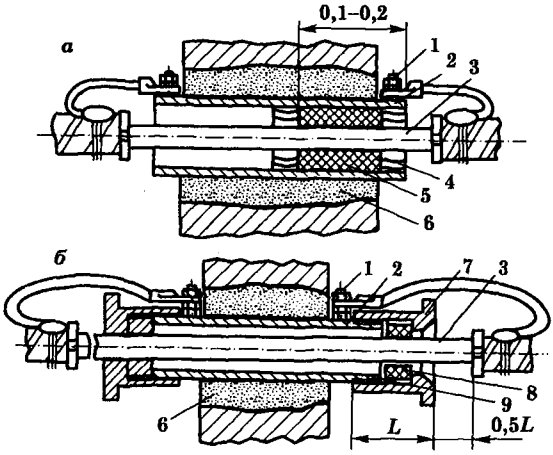



**Рис. 2.3. Проходы кабелей сквозь внутренние стены помещений с уплотнительным составом УС-65 (*а*) и сальниковым уплотнением (*б*): 1 — болт заземления; 2 — отрезок трубы; 3 — кабель; 4 — уплотнения из кабельного джута или асбестового шнура; 5 — уплотнительный состав УС-65; 6 — цементный раствор; 7 — сальник (*L* — длина сальника); 8 — резиновое уплотнительное кольцо; 9 — шайба**

При необходимости защитить провода и кабели от механических или химических воздействий их заключают в стальные водогазопроводные трубы. Для соединений, ответвлений и протягивания проводов и кабелей в стальных трубах применяют чугунные взрывозащищенные коробки серии В (фитинги) (рис. 2.4).

В сырых помещениях трубопроводы прокладывают с уклоном в сторону соединительных и протяжных коробок, а в особо сырых помещениях и снаружи — в сторону специальных водосборных трубок. В сухих и влажных помещениях уклон в сторону коробок делают только там, где может образоваться конденсат.

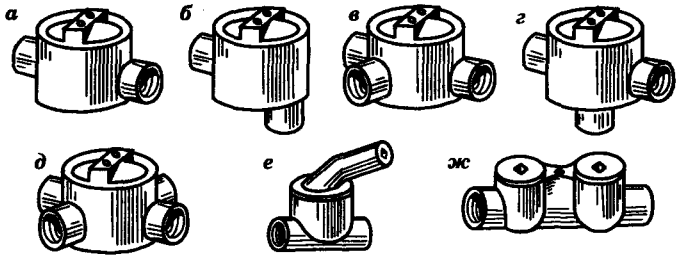



**Рис. 2.4. Взрывозащищенные чугунные коробки: *а* — проходная прямая (КПП); *б* — проходная через дно (КПД); *в* — тройниковая ответвительная (КТО); *г* — тройниковая с ответвлением в дно (КТД); *д* — крестовая ответвительная (ККО); *е* — проходная разделительная (КПР); *ж* — проходная разделительная для локальных испытаний (КПЛ)**

Трубы между собой, а также с фитингами, коробками, ящиками, вводной арматурой машин, кожухами аппаратов и светильниками соединяют на резьбе с подмоткой пеньковой пряжи, пропитанной олифой или тертыми на масле красками (железным суриком, белилами), либо ленты ФУМ (фтористый уплотнительный материал) шириной 10—15 мм. Для уплотнения резьбовых соединений запрещено применять поливинилхлоридную ленту и другие изоляционные материалы. *Не допускаются также соединение и крепление труб при помощи сварки.*

Для предотвращения перехода взрывоопасной смеси из одного помещения в другое или наружу на трубопроводах во взрывоопасных помещениях устанавливают разделительные уплотнительные коробки КПП или КПЛ, предусматривающие возможность локальных испытаний, заполняя их уплотняющими замазками и мастиками.

Такие уплотнения устанавливают в местах перехода трубопроводов из взрывоопасных помещений высших классов во взрывоопасные помещения низших классов (например, из помещения класса В-I в помещение класса В-Iа). В качестве уплотнителя применяют состав УС-65.

Во взрывоопасных зонах любого класса заземляют (зануляют) электроустановки всех напряжений переменного и постоянного тока. В качестве нулевых защитных (заземляющих) используют только специально предназначенные для этого проводники. Дополнительно допускается применение в этих целях конструкций зданий, стальных труб электропроводок, металлических оболочек и брони кабелей. Стальные трубы заземляют с обоих концов. Трубы, не имеющие соединений, могут быть заземлены в одном месте.

Устройство соединительных и ответвительных муфт на кабелях во взрывоопасных установках запрещено.

## 2.7. Испытание внутренних электрических сетей

По окончании монтажа электропроводок (и шинопроводов), перед приемкой их в эксплуатацию проводят контрольные испытания.

1. *Испытание сопротивления изоляции* силовых электропроводок (шинопроводов) проводят мегомметром на 1 кВ. Сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 МОм.

Сопротивление изоляции измеряют при снятых плавких вставках на участке между смежными предохранителями (или за последними предохранителями между любым проводом и землей), а также между двумя проводами. При измерении сопротивления изоляции должны быть отключены электроприемники, а также аппараты, приборы и т.п. При измерении сопротивления изоляции осветительной сети лампы должны быть вывинчены, а штепсельные розетки, выключатели и групповые щитки присоединены. Сопротивления изоляции шинопроводов измеряют между каждой шиной и защитным кожухом, а также между каждыми двумя шинами.

2. *Испытание изоляции повышенным напряжением* 1 кВ промышленной частоты *в течение 1 мин.* Это испытание можно заменить замером в течение 1 мин сопротивления изоляции мегомметром на 2,5 кВ. При этом, если величина сопротивления изоляции окажется меньше 0,5 МОм, испытание напряжением 1 кВ промышленной частоты является обязательным.

## 3. МОНТАЖ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 10 кВ

### 3.1. Общие положения и требования

**Размотка кабеля с барабана.** Перед размоткой кабеля барабан устанавливается на домкраты и поднимается на 0,15—0,20 м от поверхности земли, кузова автомобиля и т.п. таким образом, чтобы барабан мог свободно вращаться, не смещаясь при этом вдоль оси. Барабан устанавливается таким образом, чтобы кабель разматывался с *верхней части барабана.*

**Радиусы изгиба кабелей.** На поворотах трасс кабель не должен изгибаться больше допустимых норм. Кратность радиуса внутренней кривой изгиба кабеля $R$ по отношению к его наружному диаметру $d$ должна быть: для кабелей с бумажной изоляцией напряжением 1—10 кВ в алюминиевой оболочке не менее 25, в свинцовой — не менее 15 диаметров кабеля; для кабелей с пластмассовой изоляцией напряжением до 1 кВ бронированных без оболочки не менее 10, не бронированных в пластмассовой оболочке — не менее 6 диаметров кабеля. Соотношение $R$ и $d$ приведено на рис. 3.1.

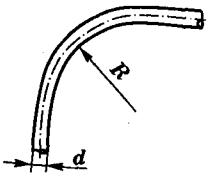



**Рис. 3.1. Радиус изгиба кабеля: $R$ — радиус внутренней кривой изгиба кабеля; $d$ — наружный диаметр кабеля**

**Допустимые усилия тяжения кабелей.** Допустимые усилия тяжения для кабелей напряжением до 10 кВ нормированы. Усилия тяжения при размотке кабеля контролируют с помощью динамометра или другого контрольного устройства, устанавливаемого на лебедке. Рекомендуется применять контрольное устройство с автоматическим расцеплением лебедки, когда усилие тяжения достигнет установленного значения для прокладываемого кабеля.

**Допустимые разности уровней кабелей.** При прокладке по вертикальным и наклонным участкам трассы кабелей с бумажной нормально пропитанной изоляцией ограничивают перепад уровня их высшей и низшей точек для того, чтобы предотвратить отекание пропитывающего состава. Кабели в свинцовой оболочке прокладывают максимальным перепадом уровней 25 м при напряжении 1—3 кВ и 15 м при напряжении 6—10 кВ; кабели в алюминиевой оболочке 25 м при напряжении 1—3 кВ, 20 м при напряжении 6 кВ и 15 м при напряжении 10 кВ.

Если указанный перепад уровней выдержать нельзя, кабельные линии секционируют, устанавливая стопорные или эпоксидные соединительные муфты, даже если кабель имеет одну строительную длину. Кабель с обедненной бумажной изоляцией прокладывают с перепадом

уровней до 100 м (при наличии общей оболочки для всех жил) и 300 м, если каждая жила заключена в отдельную оболочку.

Для кабелей с бумажной нестекающей пропиткой, резиновой или пластмассовой изоляцией перепад уровней не ограничивают.

**Допустимые температуры при прокладке кабелей.** Независимо от места и способа прокладки, рода изоляции жил и напряжения кабелей прокладку их, как правило, следует осуществлять при положительной температуре окружающего воздуха.

В холодное время без предварительного подогрева кабелей всех марок производят в соответствии с данными, приведенными в табл. 3.1.

Таблица 3.1

**Допустимые температуры при прокладке кабелей без предварительного подогрева**

| Тип кабеля | Конструкция кабеля | Допустимая температура кабеля и окружающей среды при прокладке, °С, не ниже |
|---|---|---|
| С бумажной изоляцией, пропитанной нестекающим составом, и пропитанной изоляцией | Все марки кабелей | 0 |
| С пластмассовой изоляцией | С изоляцией жил и шлангом из полиэтилена, без защитного покрова, содержащего волокнистые материалы | –20 |
| | С оболочкой или шлангом из поливинилхлоридного пластика, без защитного покрова, содержащего волокнистые материалы, а также с броней из профилированной стальной оцинкованной ленты | –15 |
| | Все остальные марки кабелей с защитным покровом | –7 |

**Способы прогрева кабелей.** При температуре воздуха ниже минимально допустимой прокладка силовых кабелей с нормальной, нестекающей, обедненно пропитанной бумажной, а также пластмассовой изоляцией и оболочкой допускается только после их *предварительного подогрева* и выполнения прокладки в сжатые сроки: при температуре от 0 до –10 °С в течение *не более 60 мин*, от –10 до –20 °С в течение *не более 40 мин*, от –20 °С и ниже в течение *не более 30 мин*.

При невозможности осуществления работы в указанный срок в процессе прокладки должны предусматриваться постоянный подогрев кабеля или организация перерывов для его дополнительного подогрева.

Рекомендуются следующие методы прогрева кабелей при отрицательной температуре их прокладки: трехфазным током при соответствующей теплоизоляции барабанов (войлочно-брезентовым капотом и др.); обогреваемых помещений с температурой до +40 °С (при условии наличия таких помещений вблизи от места прокладки и температуре наружного воздуха не ниже –20 °С); в «тепляке» или палатке с паровым отоплением, печами, горелками инфракрасного излучения или обогревом тепловоздуходувкой (при температуре до +40 °С).

### 3.2. Прокладка кабелей в траншеях

Непосредственно для прокладки кабелей в земле применяют бронированные кабели, защищенные от коррозии джутово-битумным покрытием или поливинилхлоридной оболочкой.

Кабели на напряжение до 10 кВ прокладывают на глубине 0,7 м от планировочной отметки при глубине траншеи 0,8 м, а при пересечении улиц, площадей — 1,1 м. На дно траншеи насыпают слой песка или чистой земли, не содержащей камней, толщиной не менее 0,1 м.

Все кабели номинальным напряжением свыше 1 кВ, проложенные в траншеях, должны иметь защитные покрытия из красного кирпича (силикатный в земле разрушается) или бетонных плит, положенных на слой земли или песка толщиной 0,1 м. При глубине траншеи 1—1,2 м и напряжении до 10 кВ защита кабелей кирпичом необязательна.

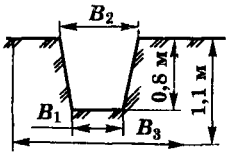



**Рис. 3.2. Размеры траншеи для прокладки кабеля 1—10 кВ: $B_1$ — на дне траншеи; $B_2$ — у поверхности земли; $B_3$ — зона отвода**

СНиП установлено предельное количество кабелей в одной траншее — *не более шести*, устройство траншей с большим числом кабелей является не экономичным.

Ширина траншеи (рис. 3.2) определяется количеством, сечением и марками кабелей. Между силовыми кабелями расстояние в свету должно быть не менее 100 мм. Между контрольными кабелями, не нуждающимися в охлаждении, расстояние не нормируется. Допускается совместная прокладка силовых и контрольных кабелей в одной траншее. При этом расстояние между крайними контрольным и силовым кабелем должно быть не менее 100 мм.

Кабель укладывают в траншее «змейкой» с небольшим запасом, составляющим 1,5—2% общей длины траншеи, на случай возможных смещений почвы и температурных деформаций кабеля в разное время года. В месте установки соединительной муфты предусматривают расширение траншеи для устройства петли запаса и возможности вырезки поврежденной муфты и замены.

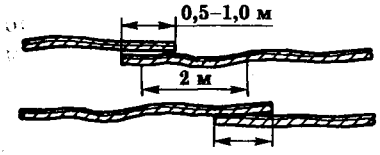



**Рис. 3.3. Расположение концов кабеля в месте монтажа двух соединительных муфт**

При параллельной прокладке в траншее концы кабелей, предназначенных для последующего монтажа соединительных муфт, располагаются со сдвигом мест соединения не менее чем на 2 м (рис. 3.3). При этом предусматривается запас кабеля по длине, необходимый для проверки изоляции на влажность, монтажа соединительных муфт и укладки дуг компенсаторов, предохраняющих муфты от повреждения при возможных смещениях почвы и температурных деформациях кабеля, а также на случай переразделки муфты при ее повреждении.

В стесненных условиях при больших потоках кабелей допускается располагать компенсаторы в вертикальной плоскости с двойной минимальной внутренней кривой изгиба, размещая их полого по дуге в земляной щели толщиной не более 0,2 м ниже уровня прокладки кабелей на глубине до 0,5 м. *Запас кабеля в компенсаторе должен быть 350 мм.* Муфты необходимо, располагать на уровне прокладки кабелей.

Число соединительных муфт на 1 км строящихся кабельных линий для трехжильных кабелей 1—10 кВ сечением до 3×70 мм$^2$ должно быть не более 4 шт.; сечением (3×95 — 3×240) мм$^2$ — 5 шт.; для одножильных кабелей — 2 шт.

При прокладке над кабелями *сигнально-предупредительной ленты* присыпка должна быть не менее 0,3 м, т.е. лента должна находиться на глубине 0,4 м от планировочной отметки. Сигнально-предупредительная лента из поливинилхлоридного пластиката должна быть красного цвета толщиной 0,5—1 мм и шириной не менее 150 мм. Одну ленту можно прокладывать над двумя кабелями.

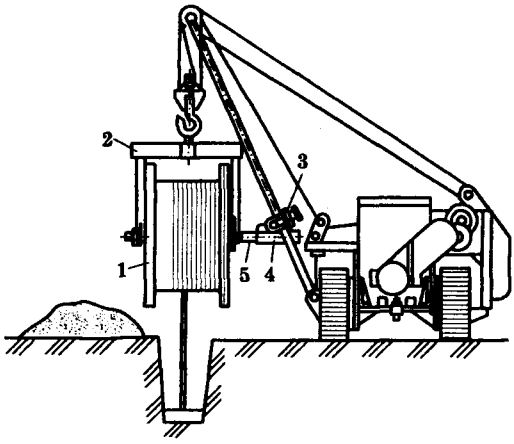



**Рис. 3.4. Раскатка кабеля с трубоукладчика: 1 — барабан; 2 — траверса; 3 — зажим; 4 — втулка-удлинитель; 5 — ось траверсы**

В готовой траншее кабель прокладывают, раскатывая его с барабана, установленного на кабельном транспортере, автомобиле или трубоукладчике (рис. 3.4), которые перемещаются вдоль траншеи.

Если по условиям трассы применение автомеханизмов затруднено, то кабель раскатывают в траншее с помощью лебедки по специальным кабельным роликам, которые устанавливают на прямолинейных участках трассы по дну траншеи через 3—5 м; на всех поворотах трассы устанавливают угловые ролики (рис. 3.5).

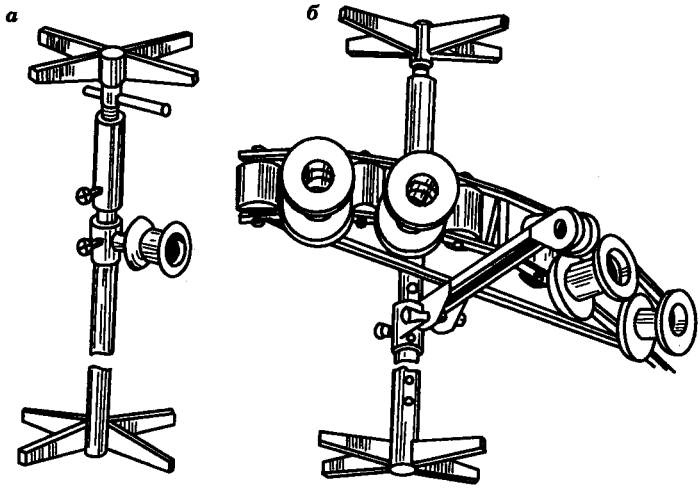



**Рис. 3.5. Линейный (*а*) и угловой (*б*) универсальные распорные ролики**

### 3.3. Прокладка кабелей внутри зданий

Внутри помещений прокладывают только бронированные кабели без наружного горючего покрова и небронированные кабели с негорючей оболочкой. В помещениях с агрессивной средой применяют кабели в оболочках, устойчивых к воздействию этой среды. Внутри зданий, в том числе и в производственных помещениях, кабели прокладывают непосредственно по стенам, потолкам, балкам, фермам и другим строительным конструкциям либо предварительно установленным на опорных поверхностях кабельным конструкциям или лоткам. Во всех случаях кабели должны быть доступны для осмотра и ремонта при эксплуатации.

### 3.4. Прокладка кабелей в кабельных сооружениях

**Прокладка кабеля в блоках** рекомендуется в местах пересечений с железными и автомобильными дорогами, в условиях стесненности трассы на территории предприятий между цехами, а также внутри цехов в полах (наряду с прокладкой кабелей в стальных трубах). В местах изменения направления трассы или глубины заложения блоков, а также на прямолинейных участках большой длины делают кабельные колодцы.

До затяжки кабеля в канал блока необходимо произвести его очистку от бетонного раствора, попавшего при стыковании блоков, и строительного мусора. Это достигается протягиванием через канал с помощью лебедки каната с прикрепленным к нему приспособлением в виде стального контрольного цилиндра и ершей. На рис. 3.6 приведена схема прочистки и расстановки механизмов и приспособлений для механизированной прокладки кабеля в блоках между колодцами.

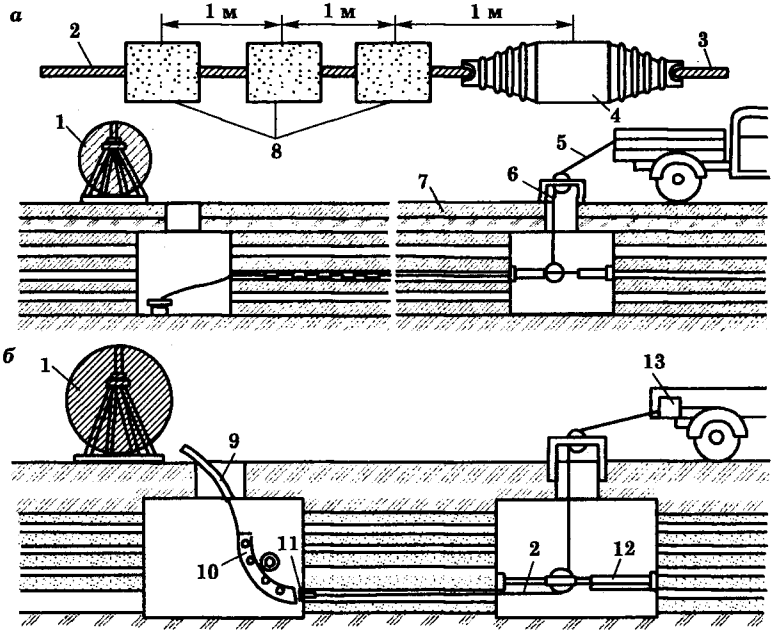



**Рис. 3.6. Схемы прочистки каналов (*а*) и протяжки кабеля на одном участке (*б*): 1 — барабан с кабелем; 2 — трос для протяжки кабеля; 3 — трос для прочистки канала; 4 — контрольный цилиндр; 5 — трос лебедки; 6 — место зачалки троса лебедки; 7 — блоки; 8 — ерши; 9 — направляющий сектор; 10 — распорный угловой ролик; 11 — воронка; 12 — распорный ролик для троса; 13 — установка для контроля усилия тяжения**

**Прокладка кабеля в каналах.** *Кабельным каналом* называется подземное непроходное замкнутое сооружение, предназначенное для прокладки небольшого количества кабелей (до 20). Прокладка в каналах позволяет проложить новый или заменить действующий кабель без производства земляных работ, обеспечивает возможность осмотра и ремонта линий в процессе эксплуатации, а также надежную защиту кабелей от механических повреждений.

**Прокладка кабеля в туннелях.** *Кабельным туннелем* называется подземное проходное замкнутое сооружение, специально предназначенное для размещения кабельных линий, контрольных кабелей и кабелей связи. Для прокладки в туннелях применяют кабели с негорючими оболочками и защитными покровами.

Контрольные кабели размещают только над или только под силовыми кабелями и отделяют их горизонтальной перегородкой. Допускается прокладывать контрольные кабели рядом с силовыми напряжением до 1 кВ. Последние прокладывают над кабелями напряжением свыше 1 кВ и отделяют их горизонтальной несгораемой перегородкой.

*Применение в кабельных туннелях небронированных кабелей с полиэтиленовой оболочкой по условиям пожарной безопасности запрещается.*

Для раскатки кабеля на прямых участках трассы устанавливают линейные ролики на расстоянии от 3 до 7 м друг от друга в зависимости от массы кабеля и условий прокладки, а на поворотах трассы — угловые ролики. Линейные и угловые ролики закрепляют таким образом, чтобы при протяжке кабеля они не смещались. Радиус кривой угловых роликов должен быть не меньше радиуса изгиба, допустимого для прокладываемого кабеля.

## 3.5. Заземление кабелей и кабельных конструкций

В кабельных линиях к частям, подлежащим заземлению, относятся металлические оболочки и броня силовых и контрольных кабелей, металлические кабельные соединительные и концевые муфты, металлические кабельные конструкции, лотки, короба, тросы, на которых укреплены кабели, и стальные трубы, в которых проложены кабели (в помещениях).

Соединение брони и оболочки с соединительными и концевыми муфтами выполняется с помощью гибких многопроволочных медных проводников. На концах кабельных линий медные проводники присоединяются к магистрали заземления.

Заземляющие многопроволочные медные проводники для силовых кабелей при отсутствии других указаний в проекте должны иметь сечение, мм$^2$, не менее:

| Сечение жил кабелей | Сечение проводника заземления |
|---|---|
| До 10 | 6 |
| 16, 25, 35 | 10 |
| 50, 70, 95, 120 | 16 |
| 150, 185, 240 | 25 |

## 3.6. Монтаж соединительных и концевых кабельных муфт и заделок

*Кабельная муфта* — устройство, предназначенное для соединения, ответвления кабелей и присоединения их к электроаппаратам или воздушным линиям электропередачи.

Под *кабельной концевой заделкой* понимают устройство, предназначенное для присоединения кабеля к электроаппаратам внутренней установки, имеющим специальный защитный корпус.

*Кабельная концевая муфта* — это устройство, предназначенное для присоединения кабелей к электроаппаратам наружной или внутренней установки или воздушным линиям электропередачи.

*Соединительная кабельная муфта* — устройство, предназначенное для соединения кабелей.

Для соединения или оконцевания кабелей прежде всего необходимо произвести разделку заводской изоляции на конце кабеля. Она заключается в последовательном удалении: наружного джутового покрова, брони, бумажной или волокнистой подушки под броней, общей поясной изоляции и изоляции каждой жилы. Такая разделка кабеля называется ступенчатой. Размеры разделки зависят от напряжения, марки, сечения жил кабеля и приводятся в справочниках.

При монтаже муфт и заделок у кабелей с бумажной изоляцией предварительно проверяют наличие в ней влаги. Для этого с конца кабеля обрывают отдельные бумажные ленты и опускают их в парафин, разогретый до 140—150 °С. Если бумажная изоляция увлажнена, наблюдается легкое потрескивание и выделение пены.

Для кабелей на напряжение 6—10 кВ применяют преимущественно два типа соединительных муфт: эпоксидные и свинцовые.

**Эпоксидные соединительные муфты** устойчивы к агрессивной среде и могут выполнять функции стопорных муфт для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией. Для их изготовления используют эпоксидные компаунды с добавлением наполнителя и отвердителя. Последний вводят в смесь компаунда с наполнителем непосредственно перед заливкой муфты для ускорения процесса затвердевания.

В комплект эпоксидной муфты на напряжение 6—10 кВ для кабелей с бумажной изоляцией входят литой эпоксидный корпус муфты из двух полумуфт, банка с компаундом в смеси с наполнителем, пузырек с отвердителем и набор необходимых вспомогательных материалов.

Эпоксидные муфты при установке в туннелях, каналах и других кабельных сооружениях следует защищать кожухом из стальной трубы диаметром не менее 150 мм с толщиной стенки не менее 5 мм и

длиной 1250 мм. Внутри трубу обкладывают двумя слоями листового асбеста толщиной 4—5 мм. Торцы трубы закрывают крышками из асбоцемента толщиной 20 мм.

**Свинцовые соединительные муфты** применяют для кабелей напряжением 6—10 кВ со свинцовой и алюминиевой оболочками. Такие муфты изготовляют из свинцовых труб диаметром 60—110 мм и длиной 450—650 мм в зависимости от сечения и напряжения кабелей.

Разделку концов производят так же, как и при монтаже эпоксидных соединительных муфт. Затем надевают на кабель свинцовую муфту, соединяя его жилы пайкой или другим способом; место пайки или сварки очищают и промывают (прошпаривают) кабельной массой МП-1, нагретой до 120—130 °С (для удаления влаги). После этого восстанавливают заводскую изоляцию жил кабеля подмоткой кабельной бумагой, пропитанной маслом.

Бумажную изоляцию жил кабеля в месте их соединения восстанавливают с помощью роликов и рулонов из кабельной бумаги, поставляемых кабельными заводами вместе с пряжей для подмотки, и бандажей в герметических банках, заполненных пропиточной массой МП-1. Данные комплекты пронумерованы в зависимости от количества и размеров бумажных рулонов и роликов.

Заливку свинцовых муфт выполняют кабельными массами марок МБ-70 (в земле), МБ-90 и маслоканифольными массами марки МК-45 при напряжении 10—35 кВ.

Перед заливкой кабельную массу нагревают и заливают в предварительно подогретую муфту. После охлаждения и усадки кабельной массы ее подливают до полного заполнения муфты, после чего заливочные отверстия запаивают.

Свинцовые соединительные муфты, устанавливаемые внутри сооружений, заключают в защитные стальные кожухи аналогично эпоксидным муфтам. Свинцовые муфты в земле защищают от механических повреждений чугунными кожухами негерметического исполнения типа Кз4 или кожухами из стеклопластика.

**Стопорно-соединительные муфты.** Для ограничения перепадов уровней кабелей с бумажной пропитанной изоляцией в качестве стопорных муфт могут использоваться эпоксидные соединительные муфты. Применяются также специальные стопорные (СТ) и стопорно-переходные (СТП) муфты. Стопорное устройство таких муфт состоит из точеных медных или алюминиевых стержней, изолированных многослойной конусной обмоткой из бакелизированной бумаги. Три отдельных стопора монтируют вместе в текстолитовую или гетинаксную перегородку, имеющую латунную обойму. Стопорное устройство размещают в середине латунной муфты, к стенкам которой припаивают

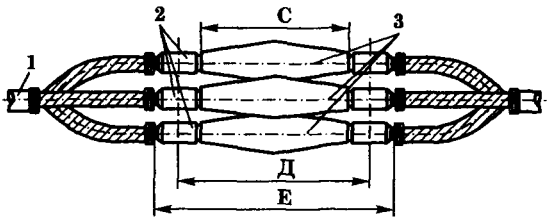



**Рис. 3.7. Установка стопорного устройства при монтаже стопорных муфт: 1 — кабель; 2 — соединительная гильза; 3 —стопор**

латунную обойму стопорной перегородки (рис. 3.7). Жилы кабеля с помощью гильз соединяют пайкой со стержнем стопоров. Таким образом предотвращается стекание пропиточной массы по жилам кабелей. Стопорную муфту заливают маслоканифольной массой марки МК-45. Для соединения кабелей напряжением до 1 кВ применяют чугунные муфты, а кабелей с пластмассовой изоляцией эпоксидные муфты.

**Концевые муфты наружной установки напряжением до 10 кВ.** Для оконцевания в наружных установках трехжильных кабелей с бумажной изоляцией и сечением жил до 240 мм$^2$ на напряжение 6—10 кВ применяют концевые трехфазные муфты с алюминиевым (КНА), чугунным (КНЧ), или стальным (КНСт) корпусом.

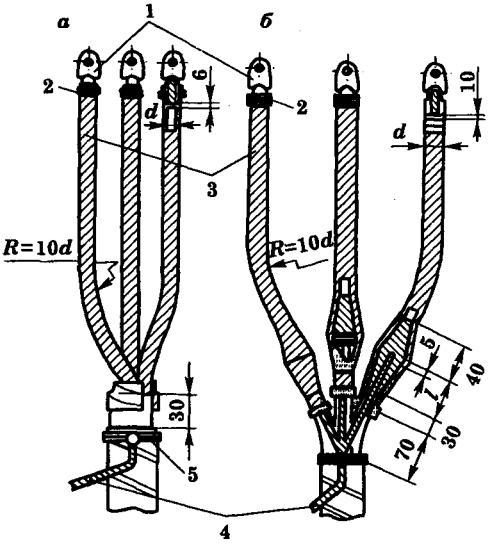



**Рис. 3.8. Концевые эпоксидные заделки кабелей типов КВЭз (*а*) и ПКВ на напряжение 10 кВ (*б*): 1 — наконечник; 2 — подмотка из хлопчатобумажной ленты с промазкой эпоксидным компаундом; 3 — подмотка липкой лентой ПВХ; 4 — провод заземления; 5 — подмотка с экраном**

Для кабелей на напряжение 6—10 кВ в основном применяют концевые муфты наружной установки типа КН, имеющие стальной корпус с фарфоровыми изоляторами, и концевые эпоксидные муфты типа КНЭ-10. В комплект последних входят: литой эпоксидный корпус муфты, литые эпоксидные изоляторы и необходимые для монтажа вспомогательные материалы.

**Концевые заделки** (рис. 3.8) предназначены для оконцевания кабелей внутри помещений, а также для наружных установок при условии полной защиты заделки от непосредственного

воздействия атмосферных осадков, запыления и солнечных лучей. В настоящее время предпочтение отдается заделкам с применением термоусаживающихся полимерных материалов, эпоксидных компаундов и самосклеивающихся лент, а при их отсутствии — битумных воронок и др.

### 3.7. Монтаж термоусаживаемых соединительных и концевых муфт

В настоящее время на рынке России и Беларуси ряд производителей предлагают кабельную арматуру на основе термоусаживаемых материалов: «Райэнерго» (дочернее предприятие фирмы «Райхем»), фирма «Термофит» в г. Санкт-Петербурге, ОАО «Михневский завод электроизделий», АОЗТ «Подольский завод электромонтажных изделий» (АОЗТ ПЗЭМИ).

Все виды муфт технологичные, экологически чистые, не требуют дополнительных затрат на варку массы и пропитку рулонов. На монтаж одной муфты из термоусаживаемых материалов бригадой из двух электромонтеров затрачивается времени более чем в 2 раза меньше, чем на монтаж муфты типа СС. Более чем в 2 раза сокращается расход газа при монтаже.

**Муфты фирмы «Райхем».** Основой термоусаживаемой соединительной и концевой арматуры фирмы «Райхем» являются вулканизируемые полимеры, обладающие рядом уникальных свойств. Наряду с высокими изоляционными параметрами и герметичностью муфты фирмы «Райхем» обладают особой механической прочностью, стойкостью к воздействию окружающей среды и т.д.

Широкий диапазон термоусаживаемости отдельных частей позволяет использовать один типоразмер муфт для нескольких видов кабелей с пропитанной бумажной изоляцией (сечением жил 70—120 и 150—240 мм$^2$), что значительно сокращает количество запасного материала.

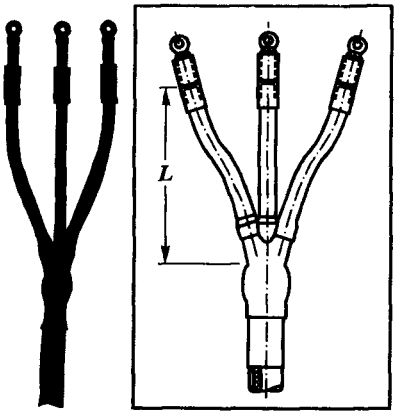



**Рис. 3.9. Концевая муфта**

Муфты при хранении практически не подвергаются старению. На рис. 3.9 представлена концевая муфта наружной установки для трехжильных кабелей с пропитанной бумажной изоляцией и общей оболочкой на напряжение 6—10 кВ (размер муфты $L$ зависит от номинального напряжения и сечения жил кабеля).

Монтаж концевых и соединительных муфт представляет собой сборку отдельных термоусаживаемых частей, поставляемых в растянутом состоянии, что позволяет легко надевать их на разделанные концы кабеля. При нагревании с помощью пропан-бутановой газовой горелки происходит усадка этих частей с плотным водонепроницаемым охватом кабеля, причем термоусаживаемый клей заполняет все пустоты. В месте соединения кабельная муфта создает новую изоляцию, полностью соответствующую установленным требованиям.

**Муфты АОЗТ «ПЗЭМИ».** Подольский завод электромонтажных изделий в 1996—1998 гг. выполнил разработку и освободил промышленное производство современных соединительных и концевых муфт марок Стп КВтп для силовых кабелей с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение 1, 6 и 10 кВ. В конструкциях муфт применяются усовершенствованные термоусаживаемые изделия (трубки, перчатки), герметизирующие полимеры композиции для регулирования электрического поля. Жилы кабелей сращиваются между собой и наконечниками при помощи болтовых соединителей (рис. 3.10), размеры (А) которых зависят от сечения жил кабеля. Болты соединителей закручиваются комплектным ключом до скручивания их головок (аналог муфты фирмы «Райхем»).

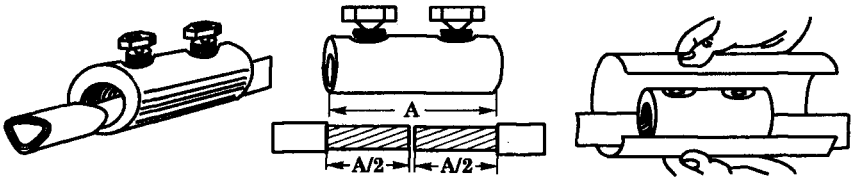



**Рис. 3.10. Болтовой соединитель жил кабеля**

## 3.8. Испытания силовых кабельных линий

Перед сдачей в эксплуатацию смонтированные силовые кабельные линии проходят следующие испытания:

1. **Проверка целости и фазировки жил кабеля.** До начала и после испытания с помощью мегомметра проверяют исправность жил и правильность присоединения одноименных фаз с обоих концов кабельной линии всех напряжений.

2. **Измерение сопротивления изоляции.** Измерение проводят мегомметром при напряжении обмотки 2,5 кВ в течение 1 мин. Для силовых кабелей до 1 кВ сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 МОм. Для силовых кабелей свыше 1 кВ сопротивление изоляции не нормируется. Измерение следует производить до и после испытания повышенным напряжением.

3. **Испытание повышенным напряжением выпрямленного тока.** Силовые кабели свыше 1 кВ испытываются повышенным

напряжением выпрямленного тока. Повышенным напряжением проводят испытания каждой жилы по отношению к двум другим, соединенным с оболочкой и броней кабеля.

Значение испытательного напряжения и длительность его приложения при приемосдаточных испытаниях приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

**Испытательное напряжение выпрямленного тока для силовых кабелей**

| Изоляция и марка кабеля | Испытательное напряжение, кВ, для кабелей на рабочее напряжение, кВ | | | | Продолжительность испытания, мин |
|---|---|---|---|---|---|
| | 2 | 3 | 6 | 10 | |
| Бумажная | 12 | 18 | 36 | 60 | 10 |
| Резиновая марок ГТШ, КШЭ, КШВГ, КШВГЛ, КШБГД | — | 6 | — | 20 | 5 |
| Пластмассовая | — | 15 | 36 | 60 | 10 |

В процессе испытания отмечается характер изменения тока утечки. Кабель считается выдержавшим испытания при отсутствии пробоя изоляции, скользящих разрядов и толчков (или нарастания) тока утечки после того, как испытательное напряжение достигнет нормативного значения. После испытания исправный кабель необходимо разрядить.

4. **Измерение распределения тока по одножильным кабелям** проводится на линиях всех напряжений. Неравномерность распределения тока на кабеле не должна превышать 10%.

5. **Измерение сопротивления заземления** производится на линиях всех напряжений для концевых заделок. Значения сопротивления должны соответствовать приведенным в ПУЭ.

# 4. МОНТАЖ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 10 кВ

## 4.1. Общие требования и определения

*Воздушной линией электропередачи* называют устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным с помощью изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т.п.).

По *напряжению* воздушные линии (ВЛ) разделяют на две группы: до 1 кВ и выше 1 кВ (3, 6, 10 кВ и более). Для каждой группы ВЛ ПУЭ предусматривают различные требования в части расчетных условий и конструкций.

По электрическому режиму работы различают ВЛ с *изолированной нейтралью* и *глухозаземленной нейтралью.*

## 4.2. Подготовительные работы к монтажу воздушных линий

К подготовительным относят следующие работы: устройство подъездов к трассе ВЛ и временных полигонов для изготовления и сборки деревянных опор, рубку просеки и очистку трассы от пней и кустарника, размещение заказов на изготовление деталей, комплектование материалов, оборудования, механизмов, инструмента, приспособлений и бригад, составление графиков производства работ.

Непосредственно на трассе работы начинают с приемки от проектной организации и заказчика производственного пикетажа трассы ВЛ, т.е. разметки расположения всех опор на местности. Затем, если ВЛ или отдельные ее участки проходят по лесистой местности, прорубают просеку. Ширину просеки между кронами деревьев в лесных массивах и зеленых насаждениях устанавливают в зависимости от высоты деревьев, напряжения ВЛ и рельефа местности.

Деревья, находящиеся внутри границ просеки, вырубают таким образом, чтобы высота пня не превышала их диаметра. Для проезда транспорта и механизмов по середине просеки на ширине не менее 2,5 м деревья вырубают вровень с землей. Зимой при рубке леса снег вокруг каждого дерева расчищают до уровня земли.

Основные строительно-монтажные работы при сооружении ВЛ включают в себя развозку опор или их деталей по трассе, разбивку мест рытья котлованов под опоры, рытье котлованов, сборку и установку опор, развозку проводов и других материалов, монтаж проводов и защитного заземления, установку трубчатых разрядников и плакатов, фазировку, нумерацию опор и др.

По трассе также развозят заготовленные и собранные на полигоне или в мастерских монтажно-заготовительного участка одностоечные

опоры с навернутыми крючьями или штырями и закрепленными на них изоляторами. Арматуру и изоляторы перед вывозкой тщательно проверяют, комплектуют для каждой опоры, собирают в гирлянды и доставляют в контейнерах на трассу. Количество изоляторов в гирлянде монтируют в зависимости от напряжения линии и типа изоляторов. Так, для ВЛ напряжением 110 кВ необходимо семь изоляторов, для ВЛ 35 кВ — три изолятора. Сложные металлические и железобетонные опоры развозят по пикетам, где их собирают и устанавливают.

### 4.3. Раскатка и соединение проводов и тросов

**Раскатка проводов.** После завершения всех подготовительных работ и осмотра подготовленной к монтажу трассы приступают непосредственно к раскатке проводов.

Раскатку выполняют двумя способами: с неподвижных раскаточных устройств (станков, домкратов, козел), установленных в начале монтируемого участка (способ рекомендован СНиП), или с помощью подвижных раскаточных устройств (тележек, саней, кабельных транспортеров и т.п.), перемещаемых по трассе тяговым механизмом.

*Первый способ* не требует изготовления специальных передвижных раскаточных приспособлений и пригоден при любом рельефе местности. Однако во время перемещения по земле возможны повреждения оцинковки троса и стальных проводов, а также верхних повивов алюминиевых проводов.

Данный способ применяют при монтаже коротких линий, а также на участках, где при раскатке проводов возможность их повреждения маловероятна (при хорошем снежном или травяном покрове). Раскатку этим способом совмещают с подъемом проводов и тросов на промежуточные опоры. При этом провода и тросы касаются земли лишь в серединах пролетов, что увеличивает их сохранность. На опорах провода и тросы закладывают в раскаточные ролики (рис. 4.1),

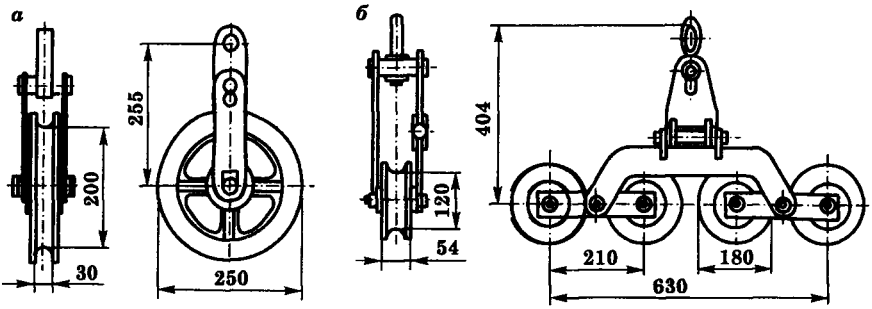



**Рис. 4.1. Одноролико́вый (*а*) и четырехроликовый (*б*) монтажные ролики**

которые крепят к траверсам опор или гирляндам изоляторов вместо поддерживающих зажимов.

При *втором способе* один конец провода закрепляют в начале трассы, а барабан устанавливают на тяговую размоточную машину. Тяговый механизм (обычно трактор) перемещает тележку с барабаном по трассе, и провод плавно сходит с барабана, не волочась по грунту, что гарантирует почти полную его сохранность. Этим способом можно выполнять раскатку, не поднимая провода на опоры, что позволяет эффективно использовать механизмы.

Независимо от способа производства работ раскатку проводов и тросов производят только по раскаточным роликам, подвешенным на опорах. Для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов применяют раскаточные ролики из алюминиевого сплава, для молниезащитных стальных тросов — чугунные.

**Соединение проводов.** Одновременно с раскаткой производят соединение проводов и тросов, а также ремонт обнаруженных на них повреждений. Провода в пролетах разрешается соединять только холодными способами с помощью специальных зажимов, так как при горячей обработке они подвергаются местному отжигу, что резко снижает их механическую прочность. К холодным способам соединения проводов относятся: *скручивание проводов* в овальных соединительных зажимах (соединителях), *обжатие* в таких же зажимах и *опрессование* в фасонных соединителях.

Как правило, в пролетах скручиванием в овальных зажимах соединяют алюминиевые провода сечением до 95 мм$^2$, сталеалюминиевые — до 185 и стальные — до 50 мм$^2$; обжатием — алюминиевые провода сечением 120—185 мм$^2$ и стальные сечением 70—95 мм$^2$; сплошным опрессованием фасонного соединителя — алюминиевые и сталеалюминиевые провода сечением 240 мм$^2$ и более. В каждом пролете ВЛ напряжением свыше 1 кВ допускается не более одного соединения на каждый провод или трос.

*Овальные соединительные зажимы* (рис. 4.2, *а*) представляют собой трубку (изготовленную из того же материала и имеющую такое же сечение, что и провод) с развальцованными краями. Зажимы вместе с концами проводов обжимают или скручивают. Места обжатий, располагаемые в шахматном порядке, создают волнообразные изгибы проводов и соединителя, что обеспечивает достаточную механическую прочность и хороший электрический контакт. Более надежным является соединение проводов способом скручивания овального зажима. Овальными соединительными зажимами (СОМ, СОАС и СОС) соединяют медные, алюминиевые и сталеалюминиевые провода.

*Прессуемые соединительные зажимы* предназначены для соединения проводов большой механической прочности и представляют

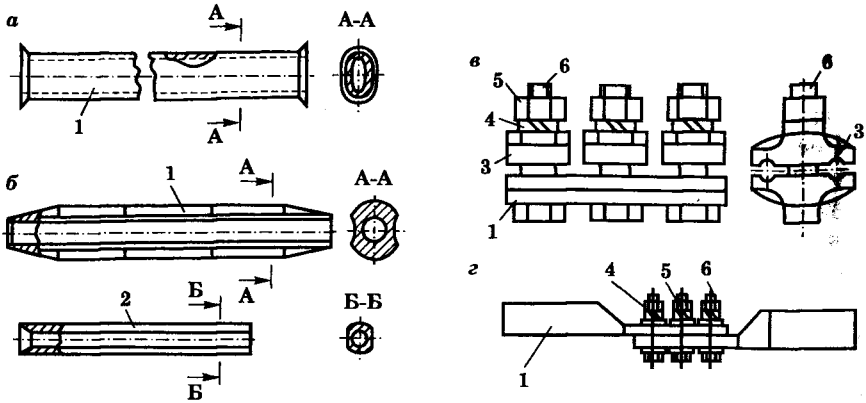



**Рис. 4.2. Соединительные зажимы:**
***а* — овальный, монтируемый обжатием или скручиванием;**
***б* — фасонный прессуемый; *в* — плашечный ПА;**
***г* — переходной прессуемый ПП; 1 — корпус; 2 — стальная гильза; 3 — плашка; 4 — пружинная шайба; 5 — гайка; 6 — болт**

собой фасонную трубку с цилиндрическим отверстием, соответствующим диаметру провода. Зажим СОАС для сталеалюминиевых проводов сечением 185—1200 мм$^2$ (рис. 4.2, *б*) состоит из корпуса и стальной гильзы. Грозозащитные тросы (стальные канаты) сечением 50—150 мм$^2$ соединяют зажимами СВС.

*При соединении проводов скручиванием* овального соединительного зажима (рис. 4.3, *а*) подготовленные концы провода вводят в корпус зажима навстречу друг другу таким образом, чтобы они выступали на 20—25 мм. Иногда концы проводов выпускают из овальных соединителей и после скручивания или обжатия дополнительно сваривают (рис. 4.3, *б*) термитными патронами, что обеспечивает неизменное электрическое сопротивление соединения.

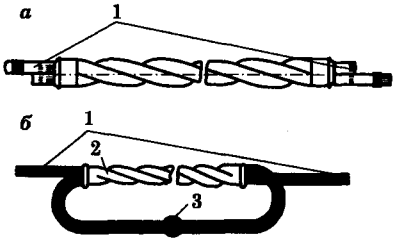



**Рис. 4.3. Соединение проводов скручиванием овального соединительного зажима (*а*) и термитной сваркой (*б*):**
**1 — концы проводов;**
**2 — соединитель;**
**3 — место сварки проводов**

*При соединении медных алюминиевых и стальных проводов обжатием* овального соединительного зажима производят по рискам последовательно от одного конца соединителя к другому в шахматном порядке (рис. 4.4, *а*); а сталеалюминиевых проводов — от середины соединителя также по рискам

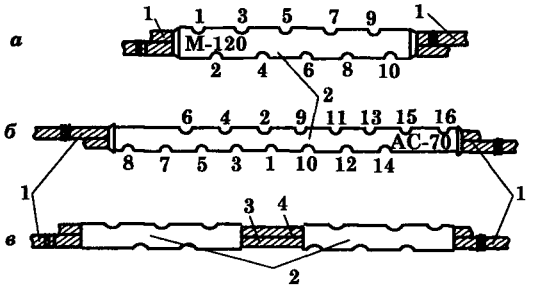



**Рис. 4.4. Соединение медных, алюминиевых, стальных (*а*) и сталеалюминиевых (*б*) проводов обжатием овального соединителя с применением термитной сварки (*в*): 1 — провод; 2 — овальный соединитель; 3 — место сварки проводов; 4 — шунт**

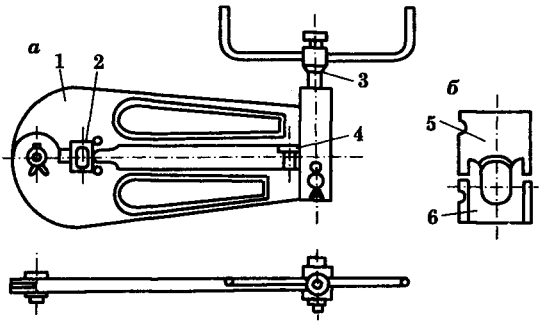



**Рис. 4.5. Монтажные клещи МИ-19А (*а*) и вкладыши к ним (*б*): 1 — корпус; 2, 5, 6 — вкладыши; 3, 4 —соответственно нажимной и регулировочный винты**

в шахматном порядке (рис. 4.4, *б*).

Наиболее распространено соединение с помощью *обжатия* или *скручивания* овальных соединителей. При соединении методом обжатия овальных соединителей концы проводов вводят в соединитель внахлест таким образом, чтобы они выходили из соединителя на 40—50 мм. Если предусматривается соединение сваркой с помощью термитных патронов провод следует выпускать из соединителя на 2/3—3/4 его длины. Обжатие овальных соединителей производят с помощью монтажных клещей (рис. 4.5). Перед обжатием проверяют соответствие маркировок вкладышей и соединителей.

В настоящее время более широкое применение получило соединение проводов способом скручивания овального соединителя. При этом полнее используются механические и электрические свойства самого соединителя. Для соединения проводов сечением до 50 мм$^2$ используют приспособления типа МИ-189, до 120 мм$^2$ — МИ-190, более 120 мм$^2$ — МИ-230.

Соединение стальных однопроволочных проводов ВЛ напряжением до 1 кВ обычно выполняют скруткой (на 10—12 оборотов) с последующей пайкой или сваркой (рис. 4.6). Длина бандажа составляет не менее 30—40 мм для проводов ПСО-3; 40—50 мм для ПСО-4; 60—70 мм — для ПСО-5.



**Рис. 4.6. Соединение проводов ВЛ до 1 кВ скруткой**

## 4.4. Натяжение и крепление проводов и тросов к опорам с подвесными изоляторами

После окончания работ по раскатке, соединению и ремонту проводов на участке ВЛ, ограниченном анкерными или угловыми опорами, провода и трос поднимают и натягивают.

**Натягивание проводов.** После раскатки и подъема на промежуточные опоры провода и тросы висят свободно и касаются земли в пролетах между опорами, поэтому их необходимо натянуть и закрепить на анкерных опорах. Эту операцию выполняют в несколько этапов.

Сначала провода и тросы прикрепляют к первой анкерной опоре, для чего монтируют на концах проводов натяжные зажимы, соединяют их с гирляндами изоляторов, поднимают на опору и сцепляют с заранее установленными узлами крепления. Затем переходят ко второй анкерной опоре (в конец пролета) и вытягивают провода до определенной стрелы провеса или усилия, контролируемых соответственно визированием либо динамометром. На вытянутых проводах отмечают места крепления вторых натяжных зажимов, после чего провода опускают на землю, монтируют на них натяжные зажимы и гирлянды изоляторов, затем их вторично натягивают и окончательно закрепляют на анкерной опоре.

**Визирование проводов.** Усилие натяжения и закрепления на опоре провода (троса) и соответствующая ему стрела провеса зависят от марки провода, длины пролета, климатических условий и коэффициента запаса прочности провода (троса) на линии.

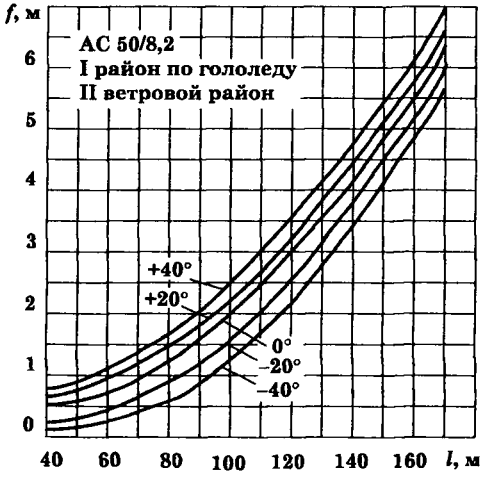



**Рис. 4.7. Монтажные кривые стрелы провеса проводов**

Для определения величины наибольшее распространение получил способ измерения *стрелы провеса* провода (троса) в пролете определенной длины.

При этом способе сначала выбирают расчетную величину усилия тяжения провода (троса) и соответствующую ему стрелу провеса. Их определяют по таблицам или кривым (рис. 4.7), в которых для каждой марки, сечения проводов (тросов), климатического района по гололеду и ветру приведены расчетные значения механического

напряжения проводов (тросов), или стрелы провеса $f$ в зависимости от длины пролета $l$ и температуры воздуха во время монтажа. Обычно монтажные кривые или таблицы входят в комплект рабочих чертежей линии.

Предварительно по чертежам или в натуре устанавливают контрольные пролеты ВЛ, в которых будут производить визирование.

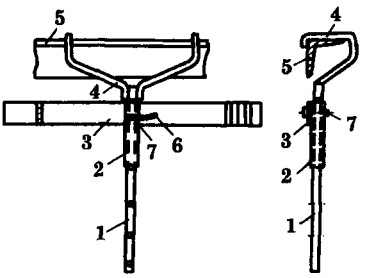



**Рис. 4.8. Визирная рейка: 1 — мерная; 2 — направляющая трубки; 3 — визирная планка; 4 — скоба; 5 — траверса; 6 — цепочка; 7 — фиксатор**

Для каждого выбранного пролета по монтажным кривым определяют стрелу провеса провода. Полученное значение (с учетом длины поддерживающей гирлянды) отмеряют от точки крепления гирлянды и отмечают на стойках двух соседних опор, ограничивающих выбранный пролет, специальными визирными рейками (рис. 4.8). Для этого рейки подвешивают на траверсе и фиксатором, вставляемым в одно из отверстий мерной трубки, устанавливают визирную планку на необходимое расстояние.

Электролинейщик, находящийся на одной из опор во время натягивания, визирует стрелу провеса, т.е. подает сигнал остановки трактора в тот момент, когда низшая точка провода совпадает с линией визирования (т.е. линией, соединяющей визирные планки). Для удобства визирования провод сначала несколько перетягивают, поднимая выше визирной линии на 0,3—0,4 м, выдерживают в таком положении 5—10 мин, а затем опускают до линии визирования.

## 4.5. Монтаж воздушных линий напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами

*Воздушной линией электропередачи напряжением 0,38/0,22 кВ с самонесущими изолированными проводами* (ВЛИ) называется электроустановка, предназначенная для передачи электроэнергии потребителям по самонесущим изолированным проводам, прикрепленным при помощи арматуры к опорам, стенам зданий и сооружениям.

*Самонесущими изолированными проводами* (СИП) называются провода, состоящие из нескольких изолированных фазных жил, скрученных поверх изолированной или неизолированной несущей жилы. Несущая жила используется в качестве «нулевой».

Ответвлением от ВЛИ к вводу в здание называется участок СИП от места подключения к магистрали ВЛИ до места подключения к проводам ввода в здание. Ответвления от ВЛИ к вводам в здания в строительную длину линии не входят.

Самонесущие изолированные провода по конструктивному исполнению относятся к изолированным незащищенным проводам и предназначены для прокладки на открытом воздухе.

Кабельные вставки в ВЛИ и ответвления от них должны выполняться в соответствии с требованиями гл. 2.3 ПУЭ.

Область применения ВЛИ не ограничивается и определяется технико-экономическими расчетами с учетом повышенной надежности электроснабжения. ВЛИ рекомендуется применять в местах прохождения трасс по зеленым насаждениям, лесам, садам, вблизи детских, школьных и учебных учреждений, в населенных пунктах и других местах, а также совместно с кабельными линиями.

**Провода.** На ВЛИ применяются самонесущие изолированные провода с неизолированной или изолированной несущей нулевой жилой. Все виды механических нагрузок и воздействий должны восприниматься несущей нулевой жилой.

По условиям механической прочности следует применять СИП с сечением несущей жилы, мм$^2$, не менее: на ответвлениях к вводам в здания — 16 (допускается применять провод 2×10 мм$^2$); на магистралях — 35.

Длина пролета на ответвлениях к вводам должна определяться расчетом, в зависимости от прочности опоры, на которой выполнено ответвление, габаритов подвески проводов, количества и сечения жил ответвления, а также климатических условий. Провода ответвлений к вводам должны иметь анкерное крепление.

Фазные провода магистрали ВЛИ должны быть выполнены из алюминиевого сплава и иметь сечение не менее 25 мм$^2$.

**Арматура.** Крепление СИП, соединение их жил и ответвления от них следует выполнять с применением специальной арматуры: сцепной, поддерживающей, натяжной, соединительной и контактной.

*Сцепная арматура* предназначена для крепления поддерживающих и натяжных зажимов к опорам, стенам зданий и сооружениям. К ней относятся крюки и кронштейны.

*Поддерживающая и натяжная арматура* предназначена для крепления нулевой жилы СИП на опорах, стенах зданий и сооружениях. К ней относятся поддерживающие и натяжные зажимы. Арматура должна иметь конструкцию, препятствующую истиранию изоляции жил.

*Соединительная арматура* предназначена для соединения жил СИП на магистралях ВЛИ и ответвлениях к вводам в здания с проводами вводов. К ней относятся соединительные зажимы для нулевой несущей жилы, фазных и фонарной жил, а также вводов. Соединительная арматура должна позволять выполнять соединения жил СИП как в петлях опор анкерного типа, так и в пролетах ВЛИ. Все

перечисленные соединительные зажимы должны иметь изоляцию токоведущих частей.

*Контактная арматура* предназначена для выполнения ответвлений от жил СИП. К ней относятся ответвительные зажимы: от фазных, фонарной жилы, ответвительные зажимы от нулевой жилы для светильников уличного освещения, а также специальные ответвительные зажимы.

**Опоры.** Тип опоры ВЛИ, их определение, назначение, область применения, а также предъявляемые к ним требования, аналогичны предъявляемым к опорам ВЛ 0,38 кВ и должны соответствовать пп. 2.4.27—2.4.35 ПУЭ.

Номенклатура опор ВЛИ должна допускать: подъем на опору электромонтера при помощи специальных инвентарных приспособлений; установку светильников уличного освещения; подвеску проводов сети проводного вещания (ПВ); устройство одно- и трехфазных ответвлений к вводам в здания; подвеску двух цепей ВЛИ как с подвеской проводов ПВ, так и без них.

**Защита от перенапряжений.** Для обеспечения нормальной работы электроприемников, нормируемого уровня электробезопасности и защиты от атмосферных перенапряжений на ВЛИ с глухозаземленной нейтралью в соответствии с требованиями ПУЭ должны быть выполнены заземляющие устройства, предназначенные для повторного заземления нулевой жилы СИП, защиты от атмосферных перенапряжений и заземления вентильных разрядников.

Общее сопротивление растеканию тока заземлителей линии в любое время года *не должно превышать 10 Ом.*

Для удельного сопротивления более 100 Ом·м допускается увеличение указанной нормы, но не более чем в 10 раз.

Элементы электроустановок, не оговоренные в настоящих указаниях, заземляются в соответствии с ПУЭ (гл. 1.7). Заземляющие проводники должны иметь диаметр *не менее 6 мм.*

## 4.6. Нормы приемосдаточных испытаний воздушных линий напряжением свыше 1 кВ

Воздушные линии электропередачи испытываются в объеме, предусмотренном ПУЭ (пп. 1.8.32, 1.8.36 и 1.8.38).

1. Проверка изоляторов. Проверка изоляторов производится согласно п. 1.8.32 ПУЭ, где предусмотрено:

1.1. Измерение сопротивления изоляции подвесных и многоэлементных изоляторов. Осуществляется мегомметром на напряжение 2,5 кВ. Сопротивление изоляции каждого подвесного изолятора или элемента штыревого изолятора должно быть не менее 300 МОм.

1.2. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты:

а) опорных одноэлементных изоляторов внутренней и наружной установок (табл. 4.1). Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения 1 мин;

Таблица 4.1

**Испытательное напряжение опорных одноэлементных изоляторов**

| Испытуемые изоляторы | Испытательное напряжение, кВ, для номинального напряжения электроустановки, кВ | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 3 | 6 | 10 | 15 | 20 | 35 |
| Изоляторы, испытуемые отдельно | 25 | 32 | 42 | 57 | 68 | 100 |
| Изоляторы, установленные в цепях шин и аппаратов | 24 | 32 | 42 | 55 | 65 | 95 |

б) опорных многоэлементных и подвесных изоляторов. Вновь устанавливаемые штыревые и подвесные изоляторы следует испытывать напряжением 50 кВ, прикладываемым к каждому элементу изолятора. Продолжительность приложения нормированного испытательного напряжения для изоляторов, у которых основной изоляцией являются твердые органические материалы, 5 мин, для керамических изоляторов — 1 мин.

2. Проверка соединения проводов производится путем внешнего осмотра и измерения падения напряжения или сопротивления.

Спрессованные соединения проводов бракуются, если: стальной сердечник расположен несимметрично; геометрические размеры (длина и диаметр спрессованной части) не соответствуют требованиям инструкции по монтажу соединительных зажимов данного типа; на поверхности соединителя или зажима имеются трещины, следы значительной коррозии и механических повреждений; падение напряжения или сопротивление на участке соединения (соединителе) *более чем в 1,2 раза* превышает падение напряжения или сопротивление на участке провода той же длины (испытание проводится выборочно на 5—10% соединителей); кривизна спрессованного соединителя превышает 3% его длины.

Сварные соединения бракуются, если: произошел пережог повива наружного провода или обнаружено нарушение сварки при перегибе соединенных проводов; усадочная раковина в месте сварки имеет глубину более 1/3 диаметра провода, а для сталеалюминиевых проводов сечением 150—600 мм$^2$ — более 6 мм; падение напряжения или сопротивление более чем в 1,2 раза превышает падение напряжения или сопротивление на участке провода такой же длины.

3. Измерение сопротивления заземления опор, их оттяжек и тросов производится в соответствии с п. 1.8.36 ПУЭ.

## 4.7. Сдача и приемка воздушных линий в эксплуатацию

После окончания работ по сооружению ВЛ заказчик совместно с генеральным подрядчиком назначает рабочую комиссию, которая производит техническую приемку линий. При этом генеральный подрядчик предъявляет комиссии полный комплект исполнительной документации.

Приемку ВЛ осуществляют в соответствии с положениями СНБ 1.03.04—2000 «Приемка законченных строительством объектов. Основные положения» и СНиП 3.05.06—85 «Электротехнические устройства», ПУЭ, а также требованиями Правил приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов распределительных сетей напряжением 0,38—20 кВ.

На ВЛ, принимаемую в эксплуатацию, должен быть составлен паспорт. При этом запрещается принимать ВЛ с недоделками, препятствующими ее нормальной эксплуатации, и отступлениями от проекта, не согласованными с заказчиком и проектной организацией.

Окончательно принимает ВЛ в эксплуатацию Государственная приемочная комиссия, в состав которой входят представители заказчика и всех организаций, участвовавших в сооружении линии, эксплуатационной организации, проектировщиков, технической инспекции профсоюза, пожарной охраны, банка, органов охраны окружающей среды и др.

На основании актов рабочей комиссии и осмотра ВЛ Государственная комиссия определяет качество работ, готовность линии к сдаче в эксплуатацию и выдает письменное разрешение на ее включение.

Сдачу-приемку в эксплуатацию законченной строительством и монтажом ВЛ осуществляют при наличии следующих документов: акта приемки трассы; журнала работ по сооружению бетонных фундаментов под опоры; журнала установки фундаментов и забивки свай под опоры; журнала сборки опор; журнала установки опор; акта приемки установленных опор ВЛ под монтаж проводов и тросов; протокола контрольной проверки стрел провеса проводов и габаритов ВЛ; журнала сращивания проводов и тросов на ВЛ; протокола осмотра разрядников; акта осмотра пересечений; паспорта высоковольтной ВЛ; протоколов измерений сопротивления заземления; актов скрытых работ, а также ведомости отклонений от проекта в процессе выполнения работ.

Подача напряжения производится эксплуатационным персоналом после письменного уведомления генерального подрядчика о том, что все работники с линии сняты и предупреждены о предстоящем включении. При бесперебойной нормальной работе ВЛ в течение суток после включения Государственная приемочная комиссия оформляет акт передачи ее в эксплуатацию.

# 5. МОНТАЖ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

## 5.1. Подготовительные работы по монтажу подстанций

Подготовка монтажа подстанций (ПС) и распределительных устройств (РУ) включает ряд технических и организационных мероприятий, к числу которых относятся: составление ППР или привязка типового проекта; приемка помещения подстанции от строительной организации для производства монтажа; приемка от заказчика подлежащих монтажу электрооборудования, аппаратов, приборов и кабельной продукции; подготовка и сборка в мастерских монтажных заготовок узлов и блоков ошиновки, заземления, электропроводок, трубных заготовок щитов и щитков, а также изготовление нестандартных крепежных и опорных конструкций и деталей; комплектация в контейнеры необходимых для монтажа материалов, изделий и конструкций для транспортировки на подстанцию.

Подготовку монтажа ПС и РУ начинают с проверки рабочих чертежей проекта на соответствие требованиям индустриального монтажа и передовой технологии работ: наличие строительных заданий на каналы, ниши, отверстия для шин и аппаратов проходного типа, монтажные проемы и закладные приспособления для такелажных работ, а также устройство заземлителей. Проверяют также наличие чертежей или эскизов на монтажные узлы и блоки (ошиновки, заземления, освещения и др.).

При приемке помещения ПС от строительной организации проверяют соответствие строительной части проекту и СНиП, ее готовность к монтажу электрооборудования, наличие закладных деталей для крепления электрооборудования и производства такелажных работ, ширину проходов, расстояние от подлежащего установке оборудования до стен и ограждений, а также другие параметры, регламентированные ПУЭ.

Монтаж ПС выполняют в две стадии.

На *первой стадии* выполняют все подготовительные монтажные работы: в мастерских, вне зоны монтажа — комплектование электроконструкций, узлов и блоков, их укрупненную сборку; непосредственно на объекте — установку опорных конструкций, закладных деталей для монтажа щитков, отдельно стоящих панелей, аппаратов; монтаж внутренней сети заземления и подготовку трассы для общего освещения; установку кабельных конструкций в камерах и отрезков труб для ввода и вывода кабелей.

*Вторая стадия* проводится после окончания отделочных работ и приемки помещения под монтаж и включает установку комплектных распределительных устройств, щитов, пультов и силового трансформатора;

монтаж блока ошиновки трансформатора; прокладку силовых и контрольных кабелей, сети освещения по подготовительным трассам, разделку и подсоединение кабелей и проводов.

## 5.2. Монтаж заземляющих устройств

*Защитное заземление* — это преднамеренное соединение с землей металлических частей электроустановки, не находящихся под напряжением (рукояток приводов разъединителей, кожухов трансформаторов, фланцев опорных изоляторов, корпусов измерительных трансформаторов и т.п.).

Монтаж заземляющих устройств состоит из следующих операций: установки заземлителей, прокладки заземляющих проводников, соединения заземляющих проводников друг с другом присоединения заземляющих проводников к заземлителям и электрооборудованию.

Вертикальные заземлители из угловой стали и отбракованных труб погружают в грунт забивкой или вдавливанием, из круглой стали — ввертыванием или вдавливанием. Эти работы выполняют с помощью механизмов и приспособлений, например: копра (забивка в грунт), приспособления к сверлилке (ввертывание в грунт стержневых электродов), механизма ПЗД-12 (ввертывание в грунт электродов заземления).

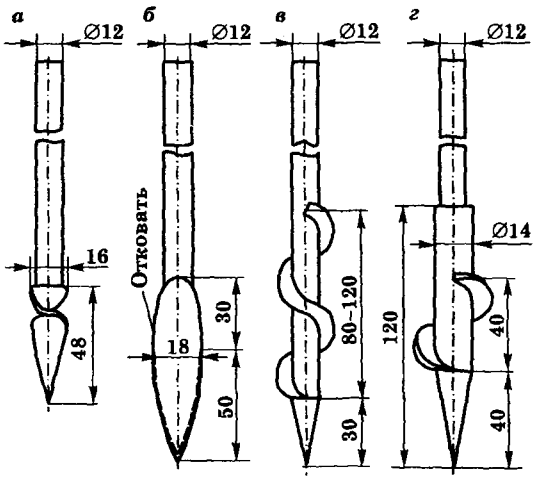



**Рис. 5.1. Стержневые электроды, подготовленные к погружению с наконечником из изогнутой по винтовой линии стальной полоски, приваренным к электроду (*а*); нижним уширенным ковкой и заостренным концом (*б*); наваренной стальной проволокой, придающей электроду свойство бурава (*в*); наконечником с изогнутой и приваренной стальной шайбой (*г*)**

Наиболее распространены электрозаглубители, имеющие стандартную электросверлилку и редуктор, понижающий частоту вращения ниже 100 об/мин и соответственно увеличивающий крутящий момент на ввертываемом электроде. При пользовании этими заглубителями к концу электрода приваривают наконечник-забурник, обеспечивающий рыхление грунта и облегчающий погружение электрода. Выпускаемый промышленностью наконечник (рис. 5.1, *а*) представляет собой заостренную на

конце и изогнутую по винтовой линии стальную полосу шириной 16 мм. В монтажной практике применяются и другие типы наконечников для электродов (рис. 5.1, *б*, *в*, *г*).

Вертикальные заземлители должны закладываться на глубину 0,5—0,6 м от уровня планировочной отметки земли и выступать от дна траншеи на 0,1—0,2 м. Расстояние между электродами 2,5—3 м. Горизонтальные заземлители и соединительные полосы между вертикальными заземлителями укладывают в траншеи глубиной 0,6—0,7 м от уровня планировочной отметки земли.

Все соединения в цепях заземлителей выполняют сваркой внахлестку; места сварки покрывают битумом во избежание коррозии. Траншею роют обычно шириной 0,5 и глубиной 0,7 м. Устройство внешнего заземляющего контура и прокладку внутренней заземляющей сети производят по рабочим чертежам проекта электроустановки.

Вводы в здание заземляющих проводников выполняют не менее чем в двух местах. После монтажа заземлителей составляют акт на скрытые работы, указывая на чертежах привязки заземляющих устройств к стационарным ориентирам.

Заземляющие магистральные проводники прокладывают по стенам на расстоянии 0,5—0,10 м от поверхностей на высоте 0,4—0,6 м от уровня пола. Расстояние между точками крепления 0,6—1,0 м. В сухих помещениях и при отсутствии химически активной среды допускается прокладка заземляющих проводников вплотную к стене.

Заземляющие полосы к стенам крепят дюбелями, которые пристреливают строительно-монтажным пистолетом либо непосредственно к стене, либо через промежуточные детали (рис. 5.2). Широко

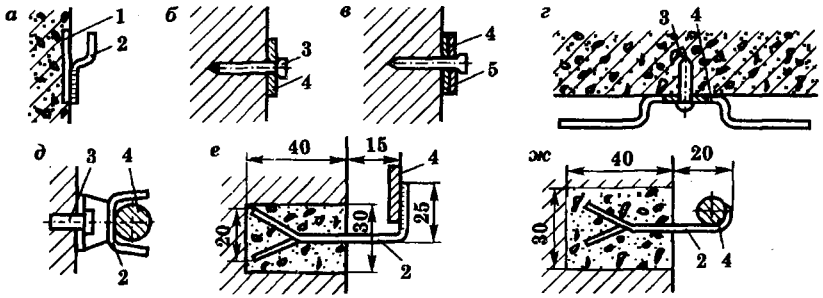



**Рис. 5.2. Крепление стальных проводников заземления: *а* — держателем, приваренным к закладной детали; *б* — дюбелем непосредственно к стене; *в* — через прокладку; *г* — через прокладку с изгибом заземляющей полосы для обеспечения расстояния от стены; *д* — держателем с обжимаемой обоймой; *е* и *ж* — держателями, вмазанными в стены; 1 — закладная деталь; 2 — держатель; 3 — дюбель-гвоздь; 4 — проводник заземления (полосовая или круглая сталь); 5 — подкладка**

применяют также закладные детали, к которым приваривают полосы заземления. Пистолетом типа ПЦ можно пристреливать детали из листовой или полосовой стали толщиной до 6 мм в основания из бетона (марки до 400), кирпича и др.

В сырых, особо сырых помещениях и в помещениях с едкими испарениями (с агрессивной средой) заземляющие проводники приваривают к опорам, закрепленным дюбелями-гвоздями. Для создания зазора между заземляющим проводником и основанием в таких помещениях используют штампованный держатель из полосовой стали шириной 25—30 и толщиной 4 мм, а также кронштейн для прокладки круглых заземляющих проводников диаметром 12—19 мм.

Длина нахлестки при сварке должна быть равна двойной ширине полосы для прямоугольных полос или шести диаметрам для круглой стали. К трубопроводам заземляющие проводники присоединяют хомутами. При наличии на трубах задвижек или болтовых фланцевых соединений выполняют обходные перемычки.

Части электроустановок, подлежащие заземлению, присоединяют к заземляющим магистралям отдельными ответвлениями. Стальные заземляющие проводники присоединяют к металлоконструкциям сваркой, к оборудованию — под заземляющий болт или, где возможно, сваркой. Заземляющие проводники присоединяют к металлическим оболочкам кабелей медными проводниками с креплением проволочным бандажом и пайкой. Вокруг подстанции обычно делают общий заземляющий контур, к которому приваривают заземляющие проводники внутренней части подстанции. Отдельные элементы электрооборудования присоединяют к заземляющим проводникам параллельно, а не последовательно, иначе при обрыве заземляющего проводника часть оборудования может оказаться незаземленной.

На подстанциях заземляют все элементы электрооборудования и металлические конструкции. Силовые трансформаторы заземляют гибкой перемычкой, изготовленной из стального троса. Перемычку с одной стороны приваривают к заземляющему проводнику, с другой — присоединяют к трансформатору с помощью болтового соединения. Разъединители заземляют через раму, плиту привода и опорный подшипник; корпус вспомогательных контактов — присоединением к шине заземления.

Если разъединители и приводы смонтированы на металлических конструкциях, то заземление выполняют путем приваривания к ним заземляющего проводника.

Предохранители на 6—10 кВ заземляют путем присоединения заземляющего проводника к фланцам опорных изоляторов, раме или металлической конструкции, на которой они установлены.

Реакторы при горизонтальном расположении фаз заземляют путем присоединения заземляющих проводов к заземляющим болтам изоляторов. При вертикальном расположении фаз заземляют только опорные изоляторы низшей фазы. Во избежание перегрева реакторов заземляющие провода не должны образовать вокруг реакторов замкнутых контуров.

## 5.3. Монтаж коммутационных аппаратов

**Монтаж разъединителей.** Разъединители предназначены для отключения и включения под напряжением участков электрической цепи или отдельных аппаратов при отсутствии нагрузочных токов. Представляют собой коммутационный аппарат с видимым местом разъединения в воздухе. Видимый разрыв цепи при отключенных разъединителях наглядно подтверждает возможность безопасного приближения к отсоединенным частям электроустановки. При условиях, определенных ПУЭ и ПТЭ, допускается включение и отключение разъединителями зарядных токов воздушных и кабельных линий, тока холостого хода трансформаторов и токов небольших нагрузок.

Ревизию разъединителей с приводами и устранение обнаруженных дефектов, как правило, производят в мастерской. Там же комплектуют опорные конструкции, крепежные детали и материалы, которые вместе с разъединителем и приводом транспортируют к месту установки. Разъединитель и привод устанавливают таким образом, чтобы осевые линии, выверенные по отвесу и уровню, не отклонялись более чем на ±2 мм.

Завершающей операцией при монтаже разъединителей является их регулировка. При этом проверяют и регулируют центровку ножей и их положение относительно неподвижных контактов (рис. 5.3); угол поворота ножей при отключении; синхронность включения ножей трехполюсных разъединителей; плотность прилегания контактов; давление контактных пластин на ножи разъединителя; работу привода и сигнальных контактов. Контролируют также действие ограничительных устройств привода и измеряют усилие вытягивания ножа из неподвижного контакта (рис. 5.4).

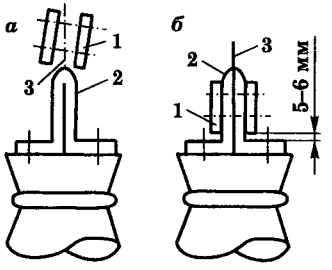



**Рис. 5.3. Проверка положения ножей разъединителей по отношению к неподвижным контактам: *а* — неправильное, *б* — правильное: 1 — нож; 2 — неподвижный контакт; 3 — ось симметрии**

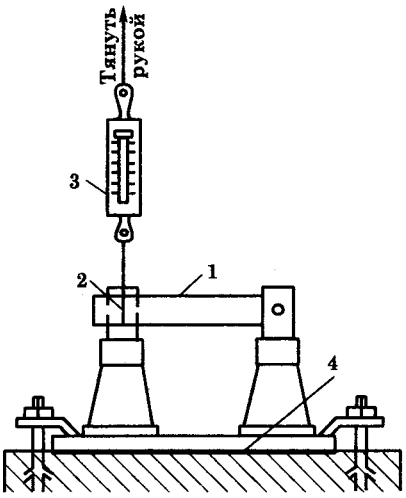



**Рис. 5.4. Измерение усилия вытягивания ножей разъединителя: 1 — нож; 2 —приспособление; 3 — динамометр; 4 — основание**

**Монтаж выключателей нагрузки.** Выключатели нагрузки или разъединители мощности предназначены для отключения токов нагрузки в электроустановках небольшой мощности, рассчитанных в нормальном режиме на напряжение 6—10 кВ.

Выключатель нагрузки ВНП-17 отличается от выключателя ВНП-16 наличием устройства для автоматического отключения при перегорании вставок предохранителя любой фазы.

Установка выключателя нагрузки допускается только в вертикальном положении на стене или специальной конструкции. Раму выключателя подвешивают на двух болтах, выверяют по уровню и отвесу, определяют толщину необходимых прокладок и места их установки. Затем приступают к попеременной затяжке болтов, одновременно контролируя правильность попадания ножей в горловины дугогасительных камер. После окончательной затяжки крепежных болтов следует еще раз убедиться в правильном вхождении ножей в камеры.

Все сочленения с приводом выполняют так же, как и при монтаже разъединителей. После установки на место выключателя и закрепления рамы проверяют отсутствие перекосов и нарушения центровки ножей и обеспечения последовательности включения и отключения главных и дугогасительных контактов. Регулировку полного вхождения в гасительные камеры производят путем изменения длины тяги. Опробование выключателя нагрузки производят путем 25 включений и отключений, после которых не должно наблюдаться нарушения регулировки работы выключателя с приводом.

**Монтаж масляных выключателей.** Подстанции и распределительные устройства на напряжение до 10 кВ промышленных предприятий комплектуются малообъемными (горшковыми) выключателями типов ВМГ-10, ВМП-10 и др., имеющими малые габариты и массу. Контакты таких выключателей облицованы дугостойкой металлокерамикой, что значительно увеличивает срок их службы. Дугогасительные устройства легко доступны для осмотра и ревизии, после

осмотра не требуют повторной регулировки. Выводы допускают непосредственное присоединение алюминиевых шин.

Выключатель ВМП-10 поставляют в отрегулированном состоянии, без масла. Его установка сводится к укреплению рамы болтами на основание, проверке вертикальности аппарата, соединения выключателя с приводом и токоведущих частей с шинами РУ. При ревизии после монтажа и в эксплуатации выключатель осматривают, проверяют состояние его внутренних частей. Для этого с каждого полюса снимают нижнюю крышку с неподвижным контактом, распорный цилиндр и, проверив состояние внутренних частей, вновь устанавливают снятые детали. Нижняя крышка должна плотно прилегать к фланцу. Выключатель заливают чистым и сухим трансформаторным маслом до уровня по маслоуказателю; при этом проверяют наличие и количество масла в буфере. Затем проверяют регулировочные данные выключателя: ход подвижных контактов (240—245 мм), одновременность их замыкания и размыкания.

**Монтаж приводов к выключателям.** Для управления выключателями применяют следующие приводы: электромагнитный ПЭ-11 и пружинный ПП-67 — для ВМГ-10; электромагнитный ПЭ-11 и пружинный ППМ-10 — для ВМП-10.

Приводы для перечисленных масляных выключателей поступают на монтаж в собранном и отрегулированном виде. Монтаж малообъемных выключателей и приводов производят в мастерских, где их подвергают ревизии и предварительной регулировке. Одновременно в мастерских по рабочим чертежам комплектуют и изготовляют опорные и крепежные конструкции и соединительные детали, необходимые для установки и сопряжения выключателей с приводами. Готовые аппараты в комплекте с деталями доставляют на монтажную площадку для установки. На месте монтажа привод крепят, соединяют с выключателем и проверяют их совместное действие.

**Монтаж опорных и проходных изоляторов.** Опорные и проходные изоляторы предназначены для электрической изоляции токоведущих частей друг от друга и от земли, а также для крепления шин к стенам, конструкциям и т.п.

По способу установки и назначению изоляторы делятся на подстанционные и аппаратные, опорные, проходные и подвесные (последние называют также линейными). Кроме того, изоляторы изготовляют для внутренней и наружной установки.

До начала монтажа тщательно осматривают изоляторы, проверяют прочность армирования, состояние фарфора, отсутствие отбитых краев и сколов; поверхность изолятора очищают, а в проходных изоляторах, кроме того, зачищают и смазывают техническим вазелином поверхность токоведущего стержня или шины.

Опорные изоляторы сначала устанавливают в крайних точках линии шин. Между ними натягивают шнур (или проволоку), а затем по шнуру устанавливают и выравнивают по высоте все изоляторы, подкладывая в случае необходимости под их основания толь или картон, а при установке на металлических конструкциях — листовую сталь. Прокладки не должны выступать за фланцы изоляторов, которые в свою очередь не должны быть «утоплены» в перегородках или стенах.

**Монтаж шин.** Для ошиновок закрытых распределительных устройств применяют плоские шины из алюминия и его сплавов. При токе до 200 А используют также плоскую, круглую или трубчатую сталь.

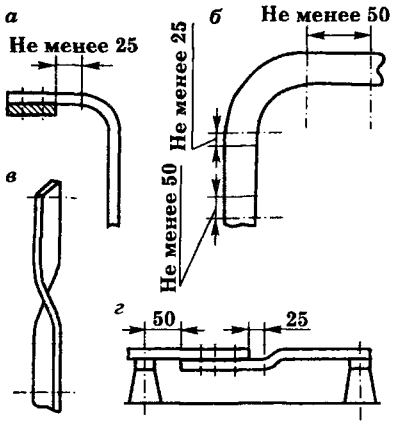



**Рис. 5.5. Виды изгибов шин: *а* — на плоскость; *б* — на ребро; *в* — «штопором»; *г* — «уткой»**

Технологические операции при выполнении ошиновки закрытых РУ и ПС включают правку, резку, гнутье и монтаж контактных соединений. При отсутствии комплектных камер заводского изготовления работы по ошиновке для РУ цеховых ПС (обработка контактных поверхностей, сварка соединений, сверление для болтовых соединений и гнутье) выполняют в мастерских по эскизам, составленным по предварительным замерам.

Изгибание шин производят по эскизам и шаблонам, изготовленным из стальной проволоки диаметром 3—15 мм, при замерах на месте. Виды изгибов шин приведены на рис. 5.5.

Алюминиевые и медные шины на изоляторах устанавливают и крепят различными способами в зависимости от количества шин в каждой фазе (рис. 5.6). Для установок, работающих на большие токи, обычно применяют многополосные шины, блоки шин и шинопроводы, заранее изготовленные в мастерских.

В однополосных шинах, укрепляемых на головках изоляторов, делают овальные вырезы для компенсации изменения длины шины при нагревании ее током. При креплении многополосных шин между верхней планкой шинодержателя и пакетом шин оставляют зазор 1,5—2 мм. Изменения шин вследствие нагрева напрямую зависят от их длины, поэтому на длинных участках ошиновки (более 20—30 м) устанавливают *компенсаторы*. В середине такого участка на одном шинодержателе выполняют жесткое крепление, на остальных шины крепят свободно с указанным зазором.

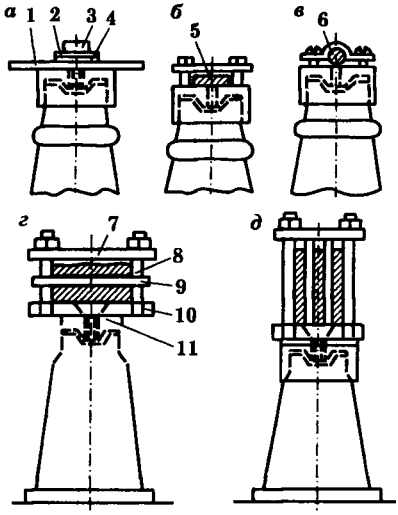



**Рис. 5.6. Способы крепления шин: *а* — однополосных — плоским болтом; *б* — однополосных — плоскими болтами и планкой; *в* — круглых (на головке изолятора) — скобой; *г* — многополосных плоских — плашмя в шинодержателях; *д* — многополосных плоских — на ребро в шинодержателях; 1 — шина; 2, 4 — соответственно пружинящая и нормальная стальная шайбы; 3 — болт; 5 — планка; 6 — скоба; 7 — верхняя планка из стали или немагнитного материала; 8 — шпилька; 9 — вкладыш; 10 — нижняя планка; 11 — прокладка из электрокартона**

*Компенсаторы* состоят из набранных в пакет тонких (0,1—0,25 мм) медных или алюминиевых (соответственно материалу шин) лент, суммарное сечение которых равно сечению шины. Ленты по концам, сваренные в общий монолит, как правило, приваривают встык в месте разреза шин.

**Контактные** соединения жестких шин при монтаже современных ПС и РУ выполняют преимущественно электросваркой, иногда используют болты и сжимы. Для соединения гибких шин и присоединения их к аппаратам применяют болтовые и прессуемые зажимы. Болтовые соединения жестких шин внахлестку с помощью сквозных болтов или сжимных накладок (плит) используют только в случае присоединения к аппаратам или в местах, где необходим разъем шин. В остальных случаях, как правило, применяют сварку. Контакт плоских алюминиевых шин с медными стержневыми выводами аппаратов, рассчитанных на токи 600 А и более, осуществляют специальными медно-алюминиевыми переходными пластинами. (Медно-алюминиевая пластина состоит из отрезков медной и алюминиевой шин, сваренных встык на сварочной машине.)

## 5.4. Монтаж токоограничивающих и грозозащитных аппаратов

**Монтаж предохранителей высокого напряжения.** Предохранители высокого напряжения служат для защиты электроустановок небольшой мощности от токов КЗ и перегрузок. Они применяются для защиты силовых цепей (исполнение ПК — предохранитель с кварцевым заполнением), цепей измерительных трансформаторов напряжения (исполнение ПКТ).

Предохранители монтируют на цоколе из швеллера или угловой стали и стальной раме. Цоколь предохранителя или стальную раму устанавливают вертикально по разметке на болтах и выверяют по уровню и отвесу по основным осям. Гайки затягивают равномерно, наблюдая, чтобы оси изоляторов одной фазы строго совпадали по вертикали с продольной осью патрона и контактных губок с допуском ±0,5 мм.

Перед монтажом предохранителя проверяют состояние фарфоровых изоляторов, трубок, стальных пружинящих скоб, контактных губок и ограничительных торцовых пластин; армировку изоляторов и патронов; исправность указателя срабатывания; сохранность плавкой вставки и ее соответствие номинальному току патрона и предохранителя; наличие надежного контакта между губками и патронами предохранителя.

**Монтаж реакторов.** *Реакторы* предназначены для ограничения токов КЗ в электроустановках и сохранения уровня напряжения в сети. Конструктивно реактор состоит из медной (тип РБ) или алюминиевой (тип РБА) обмотки, бетонных колонок и опорных фарфоровых изоляторов. Монтаж реактора заключается в ревизии, установке и сушке (при необходимости). На место монтажа реактор доставляют в заводской упаковке. Перед установкой его освобождают от упаковки, очищают от пыли и стружек и подвергают тщательному осмотру для выявления дефектов, препятствующих нормальной работе реактора.

Три фазы реактора устанавливают вертикально или горизонтально, или ступенчато (рис. 5.7). Фазы реактора обозначают следующим образом: В — верхняя, С — средняя, Н — нижняя, Г — горизонтальная

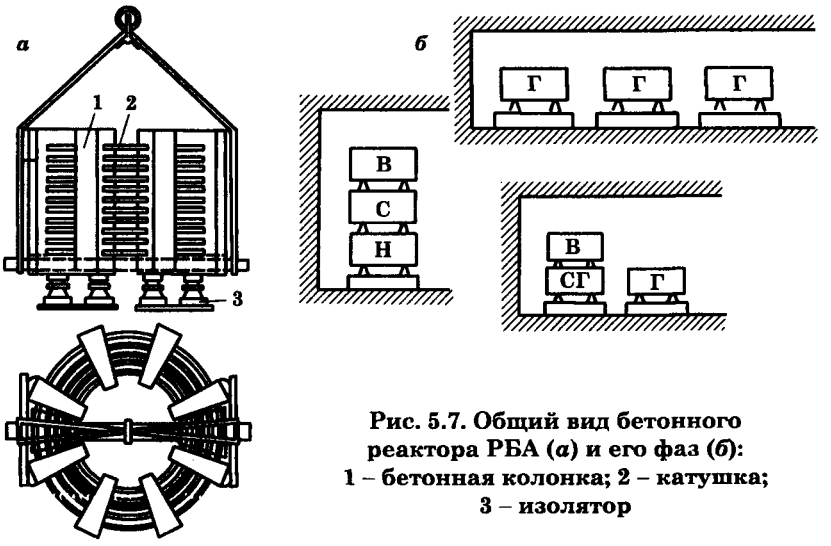



**Рис. 5.7. Общий вид бетонного реактора РБА (*а*) и его фаз (*б*): 1 – бетонная колонка; 2 – катушка; 3 – изолятор**

и СГ — средняя горизонтальная. Направление обмоток фаз С или СГ предусматривается обратным направлению обмоток остальных двух фаз комплекта реактора, что уравновешивает электродинамическое усилие при КЗ в фазах В и Н. После установки реактор заземляют и подвергают испытаниям в соответствии с ПУЭ. Сопротивление изоляции обмоток не нормируется, но оно должно быть не менее 70% заводских данных.

**Монтаж разрядников.** *Разрядники* предназначены для защиты изоляции электроустановки и электрооборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений.

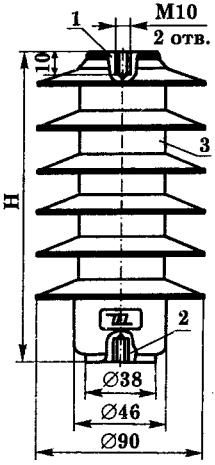



**Рис. 5.8. Нелинейный ограничитель перенапряжений ОПН-КР/TEL-6(10) кВ: 1, 2 —контактные выводы соответственно потенциальный и для заземления; 3 — корпус**

На ПС напряжением 6—10 кВ применяются преимущественно вентильные разрядники типа РВП (разрядник вентильный подстанционный). После тщательного осмотра разрядники устанавливают на опорные конструкции, выверяют по уровню и отвесу с подкладкой в необходимых случаях под цоколь отрезков из листовой стали и закрепляют на опорах с помощью хомута болтами.

**Ограничители перенапряжений** (ОПН) типа ОПН-КР/TEL-6(10) (КР — тип ограничителя; TEL — наименование серии; 6(10) — номинальное напряжение 6 или 10 кВ) предназначены для защиты электрооборудования станций, воздушных линий и кабельных сетей напряжением 6—10 кВ переменного тока промышленной частоты от атмосферных и коммутационных перенапряжений (рис. 5.8).

Это новый тип ограничителей перенапряжений в серии защитных аппаратов, изготавливаемых предприятием «Таврида электрик», который соответствует требованиям международного стандарта МЭК 99—4 и ГОСТ 16357—83.

Ограничители типа ОПН-КР/TEL-6(10) представляют собой разрядники без искровых промежутков с активной частью из металлооксидных нелинейных резисторов, изготавливаемых по керамической технологии из окиси цинка с небольшими добавками окислов других металлов.

Высоконелинейная вольт-амперная характеристика резисторов обеспечивает их длительное использование под действием рабочего напряжения, обеспечивая при этом глубокий уровень защиты от перенапряжений.

Резисторы спрессовываются в оболочку из полимерных материалов, которая обеспечивает заданную механическую прочность и изоляционные характеристики. Полимерный корпус гарантирует надежную защиту резисторов от внешних воздействий на протяжении всего срока службы.

## 5.5. Монтаж силовых трансформаторов

Монтаж силовых трансформаторов предусматривает: погрузку, транспортировку и выгрузку; ревизию и сушку; сборку и установку; пробное включение под напряжение. В комплексе операций по монтажу трансформаторов значительное место по трудоемкости занимают такелажные работы. Доставку трансформаторов к месту монтажа осуществляют преимущественно автомобильным транспортом соответствующей грузоподъемности, тракторами на специальных транспортных приспособлениях или тягачами на автотрейлерах.

**Приемка и хранение трансформаторов.** После выгрузки проверяют, состояние трансформатора и осуществляют его подготовку к монтажу или к длительному хранению, если монтаж переносится на более поздний срок. Приемку трансформатора производят после внешнего осмотра, при этом проверяют отсутствие вмятин и повреждений бака, радиаторов, расширителя, выхлопной трубы и других деталей, герметичность уплотнений, целостность сварных швов, отсутствие трещин и отбитых краев у вводов, комплектность деталей по накладной и демонтажной спецификации завода-изготовителя, наличие пломб на всех кранах для масла.

В трансформаторы, транспортируемые частично демонтированными, с баком, заполненным маслом, после испытания на герметичность и установки расширителя доливают сухое чистое масло не позднее чем через шесть месяцев после отправки с завода.

**Ревизия трансформаторов.** Ревизию силовых трансформаторов производят для выявления и устранения неисправностей и повреждений. В соответствии с ГОСТом трансформаторы подлежат введению в эксплуатацию без осмотра их активной части при соблюдении требований к их транспортированию и хранению, изложенных в «Инструкции по транспортированию, хранению, монтажу и вводу в эксплуатацию трансформаторов на напряжение до 35 кВ без ревизии их активных частей». При нарушении требований этой инструкции или при обнаружении неисправностей осуществляют подъем активной части трансформаторов для ревизий деталей, находящихся внутри бака.

Внутренний осмотр трансформатора проводят в закрытом помещении. При этом масло сливают в сухой и чистый бак, выемную часть поднимают и устанавливают на настил из досок, проверяют

запрессовку обмоток, прочность болтовых креплений сердечника и остальных частей; затягивают ослабленные гайки и шпильки; тщательно осматривают целостность демпферов отводов в местах их присоединения к выводам и изоляции.

Мегомметром напряжением 1 кВ проверяют сопротивление изоляции обмоток по отношению друг к другу и к сердечнику, изоляцию шпилек магнитопровода и наличие заземления сердечника. Выемную часть, бак и радиаторы промывают сухим трансформаторным маслом, после чего собирают трансформатор, уплотняют места соединений, заливают масло и на месте проводят необходимые испытания.

**Контроль состояния изоляции трансформаторов.** Условия включения трансформаторов без сушки и необходимость сушки их активной части регламентируются в заводских и в указанной выше инструкциях, которыми и следует строго руководствоваться. Трансформаторы с увлажненными обмотками включать под рабочее напряжение не допускается.

Степень увлажнения обмоток трансформатора определяют по *коэффициенту абсорбции*, т.е. соотношению сопротивлений изоляции обмоток в зависимости от длительности приложения напряжения. Сопротивление изоляции обмоток измеряют мегомметром напряжением 2,5 кВ с верхним пределом измерения не ниже 10 000 МОм через 15 и 60 с после приложения напряжения и определяют коэффициент абсорбции, равный отношению $R_{60}/R_{15}$. При измерении соединяются все вводы обмоток одного напряжения. Перед началом каждого измерения испытуемую обмотку заземляют *не менее чем на 2 мин*. Минимально допустимые значения $R_{60}$ обмоток трансформаторов в масле на напряжение до 35 кВ мощностью менее 10 000 кВ·А составляют:

| Температура обмоток, °С | ... | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Сопротивление изоляции, МОм | ... | 450 | 300 | 200 | 130 | 90 | 60 | 40 |

Коэффициент абсорбции при хорошем состоянии изоляции трансформаторов мощностью менее 10 000 кВ·А, напряжением до 35 кВ (включительно) при температуре обмоток 10—30 °С составляет *не менее 1,3*.

Состояние электрической изоляции характеризуется также показателем *тангенса угла диэлектрических потерь* ($\mathrm{tg}\delta$) в изоляции. Значение $\mathrm{tg}\delta$ существенно повышается при увлажнении диэлектрика, потому этот показатель широко используется при оценке состояния изоляции вновь вводимых в эксплуатацию масляных трансформаторов. Значения $\mathrm{tg}\delta$ нормированы и приведены в справочниках.

Значения $\mathrm{tg}\delta$ измеряют мостом типа Р5026 или Р5026М. К мостам этих марок придаются образцовые конденсаторы Р5023.

Кроме коэффициента абсорбции и показателя $\mathrm{tg}\delta$, измеряют емкости при частотах 2 и 50 Гц ($C_2/C_{50}$). Этот метод носит название *«емкость — частота»* и основан на том, что при увлажненных обмотках трансформатора $C_2/C_{50} \approx 2$, а при неувлажненных обмотках $C_2/C_{50} \approx 1$. Обмотки трансформатора в масле при напряжении до 35 кВ (включительно) мощностью менее 10 000 кВ·А имеют следующие наибольшие допустимые значения $C_2/C_{50}$: 1,1 (при температуре обмотки 10 °С); 1,2 (при температуре обмотки 20 °С); 1,3 (при температуре обмотки 30 °С).

Значение $C_2/C_{50}$ измеряют приборами контроля влажности ПКВ-7 и ЕВ-3. Правильные показания прибора ПКВ-7 обеспечиваются в том случае, когда сопротивление изоляции обмоток составляет не менее 15 МОм (при температуре 10—30 °С). Поэтому перед использованием прибора проверяют абсолютную величину сопротивления изоляции обмоток трансформатора. Величину $C_2/C_{50}$ измеряют между каждой обмоткой и корпусом. Остальные обмотки при этом заземляют.

Монтаж и сборка мощных силовых трансформаторов для закрытых и открытых установок состоят из нескольких основных операций. Сначала устанавливают радиаторы, маслонаполненные вводы, переключающее устройство, расширитель, газовое реле, реле уровня масла, предохранительную (выхлопную) трубу, воздухоосушитель, термометры, термометрический сигнализатор и термосифонный фильтр.

**Сборка радиаторов.** В съемных радиаторах (до установки их на трансформатор) проверяют, полностью ли закрыты радиаторные краны на баке; испытывают плотность сварных швов и промывают радиаторы сухим трансформаторным маслом. Радиаторы испытывают маслом, нагретым до 50—60 °С (повышенное давление 50 кПа создают ручным насосом), или сжатым воздухом (от компрессора). Испытания проводят в вертикальном или горизонтальном положении радиатора в течение 30 мин. Заводские дефекты сварки, выявленные в результате испытания, устраняют газосваркой. После испытания радиаторы промывают чистым маслом, применяя для этого центрифугу или фильтр-пресс. Окончив монтаж всех радиаторов, проверяют работу кранов и заполняют радиаторы маслом.

**Монтаж переключающего устройства.** Трансформаторы с регулировкой напряжения под нагрузкой поставляют в комплекте с переключающим устройством. Работу данного устройства после монтажа проверяют, проворачивая механизм от начального до предельного положения вручную, а затем включая электродвигатель.

**Монтаж расширителя и газового реле.** Предварительно проверенный и испытанный на герметичность расширитель перед монтажом промывают сухим и чистым трансформаторным маслом. На крышке трансформатора устанавливают два кронштейна, на которых временно закрепляют расширитель. Окончательно расширитель устанавливают после присоединения к нему патрубка с газовым реле, очистки его внутренней поверхности от ржавчины до металлического блеска и покрытия лаком.

Проверенное в лаборатории газовое реле монтируют на маслопроводе на клингеритовых (или пробковых) прокладках, покрытых бакелитовым лаком. Смотровое окно газового реле располагают в удобном для обозрения месте. Верхний фланец газового реле устанавливают горизонтально (проверкой ватерпасом); маслопровод, соединяющий бак трансформатора с расширителем, устанавливают с подъемом 1,5—2% от трансформатора в сторону расширителя для того, чтобы обеспечить лучшее прохождение газов в реле.

**Монтаж реле уровня масла выхлопной трубы.** Реле уровня масла монтируют на фланце дна расширителя на уплотняющей прокладке. После установки маслоуказателя и реле уровня масла расширитель испытывают на герметичность путем заполнения его сухим трансформаторным маслом, выдерживая в течение 3 ч.

**Установка воздухоочистительного фильтра.** Воздухоочистительный фильтр предназначен для очистки (от влаги и промышленных загрязнений) воздуха, поступающего в расширитель трансформатора при колебаниях уровня масла при изменении температуры. Воздухоочиститель представляет собой цилиндр, заполненный силикагелем. Монтаж и включение воздухоочистительного фильтра осуществляется в следующем порядке: разборка, очистка и просушка фильтра; заполнение патрона верхней части цилиндра индикаторным силикагелем и установка стекла в смотровом окне; засыпка в цилиндр обычного силикагеля (пропитанного раствором хлористого кальция) с таким расчетом, чтобы до крышки оставалось примерно 15—25 мм; приведение в рабочее состояние гидравлического затвора и заливка его чистым сухим маслом до отметки номинального уровня; подсоединение воздухоочистителя к дыхательной трубке расширителя.

**Установка термометров и термометрических сигнализаторов.** Ртутные и ртутно-контактные термометры и термометрические сигнализаторы монтируют после проверки их в лаборатории.

Термометрический сигнализатор устанавливают на специальной пластине, на резиновой прокладке, приваренной к стенке бака. При монтаже приборов на гильзах промежутки заполняют трансформаторным маслом, гильзы уплотняют.

**Монтаж термосифонного фильтра.** Термосифонный фильтр применяют для поддержания изоляционных свойств масла и продления срока его службы. Фильтр представляет собой цилиндрический аппарат, заполненный активным материалом — адсорбентом (крупный силикагель или активная окись алюминия сорта А-1), поглощающим продукты старения масла.

Монтаж термосифонного фильтра осуществляют в последующем порядке: разбирают фильтр и фильтрующее устройство; очищают фильтр и соединительные патрубки от загрязнений; промывают их чистым сухим трансформаторным маслом и собирают; снимают заглушки с радиаторных кранов и устанавливают фильтр на баке трансформатора аналогично установке радиаторов; в фильтр засыпают чистый сухой адсорбент, затем промывают его маслом (для фильтров вместительностью до 50 кг промывка необязательна) и заполняют расширитель маслом значительно выше отметок номинального уровня.

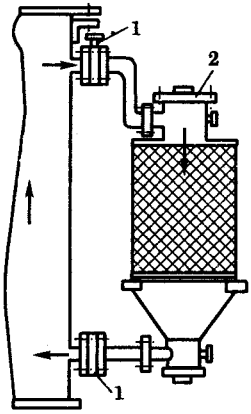



**Рис. 5.9. Термосифонный фильтр:**
**1 — радиаторные краны;**
**2 — загрузочный кран**

Перед заполнением маслом из фильтра удаляют воздух, для этого на крышке фильтра имеется специальный патрубок (воздушник); масло подают через нижний патрубок фильтра. После того как из фильтра выйдет весь воздух, открывают верхний кран фильтра и сливают излишки масла. После прохождения через фильтр некоторого количества масла, берут пробу на отсутствие механических примесей. При их отсутствии прекращают подачу масла и приступают к монтажу фильтра на трансформаторе. Термосифонный фильтр подключают к трансформатору только с чистым сухим маслом, термосифон устанавливают с внешней стороны бака в вертикальном положении (рис. 5.9).

## 5.6. Монтаж трансформаторов тока и напряжения

**Трансформаторы тока** предназначены для питания токовых обмоток (последовательно включенных катушек) измерительных приборов и реле.

В принимаемых для монтажа трансформаторах тока в первую очередь осматривают фарфоровую изоляцию, токоведущий стержень или шины. При этом предъявляются те же требования, что и к фарфоровой изоляции и армированию опорных изоляторов. Кроме того,

проверяют отсутствие повреждений кожуха, фланца и колодок вторичных выводов, а также наличие обозначений выводов и паспортной таблички.

Кроме внешнего осмотра все трансформаторы тока перед монтажом проверяют на отсутствие обрыва вторичной обмотки, правильность маркировки выводов и других данных по ПУЭ, а также состояние изоляции обеих обмоток и исправность стального сердечника.

Вводы трансформаторов тока монтируют таким образом, чтобы шины со стороны питания подходили к зажимам с пометкой $Л_1$, а отходящие шины — к зажимам с пометкой $Л_2$. В противном случае маркировка вторичных обмоток $И_1$ и $И_2$ нарушается и их концы перемаркировывают. После закрепления вторичные обмотки и кожухи трансформаторов тока соединяют с заземлением. Выводы вторичных обмоток, если к ним не присоединяют измерительные приборы и реле, должны быть закорочены.

**Трансформаторы напряжения** предназначены для понижения измеряемого напряжения с 400 до 100 В, необходимого для питания измерительных приборов, цепей автоматики, сигнализации и релейной защиты от замыканий на землю. Трансформаторы изготовляют двух видов: сухие — с естественным воздушным охлаждением и масляные — с масляным заполнением.

Перед монтажом в трансформаторах напряжения проверяют уровень масла, исправность маслоуказателя и наличие паспортной таблички, отсутствие повреждений бака, течи масла между баком и крышкой или из-под фланцев выводов.

При электрических испытаниях трансформаторов напряжения измеряют сопротивление изоляции обмоток; определяют полярность выводов максимального и минимального напряжения и проверяют коэффициент трансформации.

У маслонаполненных трансформаторов напряжения перед монтажом берут для испытания пробу масла в объеме, предусмотренном ПУЭ.

Монтируя трехфазные трансформаторы напряжения, учитывают общий порядок чередования фаз, принятый в РУ. У однофазных трансформаторов вывод, имеющий маркировку «Х», заземляют. При установки трех однофазных трансформаторов выводы «Х» соединяют общей шиной и заземляют. В случае установки двух трансформаторов напряжения, соединенных в открытый треугольник, рабочую фазу со стороны НН заземляют только в том случае, если это предусмотрено проектом. Корпус каждого трансформатора присоединяют к заземляющему устройству отдельной шиной.

## 5.7. Монтаж аккумуляторных батарей и статических конденсаторных установок

**Монтаж аккумуляторных батарей.** При монтаже аккумуляторных батарей в помещении поддерживают температуру +10 °С, так как при низких температурах технические характеристики аккумуляторов ухудшаются.

По рабочим чертежам проекта и замерам заготовительного участка на месте установки батареи выдается заказ мастерской на изготовление конструкции под изоляторы, шин и проходной плиты, сборку и пайку пластин и подготовку электролита.

Аккумуляторные батареи монтируют на деревянных стеллажах длиной не более 6 м, которые должны быть изготовлены из сухого соснового пиломатериала I сорта влажностью не более 15%, хорошо прошпаклеваны, дважды покрыты горячей олифой и окрашены кислотостойкой (для кислотных аккумуляторов) или щелочестойкой (для щелочных аккумуляторов) краской. Опорные конструкции для изоляторов и раму для проходной плиты выполняют из угловой стали и окрашивают кислото- или щелочестойкой краской. Вторичную покраску производят после их монтажа в помещении.

При заготовке узлов ошиновки стальные и медные шины соединяют сваркой. Концы шин, присоединяемые к аккумуляторам, облуживают. При установке стеллажи тщательно выверяют по уровню. В перечень операций по монтажу кислотных батарей входят: установка стеллажей и сосудов, сборка и пайка пластин, заполнение сосудов электролитом, формовка и испытание смонтированной батареи.

После окончания пайки пробником или высокоомным вольтметром проверяют отсутствие КЗ между пластинами в сосуде. После сборки и соединения пластин производят ошиновку аккумуляторных батарей медными круглыми шинами, прокладываемыми на опорных изоляторах. Шины соединяют пайкой, используя газовые (пропан-бутановые) горелки; в местах спайки устанавливают соединительные гильзы. По окончании монтажа ошиновки шины положительной полярности окрашивают в *красный* цвет, а отрицательной полярности — в *синий*. Электролит приготовляют в деревянном баке, облицованном изнутри свинцом.

**Монтаж статических конденсаторных установок.** В настоящее время, вместо отдельных аппаратов и изделий с последующей их сборкой и монтажом на месте строительства, статические конденсаторные установки поставляют крупными блоками, что позволяет широко применять современные индустриальные методы монтажа, обеспечивающие надежность их работы и снижение стоимости.

В поставку комплектных конденсаторных установок (ККУ) входят: ячейка КРУ с выключателем, релейной защитой, измерительными приборами и другими для присоединения ККУ (заказывается заводу-изготовителю по опросному листу); конденсаторная установка, состоящая из ячейки ввода, ячеек с конденсаторами (количество зависит от мощности установки), шин для соединения ячеек конденсаторов между собой и с ячейкой ввода, а также метизы для сборки при монтаже на месте установки ККУ, автоматическое устройство для регулирования по требуемому параметру. При поставке к комплекту установок прилагается паспорт изделий и инструкции по монтажу и эксплуатации, а также указания по составлению строительного задания на установку ККУ и подвод силового и контрольных кабелей.

Монтаж ККУ сводится к соединению ячеек друг с другом с помощью болтовых соединений; установке сборных шин; закреплению ККУ на фундаменте болтами; присоединению питающих кабелей и заземляющих проводников. Присоединение шин к выводам изоляторов конденсаторов выполняют гибким токопроводом, позволяющим исключить изгибающие усилия в изоляторах при колебаниях температуры окружающей среды.

# 6. МОНТАЖ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И АППАРАТОВ УПРАВЛЕНИЯ

## 6.1. Технологическая последовательность операций

Объем работ и технологическая последовательность операций по монтажу средних и крупных электрических машин зависят от вида их поставки с завода-изготовителя: в сборе или разобранные. Электрические машины, поступившие с завода-изготовителя в собранном виде, как правило, на месте монтажа не разбирают. После операций по подготовке таких машин к установке их при необходимости подвергают осмотру в объеме, предусмотренном актом, составленным представителями предприятия-заказчика и монтажной организации.

Монтаж электрических машин, поступивших в собранном виде, производят в следующем порядке: установка на фундамент; выверка; монтаж полумуфт и центровка валов; проверка пригонки вкладышей подшипников; заливка бетонной смесью фундаментных плит и болтов; проверка центровки валов после доливки бетонной смеси; подсоединение внешних кабелей, монтаж воздухоохладителей, маслопроводов и заземления; установка защитных кожухов, щитов и ограждений.

Монтаж электрических машин, поступивших в разобранном виде, значительно сложнее и включает следующие основные технологические операции: установку и выверку фундаментной плиты и подшипниковых стояков; заводку ротора в статор; установку: нижних вкладышей подшипников, статора вместе с ротором на фундаментную плиту, полумуфт; центровку валов; проверку зазоров в подшипниках и пригонку подшипников; выверку воздушных зазоров и совмещение магнитных осей статора и ротора; заливку фундаментных плит и фундаментных болтов бетонной смесью, проверку центровки валов после доливки фундаментных плит; окончательную сборку подшипников и проверку их уплотнения; установку щеточной траверсы и регулировку щеток и щеткодержателей; подсоединение внешних кабелей, воздухоохладителей, маслопроводов и заземления; установку защитных кожухов, щитов и ограждений.

## 6.2. Установка и выверка фундаментных плит

**Выверка фундаментных плит на подкладках и клиньях.** Фундаментные плиты для средних и крупных электрических машин, поставляемые вместе с ними, изготавливают из толстой листовой стали или швеллеров и балок крупного сечения. При этом для электрических машин, входящих в состав преобразовательных агрегатов, в зависимости от габаритов последних фундаментные плиты изготовляют в виде одной плиты, общей для всего агрегата, или отдельных, или для каждой машины, а для приводных двигателей, как правило, только в виде отдельной плиты.

Плиты крепят к фундаменту анкерными фундаментными болтами: крюкообразными или с анкерными плитками.

Наибольшее распространение получили установка и выверка фундаментных плит на фундаменте с помощью подкладок или клиньев.

Выверка фундаментной плиты и регулировка высоты ее установки достигаются с помощью подкладок различной толщины. Количество подкладок в одном пакете должно быть минимальным и не превышать пяти, включая тонколистовые, которые применяют для окончательной выверки. По высоте фундаментные плиты устанавливают таким образом, чтобы зазор между плитой и поверхностью фундамента был не менее 50 мм, благодаря чему обеспечивается равномерная укладка бетона подливки под плиту, и не более 100 мм для устойчивого положения плиты на пакетах подкладок. Высота пакетов подкладок составляет соответственно 50—100 мм.

**Установка и выверка фундаментных плит на клиновых домкратах и винтовых устройствах.** При бесподкладочном методе монтажа вместо металлических подкладок и клиньев для выверки фундаментных плит применяют установочные приспособления (клиновые домкраты или винтовые устройства), которые после затвердения бетона подливки удаляют. Благодаря этому нагрузки и усилия от электрических машин передаются фундаменту не через пакеты подкладок или клинья, а через бетонную подливку, которая используется в качестве несущего опорного элемента соединения. При бесподкладочном методе монтажа значительно увеличивается площадь контакта основания фундаментной плиты с подливкой, что способствует повышению общей прочности сцепления оборудования с фундаментом.

Бесподкладочный метод монтажа позволяет не только получить значительную экономию металла и повысить качество монтажа, но и намного увеличить производительность труда при выверке электрических машин.

### 6.3. Установка и выверка подшипниковых стояков

Машины, прошедшие контрольную сборку на заводе, имеют отверстия в фундаментных плитах для установки и крепления подшипниковых стояков. В машинах, не прошедших заводской сборки, необходимо разметить фундаментные плиты и просверлить в них отверстия для крепления стояков.

В местах установки подшипниковых стояков на фундаментную плиту укладывают регулировочные металлические подкладки и *изолирующие прокладки* под одним или двумя стояками в соответствии с установочными чертежами завода-изготовителя. Количество подкладок определяется при контрольной сборке и также указывается в установочных чертежах.

*Изолирующие прокладки* толщиной 2—5 мм завод-изготовитель обычно поставляет в комплекте с машиной. Они предотвращают прохождение паразитных токов в подшипниках, вызывающих разрушение баббита вкладышей и разъедание шеек вала. Основной причиной появления паразитных токов является асимметрия магнитного поля машины, в результате чего возникает пульсирующий магнитный поток, который пересекает короткозамкнутую цепь (вал — подшипниковые стояки — фундаментная плита — вал) и может вызвать более значительные токи. Изолирующие прокладки разрывают короткозамкнутую цепь.

На установочных заводских чертежах даны указания по изоляции болтов, крепящих стояки к плите, конических контрольных штифтов. Для изолирования болтов применяют бакелитовые трубки с толщиной стенки 2 мм, а конических штифтов — трубки из прессшпана или электрокартона.

На рис. 6.1, *а* показано размещение изолирующих прокладок под стояками агрегата с четырьмя подшипниками, а на рис. 6.1, *б* — изоляция болтов подшипникового стояка. Сопротивление изоляции подшипниковых стояков по отношению к плите измеряют мегомметром на 1 кВ до укладки валов в подшипники; при затянутых болтах, крепящих стояки к плите, это сопротивление должно составлять *не менее 1 МОм.*

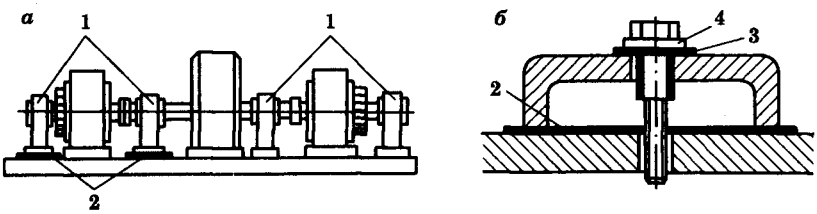



**Рис. 6.1. Расположение изолирующих прокладок на агрегате с четырьмя подшипниковыми стояками: 1 — подшипниковые стояки; 2 — изолирующие прокладки; 3 — шайба; 4 — изолирующая трубка**

## 6.4. Центровка валов электрических машин

Центровка валов включает две основные операции: выверку оси общего вала (выверку линии валов) и устранение боковых и угловых смещений валов соединяемых машин и механизмов.

**Выверка линии валов.** Под действием собственной массы ротора ось вала каждой электрической машины принимает несколько изогнутую форму. При соединении таких валов полумуфтами образуется изгиб их осей, в результате чего торцовые плоскости полумуфт утрачивают параллельность, раскрываются вверху. В этом случае оси

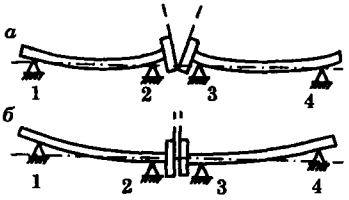



**Рис. 6.2. Положение валов, соединяемых при помощи муфт до выверки (*а*) и после выверки (*б*) линии вала**

валов не будут продолжением одна другой (рис. 6.2, *а*). При работе такого агрегата его валы будут вибрировать, оказывая вредное воздействие на подшипники и другие части машин. Кроме того, в подшипниках 2 и 3 будут возникать значительные напряжения от изгибающих моментов, опасные для шеек валов.

Для обеспечения правильного распределения нагрузок между подшипниками валы соединяемых машин устанавливают в такое положение, при котором торцовые плоскости полумуфт в горизонтальной и вертикальной плоскостях будут параллельны, а оси валов — продолжением одна другой (без смещений). Данное условие можно выполнить, несколько приподняв крайние подшипники 1 и 4 по сравнению с подшипниками 2 и 3, как показано на рис. 6.2, *б*. При этом общая осевая линия двух валов примет вид плавной кривой (упругая линия вала), а плоскости полумуфт, будут параллельны.

**Центровка валов.** Кроме выверки линии валов необходимо выполнить их центровку, т.е. устранить несоосность.

*Несоосностью* валов называют такое их взаимное расположение, при котором центрируемые оси 1 и 2 имеют боковое (радиальное) или угловое (осевое) смещение относительно друг друга (рис. 6.3).

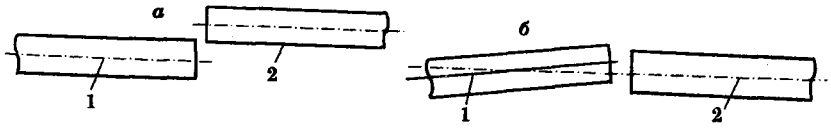



**Рис. 6.3. Смещение валов: *а* — боковое (радиальное); *б* — угловое (осевое)**

Практически, с какой бы тщательностью ни выполнялась центровка, муфты центрируемых валов приходится соединять при некоторой допустимой их несоосности. Допустимые боковые (рис. 6.3, *а*) и угловые (рис. 6.3, *б*) смещения валов обуславливаются главным образом конструкцией применяемых муфт, имеющих разную компенсационную способность.

Под компенсационной следует понимать способность отдельных типов муфт компенсировать некоторую неточность выверки соосности валов соединяемых машин.

**Центровка валов с применением радиально-осевых скоб.** Наиболее распространена в монтажной практике. Перед началом измерения муфты разъединяют, а валы раздвигают для того, чтобы скобы и полумуфты при вращении валов не соприкасались.

Конструкция радиально-осевых скоб и их крепление на ступицах полумуфт показаны на рис. 6.4. При помощи хомута наружную скобу 1 закрепляют на ступице полумуфты установленной машины, а внутреннюю скобу 4 на ступице полумуфты машины, соединяемой с установленной.

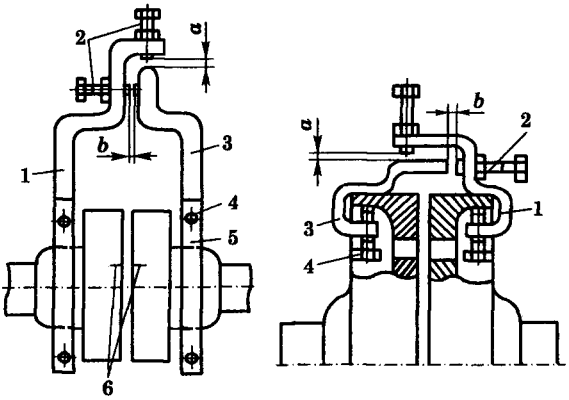



**Рис. 6.4. Центровка валов: *а* — центровочные скобы для центровки по втулкам полумуфт; *б* — для центровки по ободам полумуфт; 1, 3 — скобы; 2 — болты для измерения зазоров; 4 — крепежные болты; 5 — хомут; 6 — риски**

Поворачивая одновременно валы электродвигателя и механизма на 90, 180, и 360°, добиваются, чтобы зазоры *а* и *b* между центровочными скобами были постоянны. Для соединения хомутов со скобами используют болты 5 с гайками.

Для большей точности измерений при помощи измерительных болтов 2 и 3 устанавливают минимальные зазоры *а* и *b*. В процессе центровки боковые зазоры *а* и угловые зазоры *b* измеряют при помощи щупов, индикаторов или микрометров. В двух последних случаях индикатор или микрометрическую головку устанавливают на место болтов 2 и 3.

Биение полумуфт и соосность валов в зависимости от типа муфты и скорости вращения допускаются в пределах соответственно 0,02—0,05 и 0,04—0,15.

## 6.5. Проверка поверхности коллектора и установка щеточных траверс

**Проверка поверхности коллектора.** Состояние поверхности коллектора в значительной мере влияет на работу машины. Как правило, осмотр и проверка поверхности коллектора производятся до установки траверс щеткодержателей и щеток. Поверхность коллектора не должна иметь царапин, выступающих и западающих изолирующих прокладок между пластинами. Поэтому у новых машин поверхность коллектора шлифуется.

Если коллекторные изолирующие прокладки, например слюда, выступают между пластинами коллектора или находятся с ними на одном уровне, например при износе меди пластин, коллектор продороживают.

**Контроль установки щеточных траверс и расстановки щеток на коллекторе.** Траверсы щеточного механизма машин постоянного тока устанавливают в такое положение, чтобы щетки находились на нейтрали. При этом ось щеток будет параллельна оси коллектора, а сами щетки каждого брикета смещены относительно друг друга по окружности и по оси коллектора.

Усиление нажатия щеток на коллектор проверяют динамометром. При этом необходимо убедиться в том, что удельное нажатие щеток находится в пределах, допускаемых ГОСТ 2332—75 для данной марки щеток.

При проверке следует учитывать, что у машин, вращающихся в одном направлении, обойма щеткодержателя должна быть установлена наклонно. Угол наклона к вертикали составляет 15—30°. Острый край щетки в этом случае направлен против вращения якоря. Щетки реверсивных машин наклона не имеют.

## 6.6. Основные способы сушки изоляции электрических машин

**Назначение сушки изоляции.** Сушку изоляции электрических машин, как правило, производят до их установки. Вместе с тем нередки случаи, когда уже установленные электрические машины длительное время бездействуют в связи с задержкой пуска объекта или технологического комплекса, в результате чего их изоляция увлажняется и не отвечает нормативным требованиям. В таких случаях изоляцию электрических машин сушат перед их пуском.

*Назначение сушки* — удаление влаги из изоляции обмоток и других токопроводящих частей с целью повышения сопротивления до значений, позволяющих поставить машины под напряжение.

**Способы сушки изоляции электрических машин.** Сушку изоляции выполняют: внешним нагревом, нагревом от тока постороннего источника, индукционным методом, током короткого замыкания в генераторном режиме, на «ползучей скорости» (для двигателей постоянного тока) и вентиляционными потерями.

В том случае, если один из перечисленных способов не создает необходимой для сушки температуры или обогрев происходит неравномерно, применяют комбинированную сушку. При этом одновременно используют не один, а какие-либо два способа.

**Сушка внешним нагревом.** Для внешнего нагрева машин применяют чугунные сопротивления или ящики сопротивлений, а также специально изготовленные нагреватели, которые располагают под машиной таким образом, чтобы исключить возможность местных перегревов от прямого излучения тепла или чрезмерно близкого размещения нагревателя.

Во время сушки следят за тем, чтобы температура горячего воздуха, поступающего в машину, не превышала 90 °С, а температура обмоток в наиболее нагретой части — 70 °С. Температуру замеряют термометрами, установленными на патрубке воздуходувки и в наиболее нагретой части обмотки, а в крупных электрических машинах — встроенными температурными индикаторами (термопарами). Этот способ применяют для сушки сильно отсыревших машин.

**Сушка нагревом от тока постороннего источника.** Для сушки машин этим способом применяют ряд схем. Ниже рассматриваются только наиболее распространенные из них. *Синхронные машины* сушат последовательным подключением всех трех фаз и ротора (при близких значениях тока ротора и статора) к источнику постоянного тока (рис. 6.5, *а*). Ток сушки должен составлять 0,5—0,7 $I_{ном}$ ротора.

*Асинхронные двигатели* сушат трехфазным током в режиме КЗ. Для этого ротор затормаживают, а его обмотку закорачивают на кольцах специальной перемычкой (во избежание подгорания колец). Ток сушки поддерживают не более 0,7 $I_{ном}$, следовательно, подводимое напряжение должно быть не более 0,7 напряжения КЗ.

**Сушка индукционным способом.** Может быть рекомендована для всех электрических машин. При данном способе применяют одну из двух разновидностей сушки: *потерями в активной стали статора* или *потерями в корпусе статора*. Нагревание производят за счет создания переменного магнитного потока путем накладывания на статор намагничивающей обмотки, питаемой однофазным током.

В первом случае обмотку накладывают таким образом (рис. 6.5, *б*), что благодаря значительной разнице магнитных проводимостей корпуса и активной стали в корпус ответвляется большой магнитный поток. Во втором случае намагничивающую обмотку накладывают так, как показано на рис. 6.5, *в*.

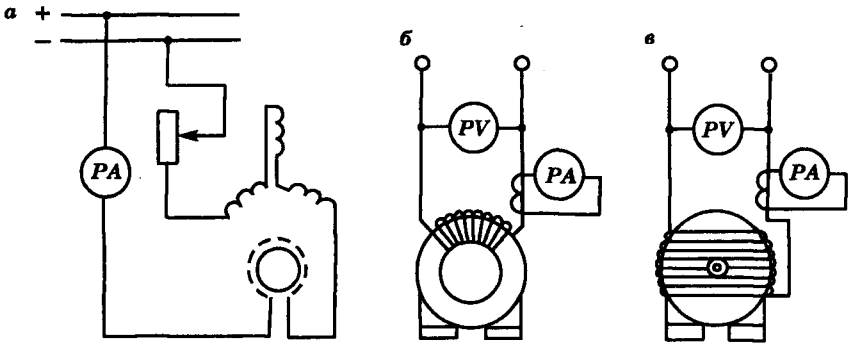



**Рис. 6.5. Схемы подключения при сушке нагревом от тока постороннего источника (*а*); индукционным способом (*б* и *в*)**

## 6.7. Испытания электрических машин перед пуском

Объем проверки и испытания электрических машин перед пуском должен соответствовать требованиям действующих СНиП, ПУЭ (гл. 1.8), Норм и объема испытаний электрооборудования Белорусской электросистемы, ПТЭ, ПТБ и технических условий завода-изготовителя.

Объем работ по испытанию электрических машин зависит от их мощности, номинального напряжения, назначения и состояния. Испытания средних и крупных электрических машин проводятся в два этапа: испытания до включения; пробный пуск и испытания вхолостую и под нагрузкой.

**Испытания машин до включения** предусматривают проведение следующих операций: измерения сопротивления изоляции обмоток; измерения сопротивления обмоток постоянному току; испытания обмоток повышенным напряжением промышленной частоты; проверки системы охлаждения у машин с принудительной вентиляцией и системы смазки у машин с циркуляционной смазкой.

Кроме того, в объем испытаний, проводимых до включения машин, входят проверка обмоток на отсутствие обрыва; контроль установки щеток на нейтрали и правильности чередования полюсов у машин постоянного тока; измерение воздушных зазоров между сталью статора и ротора. Окончательную проверку установки щеток на нейтрали у машин постоянного тока производят при работе машины вхолостую.

**Измерение сопротивления изоляции обмоток.** Сопротивление изоляции обмоток измеренное мегомметром должно быть не менее значений, предусмотренных нормативами. При измерениях проверяют сопротивление изоляции каждой обмотки по отношению к заземленному корпусу и между отдельными обмотками.

Сопротивление изоляции машин всех типов должно быть *не менее 1 МОм·кВ номинального напряжения машины, но не менее 0,5 МОм·кВ* (при рабочей температуре машины, т.е. 75 °С).

**Измерение сопротивления обмоток постоянному току.** В соответствии с ПУЭ (гл. 1.8) измерение сопротивления обмоток статора и ротора постоянному току у электродвигателей переменного тока производят в машинах на напряжение 2 кВ и выше и в машинах 300 кВт и более на все напряжения. В электродвигателях переменного тока мощностью 300 кВт и более проверяют сопротивление обмоток статора и ротора. У машин постоянного тока мощностью 200 кВт и возбудителях синхронных генераторов и компенсаторов проверяют сопротивление обмотки возбуждения и обмотки якоря. Измерения выполняют одинарным или двойным мостом постоянного тока или методом амперметра—вольтметра.

Значения сопротивления постоянному току по отдельным фазам не должны отличаться друг от друга и заводских данных более чем на ±2%, а по отдельным параллельным ветвям — более чем на 5%.

**Испытание обмоток повышенным напряжением промышленной частоты** производят для проверки электрической прочности изоляции. Испытательные напряжения промышленной частоты для электрических машин постоянного и переменного тока приведены в ПУЭ.

Проверочному испытанию подвергают электрическую машину, собранную на месте установки и прошедшую сушку. При этом для испытания обмоток статора относительно корпуса машина должна находиться в неподвижном и отключенном состоянии. Перед испытанием повышенным напряжением мегомметром проверяют сопротивление изоляции, уточняя коэффициент абсорбции. Затем машину тщательно очищают и продувают сухим и чистым сжатым воздухом.

Для получения более высокого испытательного напряжения используют испытательные трансформаторы мощностью не менее 1 кВ·А на 1 кВ испытательного напряжения или специальные аппараты. Во время испытаний один вывод источника испытательного напряжения подводят к выводу проверяемой обмотки, а другой — к заземленному корпусу машины.

Полное испытательное напряжение выдерживают *в течение 1 мин,* после чего его плавно снижают до 1/3 значения и отключают. Продолжительность снижения испытательного напряжения не нормируется.

После окончания испытаний повышенным напряжением обмотку разряжают, соединяя с корпусом машины, и вновь проверяют сопротивление изоляции мегомметром.

Машина считается выдержавшей испытание, если *за 1 мин* испытаний не произойдет пробоя или частичного нарушения изоляции. Результаты всех видов испытаний и измерений машин перед пуском оформляют, согласно СНиП, соответствующими протоколами и актами.

## 6.8. Пуск электрических машин. Сдача-приемка смонтированных электрических машин

**Подготовка электрических машин к пуску.** Перед первым пуском электрической машины должны быть выполнены следующие работы: проверка отсутствия в электрической машине посторонних предметов; продувка машины сжатым воздухом; испытания неподвижной электрической машины в соответствии с гл. 1.8 ПУЭ; проверка системы маслосмазки и охлаждения; контроль действия защитной и сигнальной аппаратуры; проверка правильности присоединения выводов машины к сети и надежности заземления корпуса; проворачивание ротора для проверки свободного вращения и смазки подшипников.

**Пробный пуск электрической машины.** Осуществляется в следующей последовательности: определение направления вращения и отсутствие задеваний и ненормальных явлений; пуск электрической машины на более длительное время, определение отсутствия стука в подшипниках, аномальностей в работе машины; контроль нагрева подшипников, вращения смазочных колец, регулировка подачи масла в подшипники; проверка работы системы охлаждения на холостом ходу машины и под нагрузкой; проведение испытаний электрической машины на холостом ходу и под нагрузкой; проверка работы электрической машины под нагрузкой.

**Сдача-приемка смонтированных электрических машин.** Производится в соответствии с требованиями СНиП. При этом рекомендуется следующий объем сдаточной документации: акт о необходимости производства осмотра-ревизии машины с разборкой; протокол осмотра-ревизии электрических машин (если она производилась); формуляр монтажа электрических машин или агрегатов, поступивших в разобранном виде; акт готовности фундамента для установки электрической машины; протокол проверки возможности включения электрической машины без сушки; протокол сушки электрической машины (если она производилась).

После предъявления необходимой сдаточной документации персонал заказчика при участии представителей монтажной и наладочной организации проводит комплексные испытания на холостом ходу и оформляет акт сдачи-приемки электрических машин.

# 7. МОНТАЖ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ КРАНОВ

## 7.1. Общие сведения

Электроснабжение крана осуществляется с помощью главных троллеев, в том числе малогабаритного троллейного шинопровода, стационарных питательных пунктов, по токосъемным контактам которых скользят укрепленные на кране отрезки троллеев («контактные лыжи»); кольцевого токоподвода; гибкого кабеля; стационарного токоподвода (для кранов, установленных на фундаменте). Исполнение электрооборудования (электродвигатели, аппараты и т.п.) кранов должно соответствовать условиям окружающей среды.

Неизолированные токоведущие части электрооборудования крана ограждают, если их расположение не исключает случайного прикосновения к ним лиц, находящихся в кабине управления, на галереях и площадках крана, а также возле него. Электрооборудование с неизолированными токоведущими частями (магнитные контроллеры, ящики сопротивлений и др.), с которого автоматически снимается напряжение при входе в места его расположения, а также электрооборудование, установленное в аппаратных кабинах и других электропомещениях, закрытых во время эксплуатации крана, не ограждается.

В аппаратных, кабинах и других электропомещениях ширина проходов, расположенных как с лицевой, так и с задней стороны щитов и панелей, имеющих сплошные или сетчатые ограждения, должна быть не менее 0,6 м. Расстояние от неогражденных неизолированных токоведущих частей, расположенных на высоте менее 2,2 м по одну сторону прохода до стены и оборудования с изолированными или огражденными токоведущими частями, расположенными по другую сторону прохода, должно быть не менее 1,2 м.

Главные троллеи крана выполняются, как правило, из стали. Допускается их изготовление из алюминиевых сплавов. Применение меди и биметалла для главных троллеев и троллеев крана должно быть специально обосновано. Троллеи делают жесткими или гибкими; они могут подвешиваться на тросах и располагаться в коробах или каналах. При применении жестких троллеев необходимо предусматривать устройства для компенсации линейных изменений, возникающих под влиянием температуры воздуха и осадки здания.

При питании крана электроэнергией гибким кабелем следует руководствоваться требованиями ПУЭ к передвижным токоприемникам. Прокладку проводов на кранах выполняют на лотках, в коробах и трубах, применяя провода и кабели как с медными, так и с алюминиевыми жилами сечением для вторичных цепей соответственно не менее 2,5 и 4 мм$^2$.

Вторичные цепи на кранах, работающих с жидким и горячим металлом (разливочные, заливочные и завалочные краны, краны нагревательных колодцев и др.), и на быстроходных кранах (уборочные краны, перегружатели) выполняются проводами и кабелями с медными жилами и термостойкой изоляцией.

Алюминиевые жилы проводов и кабелей в первичных цепях кранов должны быть многопроволочными сечением не менее 16 мм$^2$. Провода и кабели с однопроволочными алюминиевыми жилами в первичных цепях кранов не применяются.

На электроталях, работающих как отдельно, так и в составе других грузоподъемных машин, применяют защищенные провода с медными жилами сечением: во вторичных цепях и цепях электромагнита тормоза — не менее 0,75 мм$^2$; в цепях электродвигателей — не менее 1,5 мм$^2$. Кроме того, допускается применение защищенных проволочных проводов с алюминиевыми жилами сечением 2,5 мм$^2$.

Заземление и зануление на кранах выполняют в соответствии с требованиями ПУЭ. Допускается присоединение частей, подлежащих заземлению или занулению, к металлическим конструкциям крана. При этом должна обеспечиваться непрерывность электрической цепи металлических конструкций. Если электрооборудование крана установлено на его заземленных металлических конструкциях и на опорных поверхностях предусмотрены зачищенные и незакрашенные места для обеспечения электрического контакта, то дополнительного заземления не требуется.

В электроустановках, для которых в качестве защитного мероприятия применяется заземление или зануление, рельсы кранового пути должны быть соответственно заземлены или занулены.

При установке крана на открытом воздухе рельсы кранового пути, кроме того, должны быть соединены между собой и заземлены; для заземления рельсов необходимо предусматривать не менее двух заземлителей, присоединяемых к рельсам в разных местах. Стыки рельсов, по которым перемещается кран, надежно соединяют путем приварки перемычек, образуя непрерывную электрическую цепь. Кроме того, на кранах, установленных на открытом воздухе, рельсы подкранового пути соединяют между собой. При управлении с пола корпуса кнопочные аппараты управления, выполненные из неизоляционного материала, заземляют не менее чем двумя проводниками.

## 7.2. Монтаж троллеев и электропроводки

**Монтаж троллеев.** Троллейные провода выполняют из гибких голых проводников круглого или профильного сечения, стали жестких профилей (уголок, швеллер, рельс и т.п.) или в виде закрытых

троллейных шинопроводов. Троллейные провода из гибких проводников подвешивают с жестким или свободным креплением. Стальные жесткие профили на опорных конструкциях закрепляют жестко. В качестве опорных конструкций применяют кронштейны различных типов и троллеедержатели.

Монтаж троллейных проводников состоит из работ, выполняемых на строительной площадке, и комплектации в мастерских. Стальные троллеи свободной подвески иногда комплектуют из нескольких стальных проводов круглого сечения диаметром 6—8 или 10 мм (провода соединяют в пучок с помощью коромысла). При такой конструкции должно быть достигнуто одинаковое усилие натяжения каждого провода в пучке для получения необходимого контакта между каждым проводом и токосъемником.

Концы стальных круглых проводов следует соединять электросваркой на стыковом сварочном аппарате. Одновременно осуществляют комплектацию опорных конструкций заводского изготовления. Последняя операция в мастерских — сборка блоков троллеев. Размер блоков определяется возможностью перевозки их на место монтажа. Обычная длина блока 6 м. При сборке блоков на опорные конструкции устанавливают троллеедержатели, на которых монтируют троллеи. Собранные таким образом блоки троллеев доставляют на место их установки и монтируют с применением инвентарных подмостей или люлек аналогично монтажу шинопроводов.

При монтаже крановых троллеев должны соблюдаться следующие основные требования: расстояние просвета между подвижными и неподвижными токоведущими частями должно быть не менее 50 мм; отклонения троллеев от основной оси не должны превышать ±10 мм в горизонтальной и ±20 мм в вертикальной плоскостях; зазор между троллеями в местах установки температурных компенсаторов должен быть не менее 30 мм.

Работу по монтажу главных троллеев начинают с разметки горизонтальной линии трассы, которая отбивается по отметкам подкранового рельса. Затем размечают места установки опорных конструкций, а для троллеев из гибких проводников — также места закрепления натяжных устройств. Максимальное расстояние между опорными конструкциями для жестких троллейных проводников принимают равным 2—3 м, для гибких — 6 м. Опорные конструкции к металлическим и железобетонным подкрановым балкам крепят приваркой, пристреливанием пистолетом или крепежными деталями, заделанными в балки. Натяжные устройства к стенам прикрепляют сквозными болтами. Троллеи натягивают до получения стрелы провеса такой величины, при которой токосъемник может свободно продвигаться между полками

опорных конструкций; необходимый контакт троллея и токоприемника обеспечивается за счет массы троллея.

Для жесткой подвески гибких троллеев применяют троллейный провод специального профиля, который жестко прикрепляют на каждой опоре к изолятору. Работы осуществляют в следующем порядке: троллеи укладывают на опорные конструкции; концы их закрепляют и натягивают до допустимого предела; временно закрепляют на поддерживающих изоляторах, а затем, выбрав натяжной муфтой образовавшийся излишек длины, окончательно закрепляют провод.

Участок крановых троллеев в пределах ремонтного загона электрически изолируют от рабочей части троллеев с помощью изолирующих стыков. Изоляцию стыков выполняют в виде воздушных зазоров такой ширины, чтобы при нормальной работе она перекрывалась токосъемником.

Питающие провода или кабели подсоединяют к гибким троллеям со свободной и жесткой подвесками с помощью контактного башмака. Причем при свободной подвеске питание подводят только к одному из концов троллейной линии. Питающие провода или кабели к троллеям жесткой конструкции подсоединяют через питающие планки.

**Монтаж электропроводки.** Выполняют в стальных трубах и коробах, непосредственно по крану проводом или кабелем марок, соответствующих условиям окружающей среды, путем заготовки блоков электропроводки в мастерских. Условия окружающей среды влияют также на выбор типа проводки, определяемой проектом. Трубы и короба при подходах к зажимам контроллера располагаются таким образам, чтобы обеспечить свободный доступ к частям контроллера. Концы труб при подходе к аппаратуре и провода, выходящие из труб, надежно и жестко закрепляют.

Подводку к ящикам сопротивления выполняют голыми проводами или шинами, прочно закрепленными как в наконечниках, так и в месте соединения их с изолированным проводом или кабелем. Места соединения питающих проводов с выводами обмоток электродвигателей изолируют прорезиненной лентой, лентой из лакоткани и затем повторно прорезиненной лентой, укладывая каждую изоляцию в два слоя.

## 7.3. Монтаж электрических машин и аппаратов

Аппаратуру и электропроводку кабины крана монтируют в мастерских. Затем кабину доставляют на строительную площадку, устанавливают на кран и подключают к его электрической схеме крана. Пускорегулирующие сопротивления, собираемые в виде ящиков сопротивления, выпускаются в открытом и защищенном исполнениях. На кранах их располагают или в кабине управления, или на мосту, а

в помещениях щитов станций управлений — вверху у стены с таким расчетом, чтобы по возможности сократить длину соединительных проводов и обеспечить отвод теплоты, выделяемой ими при работе, не ухудшая этим условий работы проводов и другой аппаратуры.

Ящики сопротивлений устанавливают таким образом, чтобы их элементы располагались «на ребро». Ящики сопротивлений в количестве не более трех можно укреплять непосредственно один над другим. При большем количестве (не более шести) для них изготовляют металлический каркас в виде этажерки. При установке необходимо контролировать, чтобы выводы элементов сопротивлений находились с одной стороны ящиков. Все соединения между ящиками выполняют голыми стальными или медными проводами и шинами. Ошиновку делают максимально короткой.

Тормозные электромагниты устанавливают непосредственно у шкива электродвигателя (на место, предусмотренное для этой цели при изготовлении агрегата на заводе) и закрепляют болтами. При установке обеспечивают строго вертикальное положение электромагнита и одинаковый зазор между тормозными колодками и барабаном по всей длине колодок; при этом перекос недопустим. Не допускаются также заедания и перекосы якоря электромагнита, так как они вызывают перегрев и даже сгорание его обмотки. Сопряжение якоря с тормозом осуществляют таким образом, чтобы обеспечить плавный спуск и подъем тормозных колодок.

# Раздел II. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

## 8. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ХОЗЯЙСТВА

### 8.1. Задачи эксплуатации энергетического хозяйства

Главная задача эксплуатации электрохозяйства промышленных предприятий состоит в организации обслуживания электрических сетей и электрооборудования, исключающего производственные простои из-за неисправности электроустановок, поддерживается надлежащее качество электроэнергии и сохраняющего паспортные параметры электрооборудования в течение максимального времени при минимальном расходе электрической энергии и материалов.

Энергетическая служба обязана обеспечивать надежное, бесперебойное и безопасное снабжение производства всеми видами энергии и энергоносителей, а также выполнение производственной программы предприятия. Важный фактор в работе промышленных предприятий — экономия энергоресурсов.

Почти на каждом предприятии имеются непроизводительные расходы топлива и электроэнергии, например на холостой ход оборудования; потери электроэнергии, связанные с применением недогруженного электрооборудования; неоправданное использование электроосвещения в дневные часы и др.

В связи с этим эксплуатационный персонал обязан:

1. При подготовке к эксплуатации вновь строящихся объектов: участвовать в рассмотрении и согласовании проектных решений технического и рабочего проектов, вопросов выбора электрооборудования; разработке технических заданий при его изготовлении; осуществлять контроль за выполнением строительно-электромонтажных работ; организовывать участие эксплуатационного персонала в пусконаладочных работах и приемке всех выполненных работ по электрооборудованию в соответствии с действующими ПУЭ и СНиП.

2. При эксплуатации электроустановок: осуществлять повседневный технический надзор за работой установок; организовывать выполнение системы планово-предупредительных ремонтов электротехнического оборудования, технических и организационно-технических мероприятий, обеспечивающих надежную экономичную работу всех электроустановок; обеспечивать разработку и внедрение мероприятий по снижению расхода и контролю за рациональным использованием электроэнергии.

## 8.2. Управление энергетическим хозяйством

Руководство энергетическим хозяйством предприятия, его бесперебойное и рациональное снабжение всеми видами энергии, эксплуатация и ремонт энергетического оборудования и энергетических сетей осуществляются *отделом главного энергетика* (ОГЭ).

Отдел возглавляется главным энергетиком, который административно и технически подчиняется непосредственно главному инженеру предприятия. Структура ОГЭ определяется задачами, возлагаемыми на отдел в конкретных условиях каждого предприятия. Несмотря на разнообразие задач и функций энергетической службы на различных предприятиях, организационная структура и масштабы ОГЭ зависят от объема и сложности энергетического хозяйства.

На рис. 8.1 приведена схема организационной структуры ОГЭ для энергетического хозяйства средней сложности. Электрохозяйство является составной частью энергетического хозяйства предприятия.

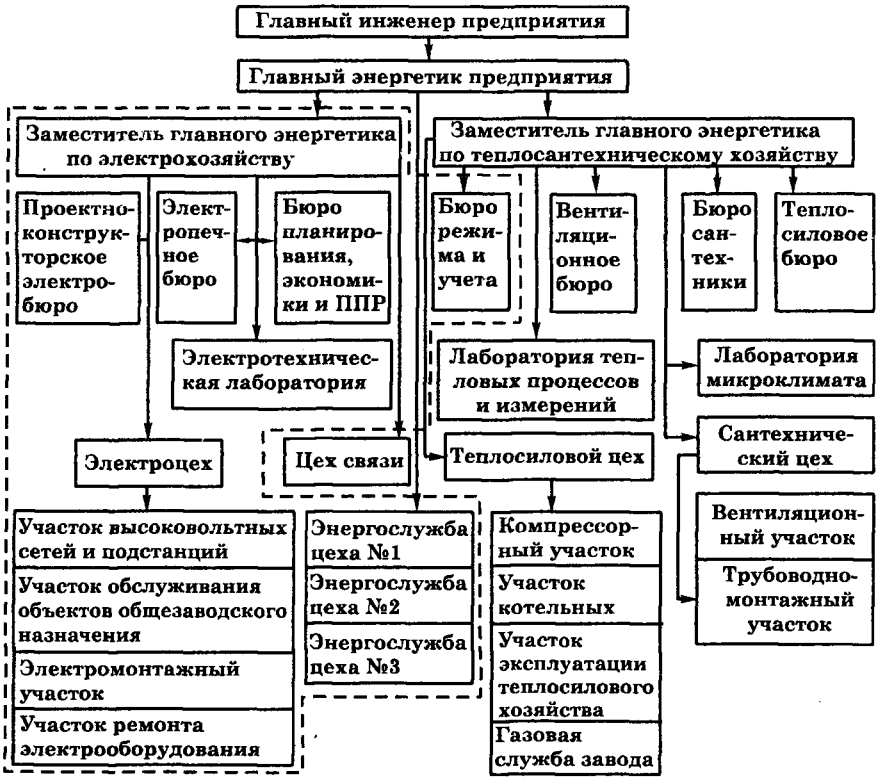



**Рис. 8.1. Схема организационной структуры ОГЭ**

Пунктирной линией обведены подразделения, относящиеся к электрохозяйству или занимающиеся всеми вопросами ОГЭ, включая вопросы электрохозяйства.

Основной задачей проектно-конструкторского бюро является техническое обеспечение эксплуатации оборудования, ремонтных и монтажных работ, проводимых энергетическими цехами.

*Бюро планирования, экономики и планово-предупредительного ремонта* осуществляет планирование работы всех подразделений энергетического хозяйства, проверку выполнения текущих планов всеми подразделениями; анализирует экономическую деятельность энергетической службы, разрабатывает мероприятия по ее совершенствованию.

*Бюро режима и учета* ведет учет расхода энергии и топлива; осуществляет необходимую работу по их экономии.

*Электротехническая лаборатория* выполняет наладку, проверку, приемку оборудования; проводит технический надзор за монтажными, ремонтными и наладочными работами; принимает участие в проверке знаний персонала и т.п.

*Электроцех* осуществляет эксплуатацию подстанций и высоковольтных сетей; обслуживает наиболее сложное оборудование (высоковольтное, электрические печи, грузоподъемные машины и т.п.), установленное в цехах, ремонтирует электрооборудование.

Эксплуатация энергетического хозяйства в цехах осуществляется группой электриков. Они выполняют техническое обслуживание цеховых электроустановок и некоторые виды текущего ремонта.

Для осуществления эксплуатации и ремонта электрооборудования предприятие располагает оперативным, эксплуатационным, ремонтным и ремонтно-эксплуатационным персоналом.

*Оперативный персонал* энергетической службы обеспечивает выработку, распределение, преобразование и учет всех видов энергии и энергоносителей; контроль и необходимую регулировку их параметров; осуществляет наблюдение за режимами работы энергетических установок. К оперативному персоналу относятся дежурные электроподстанций, машинисты котельных, компрессорных, насосных, кислородных и т.п.

*Эксплуатационный персонал* энергетической службы обеспечивает выполнение работ по техническому обслуживанию закрепленного за ним оборудования и сетей.

*Ремонтный персонал* энергетической службы обеспечивает выполнение работ по ремонту энергетического оборудования и сетей.

*Ремонтно-эксплуатационный персонал* входит в состав комплексных ремонтно-эксплуатационных бригад, обеспечивающих выполнение работ по техническому обслуживанию и производству ремонта энергетического оборудования и сетей.

## 8.3. Система планово-предупредительного технического обслуживания и ремонта

На промышленных предприятиях эксплуатацию электроустановок осуществляют в основном на базе *системы планово-предупредительного технического обслуживания и ремонта* (ППТОР). Структурная схема эксплуатации электроустановок приведена на рис. 8.2.

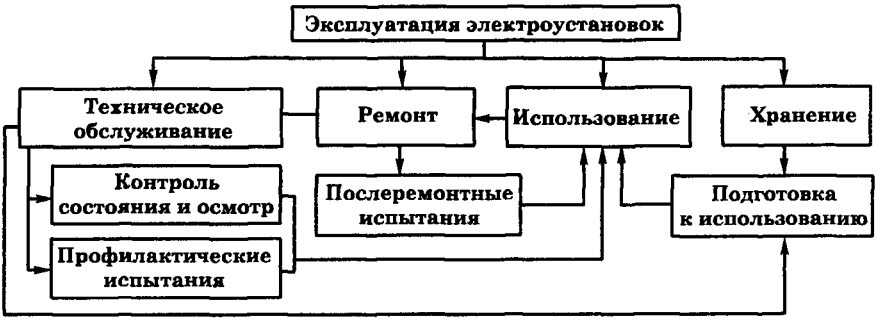



**Рис. 8.2. Структурная схема эксплуатации электроустановок**

Сущность системы ППТОР заключается в том, что помимо повседневного ухода за электроустановками их через определенные промежутки времени подвергают плановым профилактическим осмотрам, проверкам, испытаниям и различным видам ремонта. Система ППТОР позволяет поддерживать нормальные технические параметры электроустановок, снижать расходы на ремонт, улучшать технические характеристики при плановых ремонтах в результате той или иной модернизации.

Трудоемкость ремонтов и продолжительность межремонтных периодов для наиболее распространенных электроустановок нормированы. ППТОР проводятся по заранее составленному плану и обеспечивают безотказную, безопасную и экономичную работу энергетических устройств предприятия при минимальных ремонтных и эксплуатационных затратах.

Профилактическая сущность ППТОР заключается в проведении плановых осмотров, проверки, испытания и ремонта, которые обеспечивают дальнейшую нормальную работу оборудования и сети, после заранее определенной их наработки.

ППТОР предусматривают следующие виды работ: техническое обслуживание, осмотры, проверки (испытания), текущий и капитальный ремонт. В последние годы промышленность перешла на структуру, которая не предусматривает среднего ремонта: работы, входившие в него, относят к текущему либо к капитальному ремонту.

Основой системы ППТОР, определяющей трудовые и материальные затраты на ремонт, является ремонтный цикл и его структура.

*Ремонтный цикл* — это продолжительность работы оборудования в промежутке времени (годы) между двумя капитальными ремонтами. Для нового оборудования ремонтный цикл исчисляется с момента ввода его в эксплуатацию до первого капитального ремонта.

*Структурой ремонтного цикла* называют порядок расположения и чередования различных видов ремонта и осмотров в пределах одного ремонтного цикла. Время работы оборудования, выраженное в месяцах календарного времени между двумя плановыми ремонтами, называется *межремонтным периодом.*

*Техническое обслуживание* — комплекс работ для поддержания оборудования и сетей в исправном состоянии. Оно предусматривает уход за оборудованием; проведение осмотров и систематического наблюдения; контроль режимов работы; соблюдение правил эксплуатации и эксплуатационных инструкций; устранение мелких неисправностей, не требующее отключения оборудования и сетей; регулировку, чистку, продувку и смазку.

*Осмотры* планируются как самостоятельные операции лишь для некоторых видов энергетического оборудования и сетей с относительно большой трудоемкостью ремонта. Во время осмотра проверяют состояние оборудования; проводят чистку, промывку, продувку, добавку или смену изоляционных, смазочных масел; выявляют дефекты эксплуатации и нарушения правил безопасности, уточняют состав и объем работ, подлежащих выполнению при очередном капитальном ремонте.

*Испытания* как самостоятельные операции планируют лишь для особо ответственного энергетического оборудования (например, испытания электрической прочности и сопротивления электрической изоляции). Они обеспечивают контроль за эксплуатационной надежностью и безопасностью обслуживания оборудования и позволяют своевременно обнаружить и предупредить возникновение аварийной ситуации.

*Текущий ремонт* — вид ремонта оборудования и сетей, при котором путем чистки, проверки, замены быстроизнашивающихся частей и покупных изделий, а в необходимых случаях наладки обеспечивается поддержание оборудования или сетей в работоспособном состоянии. Текущий ремонт требует останова оборудования и отключения сетей.

*Капитальный ремонт* — наиболее сложный и полный по объему вид ППТОР. При нем осуществляется полная разборка оборудования или вскрытие сети; восстановление или замена изношенных деталей, узлов элементов или участков; ремонт базовых деталей, обмоток, коммуникационных устройств (траншей, каналов, эстакад, опор и т.п.). Кроме того, проводятся регулирование, наладка и полная программа испытаний, согласно ПТЭ и ПТБ, с доведением всех характеристик и параметров оборудования или сетей до номинальных паспортных данных с обеспечением работоспособности на период до очередного

капитального ремонта. В экономически обоснованных случаях может проводиться модернизация оборудования и сетей. Капитальный ремонт предусматривает останов оборудования и отключение сетей.

Капитальный ремонт может проводиться на специализированных ремонтных предприятиях (СРП) *централизованно* или на предприятиях, эксплуатирующих оборудование, собственными силами *децентрализованно*.

## 8.4. Формы эксплуатации электроустановок

Одним из условий правильного ведения электрохозяйства промышленных предприятий является четкая структура управления. В настоящее время на промышленных предприятиях установились три системы управления электрохозяйством: *децентрализованная, централизованная* и *смешанная*.

При системе *децентрализованного* управления электрохозяйством электроустановки промышленного предприятия находятся в ведении того производственного цеха, в котором они установлены. Децентрализованная форма эксплуатации предусматривает выполнение всех видов работ ППТОР ремонтными службами производственных подразделений при годовой плановой трудоемкости до 2 млн. человекочасов. Обслуживание и планово-предупредительный ремонт цеховых электроустановок производятся штатным эксплуатационным персоналом производственного цеха, административно подчиненным начальнику цеха. Ответственность за состояние и обслуживание внутрицеховых электроустановок несут начальник, механик и энергетик (электрик) цеха.

Технический надзор за обслуживанием и планово-предупредительным ремонтом электроустановок, а также технический инструктаж эксплуатационного энергетического персонала производственных цехов проводятся отделом главного энергетика предприятия.

Объекты электрохозяйства общезаводского назначения, например электростанции, главные понизительные подстанции, центральные распределительные пункты, ВЛ напряжением выше 1 кВ, внутризаводские магистральные электросети, компрессорные и насосные станции, а также электроремонтный цех, находятся в ведении главного энергетика предприятия.

При системе *централизованного* управления электрохозяйством как текущий и капитальный ремонты всех электроустановок предприятия, так и изготовление запасных частей производятся в централизованном порядке электроремонтным цехом или мастерской, входящей в состав электроцеха. Централизованная форма эксплуатации предусматривает выполнение всех видов работ ППТОР при годовой плановой трудоемкости до 3 млн. человекочасов персоналом службы главного энергетика предприятия.

Эксплуатация и ремонт всех электроустановок предприятия, как общезаводского, так и в производственных цехах, находятся в ведении одного электроцеха (или энергоцеха), подчиненного главному энергетику предприятия. Электротехнический персонал всего предприятия технически и административно подчинен главному энергетику. Централизованная система находит применение, как правило, на более мелких предприятиях.

При системе как децентрализованного, так и централизованного управления общие вопросы ведения электрохозяйства (планирование расхода электроэнергии и отчетность, разработка норм удельных расходов электроэнергии и контроль за их выполнением, установление режима работы электроустановок, составление электробаланса и др.) входят в функции отдела главного энергетика.

*Смешанная* форма эксплуатации электроустановок предусматривает выполнение всех видов работ ППТОР при годовой плановой трудоемкости до 5 млн. человекочасов и более.

## 8.5. Порядок приемки в эксплуатацию вновь смонтированных электроустановок

Смонтированное электрооборудование и сети принимают в эксплуатацию государственные приемочные комиссии. До предъявления объектов государственным комиссиям рабочие комиссии, назначаемые заказчиком, должны проверить соответствие объектов и смонтированного оборудования проектам; результаты испытаний и комплексного апробирования оборудования; подготовленность объектов к нормальной эксплуатации и выпуску продукции, включая выполнение мероприятий по обеспечению здоровых и безопасных условий труда и защиты природной среды; качество строительно-монтажных работ и принять эти объекты.

По результатам проверок составляют акт о готовности объекта для предъявления государственной приемочной комиссии по установленной форме. В ее состав включаются представители заказчика — председателя комиссии, генерального подрядчика, субподрядных организаций, генерального проектировщика, органов государственного санитарного и пожарного надзора, технической инспекции профсоюзов, профсоюзной организации заказчика.

Государственные приемочные комиссии принимают законченные строительством объекты, подготовленные к эксплуатации (укомплектованные эксплуатационными кадрами, обеспеченные энергоресурсами, сырьем и др.), на которых устранены все недоделки и на установленном оборудовании начат выпуск продукции.

Приемка в эксплуатацию объектов оформляется актами, которые подписываются председателем и всеми членами комиссии.

# 9. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ВНУТРИЦЕХОВЫХ СЕТЕЙ И ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

## 9.1. Приемка в эксплуатацию внутрицеховых электросетей и осветительных электроустановок после монтажа

При приемке в эксплуатацию вновь смонтированных электросетей и осветительных установок комиссия отмечает следующие положения:

— кабели и провода должны иметь защиту в местах, подверженных механическим повреждениям, а в местах сближения с горячими трубопроводами — тепловую защиту или теплостойкую изоляцию;

— электропроводка должна быть хорошо закреплена и не иметь провисаний;

— при прокладке кабелей в каналах производственных помещений не должно быть покрова из опасной в пожарном отношении кабельной пряжи;

— трубы не должны иметь вмятин или иных повреждений, которые могут затруднить протягивание через них проводов и кабелей;

— проходы незащищенных проводов через стены, где обычно скапливаются влага и пыль, должны быть выполнены в изоляционных трубах;

— светильники аварийного освещения должны иметь окраску или какие-либо другие опознавательные знаки, отличающие их от других светильников;

— высота подвеса светильников во избежание слепящего действия должна соответствовать нормам;

— станции управления, автоматы, пускатели и рубильники должны быть снабжены надписями, точно определяющими их назначение;

— переносные светильники ремонтного освещения должны питаться от сети напряжением 36 В;

— концевые кабельные муфты и заделки должны быть закреплены и заземлены;

— разделительные уплотнения проводов и кабелей, проложенных в трубах во взрывоопасных зонах, должны быть выполнены в коробках КПЛ с внутренним (локальным) объемом, предусматривающим возможность испытания надежности выполнения разделительного уплотнения.

При приемке в эксплуатацию вновь смонтированных силовых и осветительных электропроводок напряжением до 1 кВ мегомметром (на напряжение 1 кВ) проверяют сопротивление их изоляции. Измерение проводят на участке между двумя смежными автоматами (предохранителями) или за последними автоматами (предохранителями) между любым проводом и землей, а также между двумя любыми проводами. Сопротивление изоляции в силовых цепях измеряют при

отключенных токоприемниках, аппаратах и приборах. В осветительных цепях должны быть лампы вывернуты, а штепсельные розетки, выключатели, автоматы и групповые щитки присоединены к сети. Изоляция силовых и осветительных электропроводок признается удовлетворительной, если ее сопротивление составляет *не менее 0,5 МОм.*

Разделительные уплотнения в коробках для локальных испытаний типа КПЛ, установленные на трубопроводах во взрывоопасных зонах классов В-I, В-Iа, В-II, испытывают давлением 250 кПа (2,5 кг/см$^2$) *в течение 3 мин*; допускается падение давления в разделительном уплотнении не более чем до 200 кПа (2,0 кг/см$^2$).

При локальных испытаниях разделительных уплотнений трубопроводы давлением не испытываются. В случае установки на трубопроводе для разделительного уплотнения одной коробки КПЛ испытывается весь трубопровод, расположенный во взрывоопасной зоне после разделительного уплотнения. Трубопроводы после монтажа проводов и кабелей испытывают на плотность, включая и разделительное уплотнение, сжатым воздухом с давлением: 250 кПа (2,5 кг/см$^2$) в зонах класса В-I; 50 кПа (0,5 кг/см$^2$) в зонах классов В-Iа и В-II. При этом *в течение 3 мин* давление не должно уменьшаться более чем на 50%. При испытании трубопроводов давлением клеммные коробки уплотняют резиновыми прокладками, которые снимают по окончании испытания.

## 9.2. Эксплуатация внутрицеховых электросетей

При эксплуатации внутрицеховых электросетей большое значение имеет состояние электроизоляционных материалов, применяемых в проводах. При загрязнении понижаются электроизоляционные свойства *изоляции.* Перегрев изоляции одновременно с понижением электроизоляционных свойств делает ее хрупкой и механически менее прочной. В результате возникают электрические пробои, приводящие к преждевременному выходу из строя электропроводок.

Вторым элементом внутрицеховых электросетей, обуславливающим надежную их эксплуатацию, являются *электрические контакты*, которые при эксплуатации постепенно окисляются и ослабевают. В результате этого увеличивается переходное сопротивление контактов, что вызывает их недопустимый перегрев и понижение качества. Чтобы обеспечить бесперебойную работу внутрицеховых сетей и нормальный срок их службы, в процессе эксплуатации производят необходимую проверку, затем, при необходимости, своевременный ремонт.

Частота осмотров внутрицеховых электросетей зависит в основном от условий эксплуатации и состояния окружающей среды. Во влажных, пыльных цехах, содержащих пары и газы, оказывающие вредное воздействие на изоляцию электрических сетей, осмотр производят

чаще, чем в цехах с нормальной средой. Сроки и содержание осмотров электросетей утверждает главный энергетик предприятия в соответствии с действующими Правилами технической эксплуатации (ПТЭ) с учетом специфических особенностей каждого предприятия.

В помещениях с нормальной средой осмотр внутрицеховых сетей обычно производят 1 раз в 6 мес, а в помещениях с неблагоприятной средой — 1 раз в 3 мес.

Осмотр внутрицеховых электросетей проводит персонал соответствующей квалификации с обязательным соблюдением мер предосторожности. О всех выявленных при осмотре электросетей неисправностях ставят в известность непосредственного начальника и одновременно делают соответствующую запись в эксплуатационном журнале.

При осмотре внутрицеховых электросетей проверяют общее состояние наружной части электрической изоляции и отсутствие в ней видимых повреждений: прочность закрепления электропроводки и конструкций, поддерживающих кабели и другие элементы электросети, отсутствие натяжения проводки в местах ответвлений.

При осмотре автоматов, станций управления и предохранителей проверяют их исправность и соответствие нагрузке и сечению проводов. В местах возможного поражения электрическим током проверяют наличие предупреждающих плакатов, надписей и заграждений, а также состояние кабельных воронок, отсутствие в них течи, наличие бирок, плотность контактов в местах присоединения жил кабелей.

При осмотре электросетей необходимо также проверять состояние заземляющих устройств и надежность контактных соединений в них.

Во время осмотра внутрицеховых электросетей дежурному электромонтеру разрешается производить включение автоматов, замену трубчатых и пробочных предохранителей без снятия напряжения. Замену плавких вставок открытого типа и мелкий ремонт осветительной электропроводки можно производить лишь при отключенном напряжении.

Кроме указанных осмотров необходимо осуществлять контроль за состоянием внутрицеховых электросетей с помощью периодических измерений величин сопротивления их электрической изоляции, нагрузок и электрического напряжения сети в различных точках. Периодичность, а также выбор точек для указанных измерений зависят от местных условий и приводятся в инструкциях предприятий. Обычно величину сопротивления изоляции электросетей проверяют в сырых и пыльных помещениях 2 раза, а в помещениях с нормальной средой — 1 раз в год.

Принимая внутрицеховые электросети после капитального ремонта, их изоляцию испытывают напряжением 1 кВ промышленной частоты *в течение 1 мин.* Если сопротивление изоляции составляет

*не менее 0,5 МОм*, то испытание проводят с помощью мегомметра на 2,5 кВ. При величине сопротивления изоляции менее 0,5 МОм испытание повышенным напряжением промышленной частоты является обязательным.

Во время эксплуатации внутрицеховых электросетей контролируют электрические нагрузки. Перегрузки электрических сетей в течение продолжительного времени приводят к ухудшению их изоляции и сокращению длительности работы. Если произведенные проверки покажут, что перегрузки электрических сетей являются систематическими, то необходимо принять меры к разгрузке сетей или к их реконструкции. При усилении электросети следует контролировать, чтобы токи в новых проводах и кабелях не превышали показателей, установленных ПУЭ.

Важное значение для правильной эксплуатации электрооборудования имеет напряжение, подводимое к электроприемникам, которое не остается постоянным в течение суток. В часы максимального потребления электроэнергии напряжение в электросетях понижается, а при спаде потребления — повышается.

Для внутрицеховых электросетей считаются допустимыми колебания напряжения: для электродвигателей в пределах +5% от номинального напряжения (в отдельных случаях возможны отклонения от номинального от –5 до +10%); для наиболее удаленных ламп рабочего освещения в промышленных предприятиях — от –2,5 до +5%. Если проверками установлено, что колебания напряжения превышают указанные значения, то необходимо принять меры для поддержания его в пределах нормы.

## 9.3. Эксплуатация осветительных электроустановок

При недостаточной освещенности производственных цехов ухудшается зрение и падает производительность труда рабочих, снижается качество выпускаемой продукции. Поэтому для промышленных предприятий разработаны и являются обязательными нормы минимальной освещенности, предусмотренные СНиП и ПУЭ. Величины освещенности по этим нормам зависят от характера производства и тем выше, чем большая точность требуется при выполнении технологических процессов и производственных операций.

При проектировании и светотехнических расчетах освещенность принимают несколько большую, чем требуется по нормам. Данный запас обусловливают тем, что во время эксплуатации уровень первоначальной (проектной) освещенности с течением времени неизбежно снижается. Это происходит за счет постепенного уменьшения светового потока светильников, загрязнения арматуры и некоторых других причин.

Однако принимаемый при проектировании и расчетах запас освещенности является достаточным при нормальной эксплуатации электроосветительных установок: регулярной очистке светильников, световодов, своевременной смене ламп и т.п. При неудовлетворительной эксплуатации принятый запас освещенности не может компенсировать понижающегося уровня освещенности, и она становится недостаточной.

Следует иметь в виду, что на освещенность помещения большое влияние оказывает цвет окраски стен и потолков и их состояние. Окраска в светлые тона и регулярная очистка от загрязнения способствуют обеспечению требуемых норм освещенности.

*Периодичность осмотров* осветительных электроустановок зависит от характера помещений, состояния окружающей среды и устанавливается главным энергетиком предприятия. Ориентировочно для запыленных помещений с агрессивной средой можно принять необходимую периодичность осмотров рабочего освещения *1 раз в 2 мес*, а в помещениях с нормальной средой — *1 раз в 4 мес*. Для установок аварийного освещения сроки осмотров сокращают в 2 раза.

При осмотрах осветительных электроустановок проверяют состояние электропроводки, щитков, осветительных приборов, автоматов, выключателей, штепсельных розеток и других элементов установки. Проверяют также надежность имеющихся в установке контактов: ослабленные контакты должны быть затянуты, а обгоревшие — зачищены или заменены новыми.

В производственных цехах промышленных предприятий существуют два способа смены светильников: индивидуальный и групповой.

При *индивидуальном* способе светильники заменяют по мере их выхода из строя; при *групповом* способе их заменяют группами (после того, как они отслужили положенное количество часов). Второй способ экономически более выгодный, так как может быть совмещен с очисткой светильников, но связан с большим расходом ламп. При замене не следует использовать лампы большей мощности, чем это допускается для осветительного прибора. Завышенная мощность ламп приводит к недопустимому перегреву светильников и патронов и ухудшает состояние изоляции проводов.

Светильники и арматуру очищают от пыли и копоти в цехах с небольшим выделением загрязняющих веществ (механические и инструментальные цеха, машинные залы, кожевенные заводы и т.п.) *2 раза в мес*; при большом выделении загрязняющих веществ (кузнечные и литейные цеха, прядильные фабрики, цементные заводы, мельницы и др.) — *4 раза в мес*.

Очищают все элементы светильников — отражатели, рассеиватели, лампы и наружные поверхности арматур. Очистку окон для

естественного освещения проводят по мере их загрязнения. Рабочее и аварийное освещение в производственных цехах включают и выключают по графику лишь тогда, когда естественное освещение недостаточно для производства работ.

Электроосветительные установки при эксплуатации подвергают ряду проверок, испытаний. Сопротивление изоляции рабочего и аварийного освещения проверяют в порядке, указанном в п. 9.2 настоящей главы. Исправность системы аварийного освещения проверяют, отключая рабочее освещение, *не реже одного раза в квартал*. Автомат или блок аварийного переключения освещения проверяют один раз в неделю в дневное время.

У стационарных трансформаторов на напряжение 12—36 В изоляцию испытывают *1 раз в год*, а у переносных трансформаторов и ламп на 12—36 В — *каждые 3 мес*.

Фотометрические измерения освещенности в основных производственных и технологических цехах и помещениях с контролем соответствия мощности ламп проекту и расчетам проводят *1 раз в год*. Освещенность проверяют с помощью люксметра во всех производственных цехах и на основных рабочих местах. Полученные значения освещенности должны — соответствовать расчетным и проектным. Перед тем как приступить к проверке освещенности, необходимо установить места, на которых целесообразно измерить освещенность. Результаты осмотров и проверок оформляют актами, утвержденными главным энергетиком предприятия.

## 9.4. Особенности эксплуатации газоразрядных источников света и металлогалогенных ламп для световодов

Электропромышленность изготовляет следующие газоразрядные источники света с лампами: люминесцентные ртутные низкого давления; дуговые ртутные высокого давления (типа ДРЛ); ксеноновые (типа ДКсТ) высокого давления с воздушным охлаждением и сверхвысокого давления с водяным охлаждением; натриевые лампы высокого и низкого давления. Наибольшее распространение получили первые два типа ламп.

Газоразрядные лампы имеют следующие основные особенности. Световой коэффициент полезного действия (КПД) ламп накаливания находится в пределах 1,6—3%, а их световая отдача не превышает 20 лм/Вт потребляемой мощности для мощных ламп и снижается до 7 лм/Вт для ламп мощностью до 60 Вт. Световой КПД люминесцентных ламп и ламп ДРЛ достигает 7%, а световая отдача превышает 40 лм/Вт. Однако такие лампы включаются в электрическую сеть только через пускорегулирующую аппаратуру (ПРА). Для зажигания

люминесцентной лампы и особенно лампы ДРЛ требуется некоторое время (от 5 с до 3—10 мин).

Основным элементом пускорегулирующего аппарата обычно служит индуктивное сопротивление (реактор), ухудшающее коэффициент мощности; поэтому применяют конденсаторы, встраиваемые в современные пускорегулирующие аппараты.

Промышленность выпускает люминесцентные лампы общего назначения мощностью от 4 до 200 Вт. Лампы мощностью от 15 до 80 Вт выпускаются серийно в соответствии с ГОСТами. Остальные лампы изготовляют небольшими партиями по соответствующим техническим условиям.

Одна из особенностей эксплуатации люминесцентного освещения заключается в затруднении поиска неисправности по сравнению с использованием ламп накаливания. Это объясняется тем, что наиболее распространенная схема включения люминесцентных ламп содержит стартер и дроссель (балластное сопротивление) и становится гораздо сложнее схемы включения лампы накаливания.

Другой особенностью люминесцентного освещения является то, что для нормального зажигания и работы люминесцентной лампы напряжение сети не должно быть менее 95% от номинального. Поэтому при эксплуатации люминесцентных ламп необходимо контролировать напряжение сети. Нормальный режим работы люминесцентной лампы обеспечивается при температуре 18—25 °С, при более низкой температуре люминесцентная лампа может не зажечься.

Во время эксплуатации осмотр люминесцентных ламп проводится чаще, чем ламп накаливания. Осмотр люминесцентных ламп рекомендуется проводить ежедневно, а очистку от пыли и проверку исправности — не реже одного раза в месяц. При эксплуатации необходимо учитывать также, что после окончания нормального срока службы люминесцентной лампы (около 5 тыс. ч) она практически теряет свои качества и подлежит замене.

Лампа, при работе которой наблюдаются мигание или свечение только на одном конце, подлежит замене. Если при работе люминесцентного освещения отмечается шум, то проверяют прочность крепления балластного сопротивления. В случае сохранения шума, балластное сопротивление заменяют новым.

В настоящее время в нефтяной, газовой и других отраслях народного хозяйства для освещения взрывоопасных зон и установок применяют комплектные осветительные устройства (КОУ) со щелевыми световодами (ЩС).

Способ освещения помещений и установок с помощью *щелевых световодов* является принципиально новым. Световые комплексы

поставляются заводом-изготовителем полностью укомплектованными всем необходимым для монтажа и эксплуатации (включая источники света и электротехнические блоки, содержащие ПРА), зажигающие и предохраняющие элементы, монтажные узлы и др.) и собираются у потребителя.

В осветительных устройствах, выпускаемых в настоящее время, в качестве источников света используются металлогалогенные зеркальные лампы ДРИЗ-700 и лампы-фары с металлогалогенными горелками ЛФМГ-400 и ЛФМГ-250 (для световодов диаметром 250 и 600 мм).

Ввиду того что конструктивное исполнение камер для источников света и ПРА исключает возможность их установки во взрывоопасных зонах, камеры и электроаппараты размещают вне освещаемых взрывоопасных помещений.

Конструкция КОУ исключает возможность попадания искры в освещаемое помещение при повреждении элементов приборов. Это требование обеспечивается надежной герметизацией переходного цилиндра в стене здания и иллюминаторов в самом переходном цилиндре.

Область применения КОУ определяется их преимуществами, основными из которых являются: большая протяженность светящей полосы с несимметричным в продольных плоскостях светораспределением, обеспечивающим высокую равномерность освещения; наличие холодных цилиндрических каналов без электрического потенциала ЩС; незначительное влияние окружающей среды на параметры в процессе эксплуатации благодаря особым аэродинамическим свойствам цилиндрических каналов, оптическая щель которых практически не загрязняется; концентрация нескольких газоразрядных ламп (для КОУ диаметром 600 мм) в одной точке обслуживания с возможностью их одновременного или раздельного включения.

КОУ позволяют обеспечить: создание высококачественного и безопасного освещения, прежде всего взрывоопасных и пожароопасных помещений; резкое сокращение количества используемых ламп и светильников, эксплуатационных расходов, протяженности и стоимости распределительной электрической сети и трудоемкости работ по монтажу осветительных установок.

## 10. ЭКСПЛУАТАЦИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

### 10.1. Приемка кабельных линий в эксплуатацию

При эксплуатации силовых кабельных линий (КЛ), должны проводиться техническое обслуживание и капитальный ремонт, направленные на обеспечение их надежной работы.

Функционирование кабельных линий достигается при условии соблюдения ПТЭ. Предприятия, для которых сооружаются кабельные линии, осуществляют технадзор за качеством прокладки скрыто проложенных кабелей и правильностью монтажа кабельных муфт. Работники, осуществляющие технадзор, назначаются предприятием-заказчиком.

В техническую документацию, представляемую приемочной комиссии, должны входить следующие документы: технический проект на строительство КЛ; исполнительный чертеж трассы, согласованный с заинтересованными организациями; акты приемки траншей, каналов, тоннелей, блоков и т.п. под монтаж кабелей; акты на скрытые работы по прокладке труб; протоколы заводских испытаний барабанов с кабелем, а при их отсутствии — протоколы испытаний кабелей до прокладки на монтажной площадке; протоколы осмотра и проверки изоляции кабелей на барабанах перед прокладкой; протоколы прогрева кабелей на барабане перед прокладкой при низких температурах (если производился прогрев); акты осмотра кабельной канализации в траншеях и каналах перед закрытием; акты (журналы) разделки кабельных муфт напряжением выше 1 кВ (кроме соединительных эпоксидных муфт); контрольно-учетные паспорта на соединительные эпоксидные муфты напряжением выше 1 кВ; протоколы испытания повышенным напряжением выпрямленного тока силовых кабелей после монтажа; протоколы измерения сопротивления изоляции кабелей перед включением; схему КЛ с указанием заводских номеров барабанов проложенных кабелей и их длины, последовательности укладки барабанов и нумерации соединительных муфт при прокладке кабелей в траншее (для кабельных линий напряжением выше 1000 В).

В результате осмотра принимаемой в эксплуатацию кабельной линии комиссия делает заключение о наличии защищенности мест возможных повреждений кабелей трубами, коробами и др.; надежном закреплении в конечных пунктах, в местах изгибов, у соединительных муфт, воронок и т.п.; отсутствии наружного покрова из пожароопасной кабельной пряжи у кабелей, проложенных в трубах, туннелях, коллекторах, каналах и производственных помещениях; наличии на проложенных кабелях бирок с указанием марки, напряжения, сечения и длины кабелей. На бирках муфт и заделок, кроме того, должны быть указаны дата и фамилия кабельщика, производящего работы. Перед приемкой кабелей в эксплуатацию они проходят испытания в соответствии с ПУЭ и установленными нормами.

## 10.2. Эксплуатация кабельных линий

При эксплуатации кабельных линий необходимо вести наблюдение и контроль за их трассами и нагрузкой. В процессе эксплуатации кабелей важно регулярно проводить их паспортизацию. Паспорт кабельной линии кроме технической характеристики кабелей и условий их прокладки содержит сведения о результатах предыдущих испытаний и ремонтов, что помогает установить правильный режим их эксплуатации.

Все смонтированные кабели должны иметь маркировку (бирки) стандартной формы: *круглой* — для силовых кабелей высокого напряжения; *прямоугольной* — для силовых кабелей до 1 кВ, *треугольной* — для контрольных кабелей. Для кабелей, проложенных в земле и сооружениях, применяют бирки из пластмассы, привязываемые к кабелю оцинкованной проволокой. Надписи на пластмассовых бирках выполняют несмываемыми красками, на металлических набивают буквы и цифры. Бирки на кабелях, проложенных в земле, устанавливают через каждые 100 м трассы (на всех поворотах, у каждой муфты и при входах в сооружения) и обматывают двумя-тремя слоями смоляной ленты.

Кабельные трассы маркируют опознавательными знаками (пикетами), устанавливаемыми в виде столбиков из бетона. Допускаются опознавательные знаки в виде надписей на стенах постоянных сооружений. Пикетные столбики (или надписи на стенах) делают через каждые 100—150 м трассы, на всех поворотах и у мест нахождения соединительных муфт.

Необходимо следить, чтобы кабельная линия (трасса) содержалась в чистоте, вблизи нее не было ненужных предметов, мешающих проведению работ по ликвидации аварий и ремонту кабелей, проложенных в земле. Поверхностный слой земли на трассе не должен иметь провалов, размывов и других неровностей, которые могут вызвать повреждение кабелей. Следует обращать внимание на обеспечение сохранности кабелей при выполнении земляных работ вблизи кабельных трасс. Также работы можно проводить только по предварительному согласованию с главным энергетиком предприятия. В необходимых случаях он устанавливает надзор за ходом работ, с тем чтобы обеспечить сохранность проложенных кабелей.

Большую опасность для проложенных в земле кабелей представляют земляные работы, выполняемые механизированным способом. Допускаемые границы выполнения таких работ зависят от типа и марки применяемых механизмов. Однако во всех случаях расстояние от трассы кабеля должно быть не менее 1 м. На более близком расстоянии от трассы работы выполняют только вручную лопатами.

*Периодичность осмотров* устанавливает главный энергетик предприятия, руководствуясь местными условиями.

Необходимо учитывать, что ПТЭ предписывается следующая периодичность осмотров кабельных трасс: кабелей в траншеях, коллекторах и туннелях — *1 раз в 3 мес*; кабелей в колодцах и концевых муфт на линиях напряжением 1 кВ — *1 раз в 6 мес*; концевых муфт кабелей напряжением до 1 кВ — *1 раз в 12 мес*; кабельных муфт в трансформаторных помещениях, распределительных пунктах и ПС — одновременно с осмотром другого оборудования.

Для учета неисправностей, выявленных при осмотрах кабельных трасс, и контроля за своевременным их устранением на предприятиях ведется специальный журнал, заполняемый персоналом, осуществляющим работы на трассах. При обнаружении дефектов, требующих немедленного устранения, лицо, осуществляющее осмотр, безотлагательно ставит об этом в известность своего руководителя.

В туннелях, коллекторах и аналогичных кабельных сооружениях обращают внимание на содержание их в чистоте (отсутствие остатков материалов и др.). Осмотр этих сооружений обычно проводят два лица, сначала проверяя с помощью газоанализатора отсутствие в них газа. Затем проверяют состояние освещения и вентиляции; измеряют внутреннюю температуру, которая не должна превышать температуру наружного воздуха более чем на 10 °С; осматривают антикоррозионные покровы кабелей, внешнее состояние муфт; следят за отсутствием натяжений, смещений, провесов кабелей и т.п.

Особое внимание обращают на кабели, проложенные в районах прохождения электрифицированного транспорта. В течение первого года эксплуатации такой кабельной линии необходимо *не менее 2 раз* измерять уровни потенциалов и блуждающих токов.

При эксплуатации кабелей следят за их номинальной *нагрузкой*. Систематические перегрузки кабелей приводят к ухудшению состояния изоляции и сокращают срок их службы. Поэтому при эксплуатации кабельных линий периодически контролируют соответствие нагрузки проекту. Максимально допустимые нагрузки для кабелей приведены в ПУЭ по участку трассы, имеющему наихудшие тепловые условия при длине не менее 10 м.

Нагрузку кабелей контролируют в сроки, определяемые главным энергетиком предприятия, но *не менее 2 раз в год*. Один раз контроль осуществляют в период осенне-зимнего максимума нагрузки. Наблюдения проводят по показаниям амперметров на питающей ПС, а при их отсутствии — с помощью токоизмерительных клещей.

Для кабелей напряжением до 10 кВ допускаются *перегрузки* 15—30% только на время ликвидации аварий, но *не более чем на 5 сут*. Перегрузки допускаются только в том случае, если в период, предшествующий аварии, максимальная нагрузка кабеля не превышает 80% допустимой.

При прокладке кабелей в почве, агрессивной по отношению к их металлическим оболочкам (болота, солончаки, насыпной грунт со шлаком и строительным материалом), возникает почвенная коррозия свинцовых оболочек, что приводит к их разрушению. В этих случаях проверяют коррозионную активность грунта относительно свинцовой оболочки кабелей. Проверку осуществляют, сравнивая фактическое удельное электрическое сопротивление и данные анализа проб грунта и воды с соответствующими допускаемыми значениями, приведенными в Правилах защиты подземных металлических сооружений от коррозии.

## 10.3. Определение мест повреждений кабельных линий

**Виды повреждений кабельных линий.** По характеру повреждений в трехфазных кабельных линиях различают следующие их виды: повреждение изоляции, вызывающее замыкание одной фазы на землю; повреждение изоляции, вызывающее замыкание двух или трех фаз на землю либо двух или трех фаз между собой; обрыв одной, двух или трех фаз без заземления или с заземлением как оборванных, так и необорванных жил; заплывающий пробой изоляции; повреждения линии одновременно в двух или более местах, каждое из которых может относиться к одной из вышеуказанных групп.

Аналогичные виды повреждений могут быть и в четырехжильных кабельных линиях до 1000 В.

Наиболее распространенным видом повреждения кабельных линий является повреждение изоляции между жилой и металлической оболочкой кабеля или муфты, т.е. однофазное повреждение.

Для определения места повреждения необходимо иметь малое переходное сопротивление в месте повреждения кабельной линии. Снижение переходного сопротивления до необходимого уровня осуществляется *прожиганием* изоляции в месте повреждения кенотронно-газотронной установкой.

При прожигании мест повреждений кабельных линий, проложенных в туннелях, коллекторах, подвалах и других помещениях, необходимо выставлять наблюдателей для обнаружения мест повреждений и предотвращения возможности возгорания кабелей.

Перед производством измерений кабельная линия должна быть отсоединена разъединителями от питающего источника, а от линии должны быть отсоединены все электроприемники.

После проведения всех необходимых измерений составляется схема вида повреждения кабельной линии, которая заносится в протокол измерения.

**Методы определения мест повреждений кабельных линий.** В кабельных линиях определяют сначала зону повреждения, а затем уточняют место повреждения непосредственно на трассе.

Для определения *зоны повреждения* линии применяют следующие методы: импульсный, колебательного разряда, петли и емкости.

Для определения *места повреждения* непосредственно на трассе рекомендуется применять следующие методы: индукционный, акустический и метод накладной рамки.

**Импульсный метод** применяется для определения расстояния до места повреждения в кабельных и воздушных линиях (при однофазных и межфазных замыканиях, а также при обрывах жил).

Работы производят с помощью приборов ИКЛ-5, Р5-1А, Р5-5, которые посылают в кабель кратковременный импульс переменного тока. Дойдя до места повреждения, импульс тока отражается и возвращается обратно. Характер повреждения кабеля (короткое замыкание или обрыв) определяют по изображению, появляющемуся на экране электронно-лучевой трубки. Расстояние до места повреждения можно определить, зная время прохождения импульса и скорость его распространения.

При измерениях приборами ИКЛ-5, Р5-1А погрешность обычно не превышает 1,5%, а прибором Р5-5 — 0,5%, что вполне допустимо. Достоинствами этого метода являются быстрота, наглядность и простота измерений; возможность определения любых видов повреждений, в том числе в разных местах кабеля при условии, что переходное сопротивление не превышает 200 Ом. При этом, как правило, достаточно произвести измерения только на одном конце линии, не производя никаких присоединений на противоположном ее конце, а путем непосредственного измерения расстояний от конца линии до места повреждения кабеля по экрану или шкале калиброванной задержки независимо от длины и типа кабельной линии.

**Метод колебательного разряда** заключается в измерении периода (полупериода) свободных колебаний, возникающих в заряженной кабельной линии при пробое изоляции в месте повреждения от выпрямительной установки. При пробое изоляции происходит разряд в кабеле колебательного характера. Период колебаний $T$ этого разряда соответствует времени четырехкратного пробега волны до места повреждения, поэтому

$$T = 2t = 4l_x / v,$$

где $l_x$ — расстояние до места пробоя, м; $v$ — скорость распространения волны колебания, равная $160 \cdot 10^3$ км/с.

Обычно прибором ЭМКС-58М измеряют только время полупериода колебания. Тогда $l_x = t/2v$.

Расстояние до места повреждения фиксируется по шкале прибора, градуированной в километрах.

**Метод петли** применяют для определения зоны повреждения при одно- и двухфазных замыканиях при наличии одной неповрежденной

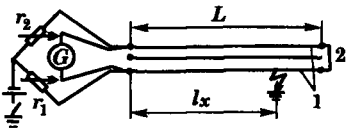



**Рис. 10.1. Схема определения места повреждения кабеля методом петли: 1 — фазы испытываемой кабельной линии; 2 — перемычка (закоротка); $r_1$, $r_2$ — регулируемые плечи моста; $L$ — длина кабельной линии; $l_x$ — расстояние от конца линии до места повреждения**

жилы или параллельного кабеля с неповрежденными жилами.

Метод основан на принципе измерительного моста постоянного тока, позволяющего определить отношение сопротивлений поврежденной жилы кабеля от места измерения до точки замыкания и обратной петли. Для этого поврежденную и неповрежденную жилы кабеля соединяют на одном конце линии перемычкой в форме петли (рис. 10.1). В результате образуется четырехплечевой мост: регулируемые сопротивления $r_1$, $r_2$ и сопротивления жил кабеля (поврежденной и неповрежденной).

После уравновешивания моста с помощью сопротивлений $r_1$ и $r_2$ расстояние от места измерения до места повреждения линии определяется по формуле

$$l_x = 2Lr_1/(r_1 + r_2), \text{ м},$$

где $L$ — длина кабельной линии, м.

**Метод емкости** применяют для определения зоны повреждения при обрывах одной или нескольких жил кабельной линии, если хотя бы с одной стороны от повреждения изоляция не пробита. Основа метода — зависимость емкости кабеля от его длины. Емкость оборванной жилы измеряют с помощью моста переменного тока (рис. 10.2, *а*) или баллистического гальванометра на постоянном токе (рис. 10.2, *б*).

В первом случае плечи моста переменного тока образуются регулируемыми комбинированными сопротивлениями $R_1$ и $R_2$, емкостью измеряемой жилы $C_x$ и эталонной емкостью $C_э$ с регулируемым сопротивлением $R_ф$. К одной диагонали моста подводят переменное напряжение звуковой частоты (обычно 1000 Гц), ко второй — подключают телефон или усилитель переменного тока со стрелочным индикатором. Регулируя сопротивления $R_1$ и $R_2$, эталонную емкость $C_э$ и сопротивление $R_ф$, получают практически равные по величине и фазе падения напряжений на сопротивлениях $R_1$ и $R_2$. Это соответствует минимальной слышимости (или минимальному отклонению стрелки индикатора), т.е. равновесию плеч моста $R_1/R_2 = C_x/C_э$. Из полученного соотношения определяют емкость измеряемой жилы относительно земли:

$$C_x = C_э R_1/R_2.$$

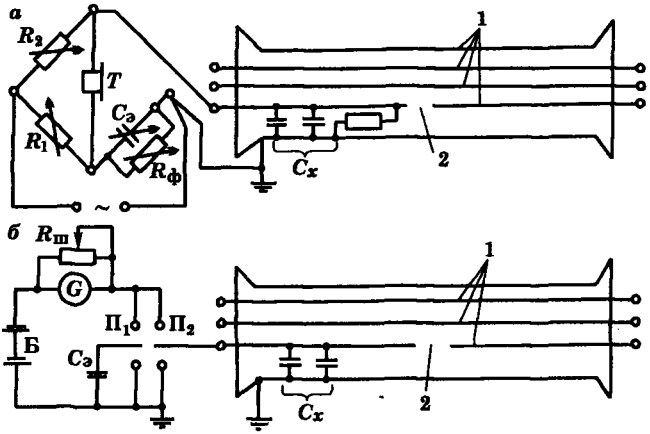



**Рис. 10.2. Схемы определения зоны повреждения методом емкости: 1 — жилы испытываемого кабеля; 2 — место обрыва жилы; $П_1$, $П_2$ — переключатели; $C_x$ — емкость в оборванной фазе; $C_э$, $R_ф$ — регулируемые емкость и сопротивление; $R_1$, $R_2$ — регулируемые сопротивления по мостовой схеме; $T$ — телефон; $G$ — гальванометр; Б — источник питания; $R_т$ — резистор**

Например, при обрыве жилы кабеля без заземления измеряется емкость оборванной жилы с обоих концов. Считая, что длина кабеля пропорциональна измеренным емкостям $C_1$ и $C_2$, имеем

$$C_1 / l_x = C_2 / (L - l_x),$$

в результате получаем

$$l_x = LC_1 / (C_1 + C_2).$$

Для уточнения на трассе места повреждения кабеля пользуются индукционным (при повреждениях между жилами) и акустическим (при заплывающих пробоях) методами. При индукционном методе применяют генератор звуковой частоты. По поврежденным жилам кабеля пропускают ток звуковой частоты. Образующиеся вокруг кабеля электромагнитные колебания улавливаются приемной рамкой и прослушиваются телефоном на всей неповрежденной трассе кабеля (за местом повреждения звук в телефоне пропадает).

## 10.4. Испытание кабельных линий

Для предупреждения внезапного выхода из строя кабеля, муфт и заделок проводят *профилактические испытания кабельных линий*. Цель этих испытаний — доведение ослабленных мест до пробоя и предупреждение тем самым аварийного выхода кабеля из строя.

Испытания вновь проложенных и бывших в употреблении кабельных линий повышенным напряжением проводят обычно постоянным током (при переменном токе значительно увеличивается мощность испытательной установки). При этом выпрямленное напряжение изменяют ступенями от нуля до значения, установленного нормами. Более подробные указания приведены в ПТЭ и СНиП 3.05.06—85.

Если к концу испытания нарастание токов утечки не прекращается, то это служит признаком дефектов в кабеле, и испытание продолжают до пробоя кабельной линии.

Кроме плановых испытаний кабелей в процессе эксплуатации проводят и *внеочередные их испытания*, например после ремонтных работ на линиях, земляных работ вблизи кабельных трасс, размывов почвы и т.п.

Кабели напряжением до 1 кВ не испытывают повышенным напряжением. После выполнения мелких ремонтов, не связанных с перемонтажом этих кабелей, сопротивление их изоляции измеряют мегомметром на 2,5 кВ *в течение 1 мин*. Оно должно быть *не ниже 0,5 МОм*.

Испытания повышенным напряжением кабелей более 1 кВ (кроме резиновых кабелей 3—10 кВ) проводят в сроки, устанавливаемые системой планово-предупредительного ремонта, но не реже *1 раза в 3 года*. После капитального ремонта кабельные линии с рабочим напряжением до 10 кВ испытывают напряжением $6U_{ном}$, а при профилактических испытаниях — напряжением $(5-6)U_{ном}$. Эти испытательные напряжения достаточны для выявления слабых мест в кабеле и муфтах. Продолжительность испытания каждой фазы составляет 5 мин. Кабели 3—10 кВ с резиновой изоляцией испытывают напряжением $2U_{ном}$ *в течение 5 мин не реже 1 раза в 5 лет*. До и после испытания кабелей на напряжение более 1 кВ повышенным выпрямленным напряжением измеряют сопротивление их изоляции мегомметром на 2,5 кВ.

Изоляцию кабельных линий испытывают с помощью специальных передвижных, стационарных и переносных высоковольтных выпрямительных установок. Все установки содержат трансформатор, высоковольтный выпрямитель и регулятор.

Состояние кабеля определяют по току утечки. При удовлетворительном состоянии кабеля при подъеме напряжения за счет зарядки его емкости ток утечки резко возрастает, а затем быстро снижается до 10—20% от максимального.

Результаты испытания кабеля считаются удовлетворительными, если во время испытания не происходит пробоев изоляции кабеля, не наблюдаются скользящие разряды, толчки тока утечки или нарастание его установившегося значения, а сопротивление изоляции после испытания остается прежним.

## 11. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 10 кВ

### 11.1. Приемка воздушных линий в эксплуатацию

Вновь сооруженную ВЛ принимает приемочная комиссия. Линия должна удовлетворять требованиям действующих ПУЭ и СНиП.

При приемке в эксплуатацию новой ВЛ напряжением до 1 кВ сдающая организация передает эксплуатирующей организации следующую документацию:

— проект линии с расчетами и изменениями, внесенными в процессе строительства и согласованными с проектной организацией;

— исполнительную схему сети с указаниями на ней сечений проводов и их марок, защитных заземлений, средств молниезащиты, типов опор и др.;

— акты осмотра выполненных переходов и пересечений, составленные совместно с представителями заинтересованных организаций;

— акты на скрытые работы по устройству заземлений и заглублений опор;

— описание конструкции заземлений и протоколы измерений сопротивления заземляющего устройства;

— паспорт линии, составленный по установленной форме;

— инвентарную опись вспомогательных сооружений линии, сдаваемого аварийного запаса материалов и оборудования;

— протокол контрольной проверки стрел провеса и габаритов ВЛ в пролетах и пересечениях;

— равномерность распределения нагрузки по фазам;

— акты испытаний.

При приемке ВЛ напряжением 10 кВ и выше кроме перечисленной документации должны быть переданы: трехлинейная схема; журналы соединений проводов; журнал по монтажу заземления опор; журнал монтажа проводов и тросов на анкерных участках.

Включение ВЛ под рабочее напряжение производится после допуска линии в эксплуатацию в соответствии с Правилами пользования электрической энергией. На опорах ВЛ должны быть установлены (нанесены) обозначения, предусмотренные ПУЭ. На первой опоре от источника питания указывается наименование ВЛ.

### 11.2. Обход и осмотры воздушных линий

Система эксплуатационного обслуживания ВЛ включает техническое обслуживание и ремонт.

К *техническому обслуживанию* ВЛ относятся работы по систематическому и своевременному предохранению отдельных конструкций и деталей от преждевременного износа путем проведения

профилактических измерений и устранения мелких повреждений и неисправностей, а именно:

— обходы и осмотры ВЛ;

— установка, замена и осмотр трубчатых разрядников;

— измерение сопротивления соединений проводов (болтовых, плашечных и болтовых переходных);

— контроль тяжения в оттяжках опор;

— проверка и подтяжка болтовых соединений и гаек анкерных болтов;

— осмотр конструктивных элементов ВЛ при приемке их в эксплуатацию;

— наблюдение за работами, проводимыми вблизи линии электропередачи сторонними организациями;

— замена отдельных элементов ВЛ и выправка отдельных опор;

— измерения и испытания, направленные на повышение уровня их технического обслуживания;

— мероприятия, связанные с охраной линий;

— чистка изоляции;

— вырубка деревьев (угрожающих разрастанием в сторону линий на недопустимые расстояния), обрезка сучьев на отдельных деревьях, расчистка участков трассы от кустарника;

— замена нумерации и предупредительных плакатов.

*Периодические обходы* ВЛ проводятся с целью наблюдения за состоянием линии и ее трассы и выявления неисправностей, которые могут быть обнаружены при осмотре линии с земли. Периодичность осмотров должна осуществляться не реже *1 раза в 6 мес.* На участках линии, где часто наблюдаются повреждения, а также на линиях, подверженных загрязнению или воздействию каких-либо других внешних факторов, которые могут вызвать повреждения, сроки между периодическими обходами могут быть сокращены до одного месяца. Обходы ЛЭП осуществляет электромонтер. Кроме того, *1 раз в год* производится осмотр ВЛ инженерно-техническим персоналом с целью определения объема ремонтных работ, проверки общего состояния линий лицами более высокой квалификации.

При осмотре опор ВЛ необходимо обратить внимание на их наклон поперек и вдоль линии, проседание грунта у оснований опор, отсутствие в креплениях деталей опор болтов и гаек, трещин сварных швов; определить состояние номеров, условных наименований линий, предупредительных плакатов по технике безопасности, количество и ширину раскрытия трещин железобетонных опор, ослабление и повреждение оттяжек опор, наличие на опорах птичьих гнезд.

При осмотре трассы ВЛ следует обращать внимание на наличие деревьев, различных предметов (лесоматериалы и др.), высоту зарослей.

Особую опасность представляют несогласованные строительные и земляные работы, которые производятся под ВЛ и в охранной зоне, а также работы по сооружению и реконструкции линий электропередачи и линий связи в этой зоне.

При осмотре проводов и тросов обращают внимание на наличие оборванных или перегоревших жил, следов оплавления и разрегулировки проводов, набросов, усталостных разрушений в месте крепления провода, коррозии проводов и тросов, неисправности петель провода на анкерных опорах.

При осмотре изоляторов исследуют наличие следов перекрытия гирлянд и отдельных элементов, отклонение от нормального положения подвесных гирлянд вдоль линии, отсутствие замков или шплинтов в гирлянде, ржавление арматуры, загрязненность и сколы тарелок изоляторов, трещины в шапках изоляторов, наличие птичьего помета на гирлянде.

При осмотре арматуры необходимо проверять наличие гаек, шплинтов, шайб на деталях арматуры, следов перегрева на натяжных зажимах и соединителях; отсутствие коррозии зажимов и арматуры, вытяжку или проскальзывание проводов в зажимах.

При осмотре заземляющих устройств и средств защиты от атмосферных перенапряжений обращают внимание на состояние заземляющих спусков на опоре и указателей срабатывания разрядников.

После окончания обхода ВЛ электромонтер заполняет *листок осмотра,* куда заносит все выявленные дефекты и неисправности. В случае выявления дефектов аварийного характера электромонтер обязан сообщить об этом своему руководителю.

Листок осмотра сдается мастеру, который своей подписью удостоверяет взятие на учет обнаруженных дефектов. На основании собранных данных составляется план работы, в котором указываются сроки устранения дефектов.

При осмотрах с земли не удается проверить состояние верхней части опоры, узлов крепления гирлянд изоляторов с опорой и арматурой, а также и мест крепления грозозащитных тросов. Поэтому на ВЛ 10 кВ и выше не реже *1 раза в 6 лет* производится *верховой осмотр линий* с выборочной проверкой состояния проводов и тросов в зажимах.

На линиях с пролетами более 120 м, не оборудованных защитой от вибрации, и на участках, проходящих по открытой местности выборочную проверку состояния провода и троса в зажимах рекомендуется производить *1 раз в 3 года,* на остальных линиях — не реже *1 раза в 6 лет.* На воздушных линиях 0,4—10 кВ верховые осмотры проводятся по мере необходимости.

*Внеочередные* (*специальные*) *осмотры* ВЛ электропередачи производят при возникновении условий, которые могут вызвать

повреждения линий, а также после автоматических отключений, даже если работа линии не нарушена.

К условиям, вызывающим повреждения, относятся: гололедно-изморозевые отложения, сильный туман, моросящий дождь или мокрый снег, пожары на трассе, сильный ветер, вскрытие рек и наступление ледохода.

Цель осмотров при *гололедно-изморозевых отложениях* — наблюдение за скоростью гололедообразования и размерами гололедных отложений для организации их своевременной плавки.

При *интенсивном тумане, моросящем дожде или мокром снеге* осматриваются участки ВЛ, подверженные интенсивному загрязнению. При увлажнении слоя загрязнения возрастает ток утечки по поверхности изолятора, что может привести к перекрытию изоляции. Опасность перекрытия может быть определена по силе потрескивания и характеру поверхностных разрядов.

При *пожарах на трассе* ВЛ следует принять необходимые меры, чтобы не допустить приближения огня к опорам. В случае больших лесных и торфяных пожаров персонал обязан определить их характер, скорость движения огня и направление его распространения, состояние опор линий и сообщить об этом своему руководителю.

При *сильном ветре и морозах* возможны повреждения, которые (если не принять соответствующие меры) могут привести к аварии (сильный наклон опоры, перемещение проводов в зажимах, разрегулировка проводов). Для осмотров в этих случаях рекомендуется применять вертолеты, самолеты и специальную технику.

Весной, *при вскрытии рек и наступлении ледохода* и половодья, организуется специальное наблюдение. В зависимости от результатов наблюдений принимают меры для защиты опор от повреждений (защита фундаментов, подрыв ледяных заторов и др.).

Целью *внеочередных обходов после автоматического отключения* линии является определение места и причины ее отключения, необходимости и объема ремонтных работ.

## 11.3. Технология эксплуатационных работ на воздушных линиях

**Способы измерения габаритов и стрел провеса проводов.** Стрелу провеса измеряют в основном с помощью двух реек, теодолита и карманного высотомера.

При измерении стрелы провеса с помощью двух реек, электромонтеры по одному располагаются на двух опорах и устанавливают визирные рейки. По команде одного из монтеров или производителя работ обе рейки перемещают до такого положения, при котором низшая точка провода совпадает с прямой линией, соединяющей обе визирные

рейки. Расстояние от места крепления провода до одной из реек составляет стрелу провеса. Правильное определение стрелы провеса достигается при одинаковом расстоянии обеих реек до мест крепления провода.

Для измерения габарита и стрелы провеса с помощью теодолита последний устанавливают на некотором расстоянии от оси ВЛ, определяют расстояние от места установки теодолита до проекции провода на поверхность земли и измеряют угол φ между горизонталью и воображаемой линией, между трубкой теодолита и проводом.

Габарит определяют по формуле

$$H = h + l\,\mathrm{tg}\varphi,$$

где $l$ — расстояние от места установки теодолита до проекции провода; φ — измеренный угол; $h$ — высота расположения оптической трубки теодолита.

Для определения габарита линии используется также карманный высотомер массой 120—150 г. Высотомер представляет собой коробку, в одно из оснований которой вставлено стекло с нанесенными на нем двумя рисками. Для измерения габарита под проводом устанавливают колышек и отходят на такое расстояние, чтобы при визировании одна риска на стекле прибора совпала с проводом, а другая — с вершиной колышка. Затем измеряют расстояние от места установки прибора до колышка и высоту колышка. Полученное расстояние делят на коэффициент высотомера (обычно он равен 2), прибавляют высоту колышка и получают габарит линии электропередачи.

**Регулировка стрел провеса проводов и тросов.** Перед началом работ расчетами определяют длину вставки (или вырезки), необходимую для регулировки стрелы провеса. После отключения линии и подготовки рабочего места на опорах устанавливают раскаточные ролики, на которые из поддерживающих зажимов перекладывают провод по всему анкерному пролету. На одной из анкерных опор провод расцепляется и опускается на землю с помощью такелажных приспособлений и тяговых механизмов. После этого в одном из пролетов с помощью соединителей производят вырезку, либо вставку провода. Марка провода вставки должна быть идентична марке провода линии. Затем провод вновь натягивают и крепят к анкерной опоре, а на промежуточных опорах перекладывают провода с роликов в поддерживающие зажимы.

**Контроль соединений проводов.** При эксплуатации проводов необходим регулярный контроль за состоянием их контактных соединений. Качество соединения определяется отношением сопротивления провода в месте соединения к сопротивлению равного по длине участка целого провода. Начальное переходное сопротивление должно быть не более 1,2 сопротивления целого участка проводника.

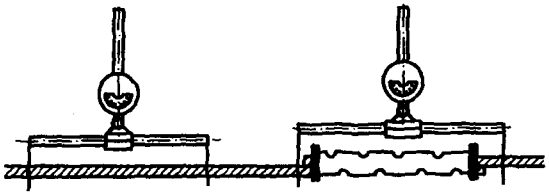


**Рис. 11.1. Определение переходного сопротивления контактного соединения с помощью измерительных штанг**

Определение сопротивления контактного соединения производят путем замера величины падения напряжения на участке провода с соединителем с помощью универсальной измерительной штанги (рис. 11.1).

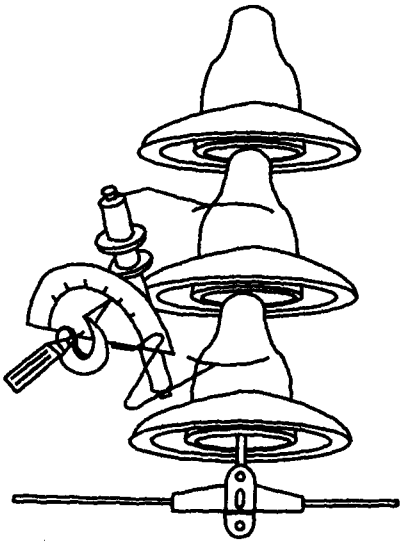


**Рис. 11.2. Замер напряжения измерительной штангой на подвесных изоляторах**

**Контроль изоляторов** осуществляют путем измерения напряжения на изоляторе с помощью изолирующей штанги и измерительной головки с переменным или постоянным искровым промежутком.

При использовании штанги с переменным искровым промежутком (рис. 11.2) щуп головки измерительной штанги накладывают на шапки двух смежных изоляторов, штангу поворачивают вокруг оси до пробоя искрового промежутка и по показанию стрелки прибора измерительной головки определяют напряжение пробоя.

**Определение степени загнивания деревянных опор.** Детали деревянных опор проверяют на загнивание не реже *1 раза в 3 года.*

Наличие загнивания устанавливают путем простукивания древесины молотком массой 0,4 кг по всей длине стойки. Чистый звонкий звук характеризует отсутствие загнивания, а глухой указывает на его наличие. Данную операцию проводят в сухую не морозную погоду, так как при простукивании влажной или мерзлой древесины звук искажается.

Для определения степени загнивания используются приборы, принцип действия которых основан на измерении усилия прокалывания древесины иглой. (На основании многочисленных измерений установлено, что игла проникает в загнившую древесину с усилием менее 300 Н.)

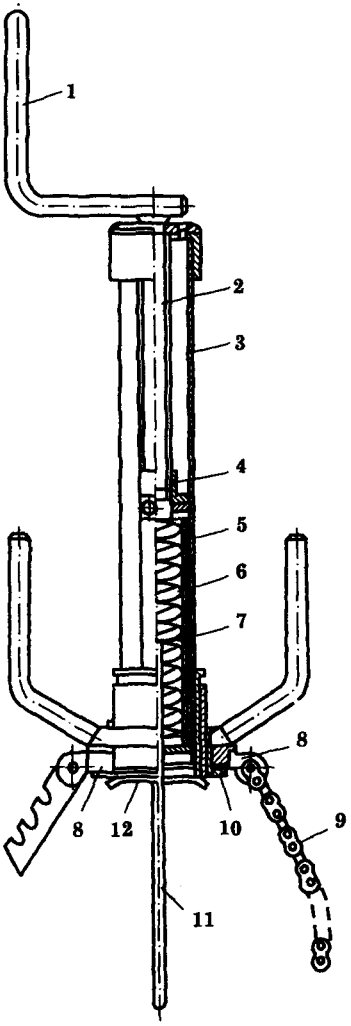



**Рис. 11.3. Прибор для измерения глубины загнивания древесины с помощью иглы: 1 — ручка; 2 — винт; 3 — корпус; 4, 10 — гайки; 5 — внутренний цилиндр; 6 — пружина; 7 — указатель; 8 — ушки; 9 — цепь; 11 — игла; 12 — упор**

*Прибор состоит* из корпуса с цилиндром, внутри которого перемещается игла с указателем (рис. 11.3). На цилиндре нанесена шкала, показывающая усилие, с которым игла входит в древесину. Величина хода цилиндра в корпусе равна величине углубления иглы. Вращая винт, перемещают гайку 4 внутри корпуса. Прибор к опоре крепится с помощью цепи. Упор обеспечивает устойчивость прибора при замерах. Для измерения степени загнивания вращением ручки углубляют иглу прибора в древесину и по шкалам определяют величину углубления иглы и усилие прокола. При наружном загнивании прокол продолжают до тех пор, пока усилие не превысит 300 Н.

Наиболее удобным в работе является прибор, определяющий механическую прочность древесины при ввертывании буравчика (рис. 11.4). При заглублении буравчика пружина 4 закручивается на угол, величина которого пропорциональна степени прочности древесины. На цилиндрической поверхности прибора нанесены четыре одинаковые шкалы 5 (по 12 делений) условного сопротивления древесины смятию. Деления 1—3 соответствуют гнилой древесине, деление 4 — не загнившей, но мягкой крупнослойной древесине (не подлежит браковке), деления 5—7 соответствуют древесине средней прочности, а 8—12 — древесине высокой прочности. Для определения видимого наружного загнивания производится прокалывание древесины нажатием. По рейке определяется глубина, а по шкале 7 — усилие прокалывания.

Загнивание пасынков и стоек замеряют с трех сторон под углом

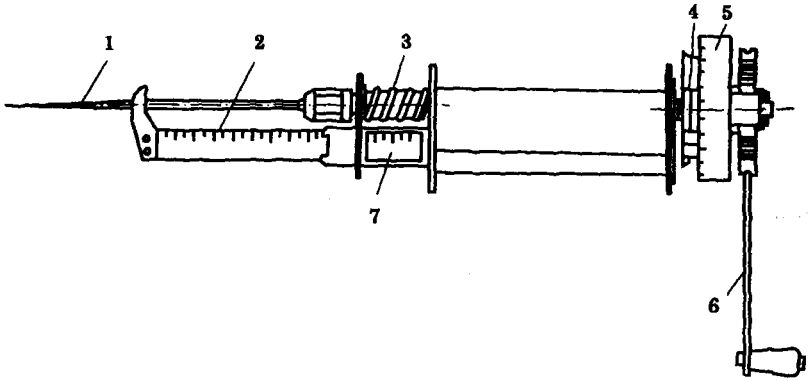



**Рис. 11.4. Прибор для измерения глубины загнивания древесины с помощью буравчика: 1 — буравчик; 2 — рейка со шкалой; 3, 4 — пружины; 5, 7 — шкалы; 6 — ручка**

примерно 120°, а траверс — сверху и снизу. После измерений заполняют специальную ведомость, в которой указывают наружный диаметр места измерения, результаты замеров и данные линии (наименование линии, тип опоры, ее номер и др.). На основании результатов измерения делается заключение о необходимости ремонта опоры линии электропередачи.

Очистка трассы линий электропередачи производится с целью исключения аварий из-за падения деревьев на провода, перекрытия линий ветвями подрастающих деревьев, а также для защиты от пожаров. Очистка площадок опор производится для защиты сельхозугодий от сорной растительности, произрастающей на этих площадках.

## 11.4. Эксплуатация воздушных линий напряжением 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами

Воздушные линии напряжением 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами относятся к электроустановкам напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью.

Надежность работы ВЛИ по сравнению с ВЛ повышается за счет отсутствия стеклянной линейной изоляции, а также последствий климатических воздействий: исключены схлестывания проводов от непосредственного влияния ветра и гололеда, а также следствие касания веток деревьев; практически исключены обрывы проводов благодаря применению изолированных проводов повышенной механической прочности; отсутствуют отключения из-за попадания на провода различных предметов.

Эксплуатация ВЛИ во многом упрощается и удешевляется благодаря их конструктивному исполнению. Вследствие отсутствия

открытых токоведущих частей существенно повышается электробезопасность как обслуживающего персонала, так и населения. Облегчается возможность выполнения работ (в том числе подключение новых потребителей) на ВЛИ без снятия напряжения с минимальным использованием специальных защитных приспособлений. Затрудняется возможность хищения электроэнергии.

Для определения фаз при подключении к линии потребителей самонесущие изолированные провода (СИП) должны иметь по всей длине (шаг 0,5 м) заводскую маркировку фазных проводов и проводов уличного освещения.

Запрещается проводить монтаж проводов на ВЛИ при температуре воздуха ниже –10 °С.

**Нагрузочная способность самонесущих изолированных проводов.** Длительно допустимая температура нагрева токопроводящих жил током не должна превышать 70 °С для проводов, изолированных термопластичным полиэтиленом, и 90 °С — изолированных сшитым полиэтиленом.

Длительно допустимые токовые нагрузки на провода зависят от их сечения, температуры окружающей среды и интенсивности солнечной радиации (для условий Беларуси 600 Вт/м$^2$).

Кратковременно допустимая температура жил при коротких замыканиях не должна превышать 130 °С для проводов с изоляцией из термопластичного и 250 °С — из сшитого полиэтилена.

При неравномерной нагрузке фаз линии проверка на длительно допустимые токи производится для наиболее загруженной фазы. Замер нагрузок на ВЛИ должен производиться ежегодно при максимуме нагрузок по графику. Величина длительно допустимой нагрузки на линию и результаты измерений должны быть занесены в паспорт ВЛИ.

**Заземление.** Для обеспечения нормальной работы электроприемников, нормируемого уровня электробезопасности и защиты от атмосферных перенапряжений на ВЛИ должны быть выполнены заземляющие устройства в соответствии с ПУЭ.

**Периодичность испытаний ВЛИ** предусматривается перед вводом в эксплуатацию, а также в процессе работы.

В процессе эксплуатации устанавливается следующая периодичность испытаний: первое испытание через год после включения линий в работу; последующие — при необходимости (после ремонта, реконструкции, подключения новых нагрузок и т.п.). Отдельные виды испытаний проводятся с указанной ниже периодичностью.

Профилактические испытания изоляции ВЛИ мегомметром на напряжении 2,5 кВ выполняются при необходимости, но не реже *1 раза*

*в 6 лет*. Испытания проводятся после отсоединения (отключения) от линии всех потребителей.

Испытания изоляции жил СИП, их соединений и ответвлений от них выполняются при необходимости, но не реже *1 раза в 6 лет*.

Измерение общего сопротивления всех заземлителей нулевого провода, а также отдельных заземлителей опор, имеющих наружные спуски с доступными с земли болтовыми соединениями, проводятся не реже *1 раза в 6 лет*. Измерения должны выполняться в периоды наибольшего высыхания грунта.

Выборочный контроль состояния заземлителей с их раскопкой и замером сопротивления производится выборочно на 2% железобетонных опор в местах возможного их повреждения, агрессивных грунтах и населенной местности не реже *1 раза в 12 лет*.

Визуальный контроль наличия цепи между заземлителями и заземляемыми элементами осуществляется ежегодно при осмотрах ВЛИ.

Измерение тока однофазного короткого замыкания на нулевой провод проводится при изменении длины или сечения проводов ВЛИ (или ее участков), но не реже *1 раза в 12 лет*.

Результаты испытаний оформляются протоколом и заносятся в паспорт линии.

## 11.5. Профилактические испытания воздушных линий

Профилактические испытания, проверки и измерения проводят с целью определения состояния отдельных элементов линии и выявления дефектов, которые не могут быть обнаружены путем ее осмотра.

На ВЛ выполняются следующие профилактические проверки и измерения.

**Измерения габаритов линии и проверка разрегулировки проводов и тросов.** Фактическая стрела провеса проводов и тросов не должна отличаться от расчетной более чем на ±5%. Разрегулировка проводов любой фазы по отношению к другой, а также разрегулировка тросов допускается не более чем на 10% проектного значения при условии соблюдения необходимого расстояния до земли и пересекаемых объектов. Расстояния от проводов ВЛ до земли и различных пересекаемых объектов в местах сближения с ними должны быть не менее установленных ПУЭ.

**Контроль соединения проводов.** При эксплуатации состояние проводов, тросов и их соединений определяется визуально при осмотрах ВЛ. Электрические измерения болтовых соединений ВЛ 35 кВ и выше производят *1 раз в 6 лет*, так как с течением времени плотность затяжки болтов ослабевает, а контактные поверхности болтовых соединений подвергаются влиянию атмосферных условий.

Если значения падения напряжения или сопротивления болтового соединения более чем в 2 раза превышают значения на участке целого провода, то производится ревизия соединения.

Электрическое сопротивление соединений проводов, выполненных обжатием, опрессовкой, сваркой и скруткой, не меняется с течением времени и не превышает значения, равного 1,2 значения сопротивления целого провода той же марки. Поэтому периодическая проверка состояния перечисленных типов соединений проводов и тросов в процессе эксплуатации не требуется.

**Контроль изоляторов.** Измерение сопротивления изоляции подвесных и опорных многоэлементных изоляторов производится в сроки, установленные системой планово-предупредительного ремонта, но не реже *1 раза в 6 лет* (за исключением стержневых и подвесных изоляторов из закаленного стекла). Сопротивление каждого подвесного изолятора или элемента многоэлементного изолятора должно быть *не менее 300 МОм*. Контролируют многоэлементные изоляторы специальной штангой под напряжением.

**Измерение сопротивления заземления опор и тросов, а также повторных заземлений нулевого провода** производится не реже 1 раза в 10 лет на всех опорах с разрядниками и защитными промежутками, на опорах с электрооборудованием, а также на тросовых опорах линий 10 кВ и выше при обнаружении на них следов перекрытий или разрушений изоляторов электрической дугой. На остальных опорах производится выборочное измерение (2% общего числа опор с заземлителями в населенной местности и на участке с наиболее агрессивными, оползневыми, выдуваемыми или плохо проводящими грунтами).

Сопротивление заземляющих устройств зависит от удельного сопротивления грунта $\rho$. Например, для опор на напряжение свыше 1000 В, на которых подвешен трос или установлены устройства грозозащиты, а также для железобетонных и металлических опор 3—10 кВ, установленных в населенной местности, сопротивление заземляющего устройства при $\rho = 100$ Ом·м равно 10 Ом, а при $\rho > 500$ Ом·м (и до 1000 Ом·м) — 20 Ом.

Сопротивление заземляющих устройств железобетонных и металлических опор в сети с изолированной нейтралью должно быть не выше 50 Ом. Измерение сопротивления заземляющих устройств ВЛ напряжением до 1000 В производится на всех опорах с заземлителями грозозащиты и повторными заземлителями нулевого прохода. Измерение сопротивления остальных железобетонных и металлических опор производят выборочно (2% общего числа опор).

Сопротивление заземляющего устройства при напряжении 380/220 В и удельном сопротивлении грунта $\rho < 100$ Ом·м составляет

30 Ом. Если $\rho > 100$ Ом·м, сопротивление заземляющего устройства должно быть не более $0{,}3\rho$.

Для измерения сопротивления заземления опор применяют измеритель сопротивления заземления типа Ф4103. Прибор М-416 для измерения сопротивления заземляющих устройств использовать нельзя. Измерения рекомендуется проводить при наибольшем удельном сопротивлении грунта (летом в сухую погоду).

Для измерения сопротивления заземления металлических и железобетонных опор с грозозащитными тросами необходимо производить отсоединение и изоляцию троса от опоры, так как контур заземления данной опоры через трос электрически связан с контурами заземления других опор.

**Определение степени загнивания деталей деревянных опор.** Загнивание деревянных опор зависит от условий работы их деталей, качества древесины и ее пропитки. Более интенсивное загнивание происходит в зоне переменной влажности (примерно 0,5—0,8 м ниже уровня земли). В наземной части наиболее подвержены загниванию места сочленения деталей.

Проверка степени загнивания производится не реже *1 раза в 3 года*, а также перед подъемом на опору. Кроме того, рекомендуется дополнительная особо тщательная проверка древесины, предназначенной к замене, во избежание смены деталей, которые еще обладают достаточным запасом прочности и могут быть заменены при следующем очередном ремонте линий. Минимально допустимый диаметр здоровой части деталей опор принимают равным: для стоек и пасынков линий до 10 кВ — 12 см, для линий 10 кВ и выше — 16 см, для траверс линий до 10 кВ — 10 см и для линий 10 кВ и выше — 14 см. С учетом состояния и качества древесины ответственный за электрохозяйство может установить другие значения минимально допустимого диаметра древесины.

Проверка правильности установки опор производится при капитальном ремонте, а также по результатам обхода и осмотра ЛЭП. Существуют следующие нормированные допуски: отклонение опоры (отношение отклонения верха опоры к ее высоте) от вертикальной оси вдоль и поперек ВЛ (для одностоечных железобетонных опор равно 1:500); отношение отклонения оси траверсы от горизонтали (уклон траверсы) к длине траверсы для портальных опор на оттяжках (например, для металлических опор при длине траверсы до 15 м это отношение равно 1:150); разворот траверсы относительно оси линии (например, для деревянных опор на угол 5°).

**Проверка тяжения в оттяжках опор.** Устойчивость опор с шарнирно закрепленными стойками и оттяжками определяется тяжением

в оттяжках. В случае ослабления оттяжек нарушается расчетная схема работы опоры, поэтому проверку их тяжения рекомендуется проводить после сдачи линии в эксплуатацию, когда в результате осадки и деформации неуплотненного грунта может измениться натяжение оттяжек, а в дальнейшем — по необходимости. Значение тяжения в оттяжках не должно отличаться от проектного более чем на 10%.

**Внешние измерения** позволяют выявлять ослабление сечений расчетных элементов металлических опор коррозией, а также количество и ширину трещин железобетонных опор с ненапряженной арматурой. Внешние измерения производят по мере необходимости по местным инструкциям.

На основании проверок металлических опор устанавливают необходимость возобновления их окраски. Площадь ослабления сечений расчетных элементов металлических опор коррозией не должна превышать 20% площади поперечного сечения. Состояние металлических подножников опор и анкеров оттяжек определяют путем выборочного вскрытия грунта на отдельных участках линий, различающихся по характеру грунта и глубине почвенных вод. В случае обнаружения сильного ржавления подножников производят откопку и проверку их состояния у нескольких опор на этом же участке линии. При наличии сильного ржавления всех проверенных опор возобновляется защитное покрытие подножников опор на всем участке.

Ширина раскрытия трещин для железобетонных опор с ненапряженной арматурой должна быть не более 0,2 мм, количество таких трещин должно быть *не более 6 на 1 м ствола опоры*; количество волосяных трещин не нормируется. В железобетонных опорах с напряженной арматурой появление трещин при эксплуатационных нагрузках не допускается. Ширина раскрытия трещин и их количество влияют на механическую прочность и долговечность службы опоры. Если трещины в бетоне доходят до арматуры, внешние нагрузки воспринимаются лишь последней и механическая прочность опоры снижается. Кроме того, влага по трещинам в бетоне поступает к арматуре, что приводит к появлению раковин от коррозии.

**Проверка срабатывания защиты линии до 1 кВ с заземленной нейтралью.** При замыкании фазного провода на нулевой в конце ВЛ 0,38 кВ должен срабатывать защитный аппарат, установленный в начале линии. Для проверки срабатывания защиты измеряется полное сопротивление петли, образуемой фазным и нулевым проводами («фаза — нуль»), и рассчитывается ток однофазного короткого замыкания или с помощью специальных приборов непосредственно измеряется ток однофазного короткого замыкания.

# 12. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

## 12.1. Приемка в эксплуатацию трансформаторных подстанций

При вводе в эксплуатацию трансформаторной подстанции, приемочная комиссия контролирует наличие: на дверях трансформаторных камер предупредительных плакатов, напоминающих об опасности, которую представляет для человека приближение к трансформатору; на дверях камер и баках силовых трансформаторов нумерации, позволяющие уменьшить вероятность ошибок при эксплуатации; подъема крышки трансформатора, оборудованного газовой защитой, по направлению к газовому реле для облегчения прохождения газов к реле, а маслопровода от трансформатора по направлению к расширителю; газового реле, установленного горизонтально со стороны, удобной для наблюдения.

В трансформаторных помещениях должна быть предусмотрена необходимая освещенность; все трансформаторы должны быть снабжены термометрами для измерения температуры масла и амперметрами для контроля за нагрузкой (трансформаторы мощностью более 1000 кВ·А); уровень масла в расширителе должен быть не ниже контрольных отметок; все кнопки, рукоятки и ключи управления должны иметь надписи, указывающие операцию, для которой они предназначены (*включить*, *отключить*, *прибавить*, *убавить* и т.п.), а сигнальные лампы — надписи, указывающие характер сигнала (*включить*, *отключить* и т.п.).

Жилы проводов и кабелей, присоединяемые к зажимам, должны иметь запас по длине.

На щите управления должны быть предусмотрены запас предохранителей и сигнальных ламп, комплект защитных средств; наличие набора инструментов, аптечки, огнетушителей, ручных фонарей, мегомметра и ключей от всех помещений.

На ПС должны иметься эксплуатационные схемы электрических соединений, утвержденные ответственными за электрохозяйство предприятия. Аварийный запас электрооборудования, частей и деталей для РУ и ПС (масляных выключателей, трансформаторов тока, выключающих катушек для масляных выключателей, изоляторов, разъединителей и т.п.) находится в распоряжении у дежурного.

В КРУ после четырех-пяти пробных вкатываний и выкатываний тележки проверяют состояние выкатных частей, работу блокировок, отсутствие перекосов и заеданий в механической части.

При приемке в эксплуатацию трансформаторы проверяют трехпятикратным включением без нагрузки на номинальное напряжение. При включении трансформатора на слух проверяют его работу — для

обнаружения отклонений (например, неравномерного гудения). В объем проверок также входит проверка работы газового реле, реле уровня масла, манометрических термометров и их вторичных цепей, стрелочного маслоуказателя и отсечного клапана. При наличии последних — исправности цепей, встроенных трансформаторов тока (причем их вторичные обмотки должны быть замкнуты на приборы или закорочены).

## 12.2. Эксплуатация оборудования подстанций и распределительных устройств

Формы обслуживания ПС и РУ определяются их значением в энергосистеме, промышленном предприятии и степенью автоматизации и телемеханизации. В промышленных предприятиях и сетевых районах имеются ПС и РУ с постоянным дежурным персоналом и без него. В первом случае дежурный персонал постоянно находится на обслуживаемом объекте, во втором — производит одновременное обслуживание нескольких ПС и РУ. На автоматизированных и телемеханизированных ПС и РУ обслуживание централизовано и постоянный дежурный персонал промышленного предприятия или сетевого района, за которым закреплено несколько ПС и РУ, отсутствует.

Осматривать оборудование на ПС и РУ можно при наличии напряжения и при снятом напряжении одновременно с их ремонтом. При осмотре без снятия напряжения соблюдают необходимые меры предосторожности, например запрещается проникать за ограждения или заходить в камеры РУ и ПС. При осмотрах эксплуатируемых ПС и РУ следят за тем, чтобы температура воздуха внутри помещений не превышала +40 °С и не отличалась от температуры наружного воздуха более чем на 15 °С. Необходимость этого контроля обусловливается тем, что для оборудования и аппаратуры ПС и РУ опасен нагрев выше пределов, допускаемых ГОСТом.

Большое значение имеет тщательный уход за оборудованием и производственными помещениями; строгое выполнение указаний производственных и заводских инструкций. Необходимо поддерживать чистоту в помещении, так как запыление изоляции приводит к ее ускоренному износу; пыль, попадая во вращающиеся механизмы, ухудшает условия их работы. Очень важно следить за состоянием систем охлаждения трансформаторов, электродвигателей и выключателей. Для понижения температуры либо снижают нагрузку на оборудование и аппаратуру ПС и РУ, либо усиливают вентиляцию, с тем чтобы отвести избыток теплоты наружу. Вентиляция должна обеспечивать заданный температурный режим в помещении при различных колебаниях температуры окружающего воздуха.

Повышенные нагревы могут возникать не только в случае ухудшения охлаждения, но и при перегрузках соответствующих аппаратов

и оборудования. Поддержание надежного и экономичного режима работы всего оборудования входит в обязанности дежурного персонала.

При осмотрах маслонаполненных аппаратов контролируют содержание необходимого количества масла. Это обстоятельство имеет особенно важное значение в тех случаях, когда масло является дугогасящей средой; отключение КЗ при недостатке масла в аппарате приводит к аварии.

Большое значение в масляных выключателях имеет бесперебойная работа контактной системы, которая может нарушаться при отключениях КЗ. Поэтому после разрыва выключателем тока КЗ большой мощности производят осмотр выключателя и проверяют состояние контактной системы в отношении как четкости работы, так и одновременности включения контактов. Качество состояния контактов признается удовлетворительным, если их переходное сопротивление соответствует данным завода-изготовителя.

Перед измерением несколько раз включают и отключают аппарат для того, чтобы вызвать самоочистку контактов. У правильно отрегулированных контактов разновременность их включения составляет не более 0,5—3% хода траверсы. Для нормальной работы воздушных выключателей необходимо, чтобы подаваемый к ним сжатый воздух не имел механических примесей и повышенной относительной влажности (более 50%). Примеси в воздухе понижают четкость работы выключателя, а наличие повышенной влажности вызывает конденсацию влаги и перекрытие изоляции внутри выключателя. Обслуживающий персонал систематически следит за исправностью фильтров, очищающих воздух, и состоянием адсорбентов. Магистральные воздухопроводы РУ и ПС продувают не реже одного раза в год. Воздух сушат редуцированием.

**Осмотр РУ** без отключения должен проводиться на объектах с постоянным дежурным персоналом не реже *1 раза в 3 сут*, кроме того, в темноте для выявления коронирования и пр. — не реже *1 раза в мес*; на объектах без постоянного дежурного персонала — не реже *1 раза в мес*, на трансформаторных подстанциях и в распределительных пунктах — не реже *1 раза в 6 мес*; после отключения КЗ.

**Капитальный ремонт** оборудования РУ производится: масляных выключателей — *1 раз в 6—8 лет* при условии контроля параметров выключателя с приводом в межремонтный период; выключателей нагрузки, разъединителей и заземляющих ножей — *1 раз в 4—8 лет* (в зависимости от конструктивных особенностей); воздушных выключателей — *1 раз в 4—6 лет*; отделителей и короткозамыкателей с открытым ножом и их приводов — *1 раз в 2—3 года*; компрессоров — *1 раз в 2—3 года* (или после исчерпания ресурса).

Первый ремонт установленного электрооборудования выполняется в сроки, указанные в технической документации завода-изготовителя.

**При осмотре РУ** особое внимание должно уделяться состоянию помещения, исправности дверей и окон, отсутствию течи в кровле и междуэтажных перекрытиях, наличию и исправности замков; исправности отопления, вентиляции, освещения и сети заземления; наличию средств защиты; уровню и температуре масла и отсутствию течи в аппаратах; состоянию контактов и рубильников щита низкого напряжения; сохранности пломб у счетчиков и реле и вращению дисков у счетчиков; состоянию изоляции (запыленность, наличие трещин, разрядов и пр.); работе системы сигнализации и др.

Для каждого РУ в зависимости от местных условий устанавливаются сроки очистки его от пыли и загрязнений. Уборка помещений РУ и очистка электрооборудования производятся с соблюдением правил техники безопасности.

При осмотрах РУ напряжением до 1 кВ разрешается проводить без наряда следующие работы: уборку помещения, смену ламп, ремонт замков и дверей, замену плавких вставок при отключенном напряжении, ремонт или замену выключателей освещения.

График плановых осмотров РУ и ПС устанавливает главный энергетик предприятия. Кроме плановых осмотров все РУ и ПС подлежат внеочередным осмотрам после ликвидации КЗ. Внеочередные осмотры открытых РУ и ПС проводят также при неблагоприятной погоде. Во время осмотров в журналах записывают показания приборов (вольтметров, амперметров и др.) и фиксируют выявленные неисправности с целью их устранения в кратчайший срок. При эксплуатации РУ и ПС осуществляют периодическую проверку состояния резервного оборудования путем подачи на него напряжения. Оборудование должно быть готово к включению в любой момент без предварительной подготовки. Сроки проверки резервного электрооборудования устанавливаются местными инструкциями.

## 12.3. Эксплуатация электрических контактов

Электрическая схема любой электроустановки состоит из ряда соединенных с помощью электрических контактов элементов, образующих цепь электрического тока.

Для надежной работы контактных соединений необходим регулярный контроль за их состоянием. Периодичность контроля и обслуживания контактов устанавливают в зависимости от требований к их надежности. Измерение сопротивлений болтовых контактных соединений производят ежегодно, соединений, выполненных опрессовкой или обжатием, установленных в пролетах,— *1 раз в 6 лет*, установленных в петлях — *1 раз в 3 года*, сопротивление сварных соединений

не проверяют. Работоспособность контактных соединений во многом зависит от соблюдения технологии и способа их выполнения.

Контроль качества контактных соединений должен начинаться со строгого соблюдения технологии их изготовления. Начальное переходное сопротивление должно составлять не более 1,2 сопротивления целого участка проводника.

В процессе эксплуатации контактного соединения его сопротивление возрастает вследствие воздействия окружающей среды, механических нагрузок, токов нагрузки и КЗ, однако оно не должно превышать начальное сопротивление более чем в 1,8 раза.

Состояние контактных соединений может определяться визуально по потемнению поверхности, искрению контакта, испарению влаги при дожде или снеге: все это указывает на повышенную температуру соединения, которая не должна превышать нормативных значений. Более точно состояние контактных соединений определяют путем измерения сопротивления контакта, падения напряжения на нем, а также температуры его нагрева.

Переходное сопротивление контакта измеряют на постоянном и переменном токе. Для этого пользуются микроомметрами М-246, Ф-415, двойными мостами МОД-61, Р-3, Р-39, МД-6. В ряде случаев микроомметры изготавливают на базе милливольтметров М-109, М-265 и др. Измерения сопротивления производят также с использованием милливольтметра и амперметра.

Контроль контактного соединения осуществляют по падению напряжения $\Delta U_к$ при переходном сопротивлении $R_{пер}$ контакта при протекании через него тока $I$:

$$\Delta U_к = IR_{пер},$$

$R_{пер}$ определяют по формуле $R_{пер} = \Delta U_к / I$.

Результаты замеров сопротивлений сравнивают с сопротивлениями целых участков проводников, шин, равных условной длине контактного соединения. В правильно выполненном контакте отношение сопротивления контакта или падения напряжения на нем к сопротивлению целого участка проводника или падению напряжения на нем не должно превышать 1,1—1,2. В процессе эксплуатации допускается увеличение переходного сопротивления не более чем в 1,5—1,8 раза, после чего контакт подлежит ревизии.

## 12.4. Эксплуатация силовых трансформаторов

По характеру обслуживания трансформаторов различают два основных вида подстанций: с постоянным дежурным персоналом (большинство главных понизительных ПС) и без него (цеховые трансформаторные подстанции).

На каждый трансформатор подстанции должна быть заведена документация, содержащая: паспорт трансформатора, составленный по установленной форме, или формуляр, высылаемый заводом-изготовителем в составе эксплуатационной документации; копии протоколов заводских испытаний или технической характеристики, заводские инструкции; протоколы испытаний (приемосдаточных, после капитальных и текущих ремонтов), в том числе протоколы испытаний комплектующих частей, вводов, устройств РПН, встроенных трансформаторов тока и др.; протоколы сушки трансформатора; акты приемки после монтажа и ремонта; протоколы испытаний масла; акты о повреждениях трансформатора.

В формуляр документации также заносят данные, характеризующие условия эксплуатации трансформатора.

Контрольные и сигнальные устройства трансформаторов позволяют, следить за их состоянием при его работе. Так, с помощью маслоуказателя контролируют уровень масла. Термометры и термосигнализаторы показывают температуру масла в верхних слоях; манометры — давление масла и воды до и после маслоохладителя и на насосных системах охлаждения, а мановакуумметры — давление в баке герметизированного трансформатора. Степень нагрева трансформатора определяется в основном величиной нагрузки, которая определяется значением тока, проходящего по обмоткам трансформатора, с помощью амперметра, включенного через трансформаторы тока.

Существенную роль в нагреве трансформатора играет температура окружающего воздуха. Чтобы не допустить ее повышения в помещениях, где установлены трансформаторы, предусматривают вентиляцию, которая отводит нагретый воздух из камеры трансформатора и забирает холодный. При работе трансформатора с номинальной нагрузкой разница между температурой отводимого и забираемого воздуха не должна превышать 15 °С.

Если естественная вентиляция оказывается недостаточной, устанавливают принудительную.

В трансформаторах, в которых масло соприкасается с окружающим воздухом, наиболее широко применяется простой силикагелевый воздухоосушитель с масляным затвором. Для предотвращения увлажнения и окисления масла все более широкое применение получает азотная защита. Она исключает непосредственное соприкосновение масла с окружающим воздухом. В последнее время начинает внедряться также пленочная защита, которая практически полностью исключает контакт масла с окружающим воздухом благодаря гибкой оболочке, встроенной в расширитель трансформатора. Защитным устройством от повышения давления в баке трансформатора с расширителем служит выхлопная труба.

Для снижения давления широко внедряются механические клапаны. Для трансформаторов без расширителей применяется реле механического действия, снижающее давление путем разрушения стеклянной мембраны с помощью приспособления, реагирующего на повышение давления. Хорошим защитным устройством на трансформаторах с расширителями является газовое реле, которое также реагирует на повышение давления в баке трансформатора. Его назначение — подача сигнала о скоплении определенного количества газа и отключение трансформатора при бурном газообразовании или при превышении скорости масла, направляющегося к расширителю.

Для обеспечения длительной и надежной эксплуатации трансформаторов необходимо: соблюдение температурных и нагрузочных режимов, уровней напряжения; строгое соблюдение норм качества и изолирующих свойств масла; поддержание исправного состояния устройств охлаждения, регулирование напряжения, защиты масла и др.

Трансформаторы, оборудованные устройствами газовой защиты, устанавливаются таким образом, чтобы крышка имела подъем по направлению к газовому реле не менее 1—1,5%, а маслопровод от трансформатора к расширителю — не менее 2—4%.

На всех маслонаполненных трансформаторах, оборудованных расширителем, устанавливаются термометры для измерения температуры масла.

Трансформаторы с совтоловым наполнением для контроля за давлением внутри бака оснащаются мановакуумметрами и реле давления, срабатывающими при давлении внутри бака выше 60 кПа (0,6 кгс/см$^2$).

Обслуживающий персонал ведет постоянное наблюдение за показаниями мановакуумметров, снижая нагрузку трансформаторов при увеличении давления выше нормы 50 кПа (0,5 кгс/см$^2$).

В распределительных электросетях напряжением до 20 кВ измерения нагрузок и напряжений трансформаторов проводят не реже *2 раз в год* — в период максимальных и минимальных нагрузок.

Уровень масла в расширителе неработающего трансформатора должен быть не ниже контрольных значений, соответствующих уровням масла в трансформаторе при температуре окружающей среды –45, +15 и +40 °С.

Принудительная циркуляция масла в системе охлаждения трансформатора осуществляется непрерывно независимо от нагрузки.

При включении масловодяного охлаждения трансформаторов в первую очередь запускается масляный насос, а затем водяной. При отключении сначала отключается водяной насос, а затем масляный. Водяной насос запускается при температуре масла не ниже 10 °С.

При эксплуатации трансформаторов предусматриваются меры по предотвращению замораживания маслоохладителей, насосов и водяных магистралей, а также по устранению неплотностей в системе маслоохлаждения.

При номинальной нагрузке температура верхних слоев масла не должна превышать (если заводами-изготовителями не оговорены иные температуры): у трансформаторов с системой охлаждения ДЦ 75 °С; с системами охлаждения М и Д — 95 °С. С системой охлаждения Ц температура масла на входе в маслоохладитель не должна превышать 70 °С.

Персонал, обслуживающий трансформаторы, оборудованные переключателем коэффициентов трансформации ПБВ (переключатель без возбуждения), должен не менее *2 раз в год* перед наступлением зимнего максимума и летнего минимума нагрузки проверить правильность установки коэффициента трансформации.

У каждого трансформатора, находящегося в эксплуатации, происходит постепенный износ изоляционных материалов. При неполной загрузке силового трансформатора износ его изоляции незначительный. За счет этого разрешается в отдельные периоды *перегрузка трансформатора*, которая не сокращает нормальный срок его работы. (Значение перегрузки указано в Правилах технической эксплуатации потребителей.) Допустимую перегрузку силового трансформатора в отдельное время суток за счет его недогрузки в другие часы определяют по диаграммам нагрузочной способности трансформатора и суточным графика нагрузки. Такие диаграммы составляются для силовых трансформаторов с естественным масляным и принудительным воздушным охлаждением исходя из нормального срока износа изоляции трансформаторов от нагрева.

Чтобы определить допустимую перегрузку трансформатора зимой за счет его недогрузки летом, устанавливают следующее правило: если максимум среднего суточного графика нагрузки в летние месяцы меньше номинальной мощности трансформатора, то в зимние месяцы допускается перегрузка трансформатора в размере 1% на каждый процент недогрузки, но не более чем на 15% номинальной нагрузки. Общую допустимую перегрузку трансформатора подсчитывают с учетом коэффициента загрузки и летней недогрузки, однако она не должна превышать 30% номинальной. В процессе эксплуатации допускаются *аварийные перегрузки* силовых трансформаторов.

В *аварийных* режимах допускается *кратковременная перегрузка* трансформаторов сверх номинального тока при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды в следующих пределах:

**Масляные трансформаторы**

| Перегрузка по току, % | 30 | 45 | 60 | 75 | 100 |
|---|---|---|---|---|---|
| Длительность перегрузки, мин | 120 | 80 | 45 | 20 | 10 |

**Сухие трансформаторы**

| Перегрузка по току, % | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 |
|---|---|---|---|---|---|
| Длительность перегрузки, мин | 60 | 45 | 32 | 18 | 5 |

Допускается перегрузка масляных трансформаторов сверх номинального тока до 40% общей продолжительностью не более 6 ч/сут в течение 5 сут при условии, что коэффициент начальной нагрузки не превышает 0,93 (при этом должны быть полностью использованы все устройства охлаждения трансформатора).

При перегрузке трансформаторов сверх допустимой дежурный персонал обязан применять меры к его разгрузке, действуя в соответствии с местной инструкцией. Для контроля нагрузки трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и выше устанавливают амперметры, шкала которых соответствует допускаемой перегрузке трансформатора.

Для трансформаторов с системой охлаждения Д при аварийном отключении всех вентиляторов допускаются следующие временные показатели работы с номинальной нагрузкой в зависимости от температуры окружающего воздуха:

| Температура окружающего воздуха, °С | –15 | –10 | 0 | +10 | +20 | +30 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Допустимая продолжительность работы, ч | 60 | 40 | 16 | 10 | 6 | 4 |

На трансформаторах допускается повышение напряжения сверх номинального: длительное — на 5% (при нагрузке не выше номинальной) и на 10% (при нагрузке не выше 0,25 номинальной); кратковременное (до 6 ч/сут) — на 10% (при нагрузке не выше номинальной); в аварийных условиях — в соответствии с типовой инструкцией по эксплуатации трансформаторов.

Трансформаторы с естественным масляным и дутьевым охлаждением допускается включать в работу с полной нагрузкой с застывшим маслом при температуре не ниже –40 °С. При температуре ниже –40 °С следует прогреть трансформатор током холостого хода или током нагрузки не более 50% номинальной до –40 °С, после чего увеличить нагрузку.

В целях снижения потерь для каждой электроустановки в зависимости от графика нагрузки должно быть определено и соблюдаться оптимальное число параллельно работающих трансформаторов. Смонтированные резервные трансформаторы необходимо постоянно содержать в состоянии готовности к включению в работу.

*Параллельная работа трансформатора* допускается при следующих условиях: одинаковые группы соединений, а соотношение между мощностями не более 1:3; коэффициенты трансформации равны или различаются не более чем на ±0,5%; напряжения КЗ различаются не более чем на ±10% среднего арифметического значения напряжения КЗ, включаемых на параллельную работу трансформаторов. Перед включением трансформаторов производится их фазировка.

*Фазировка* заключается в том, чтобы у трансформаторов, присоединенных со стороны высокого напряжения к одной сети, найти со вторичной стороны фазы, которые подлежат соединению, т.е. не имеющие разности напряжения (одноименные). После того как указанные фазы будут найдены, их попарно располагают друг против друга. Вольтметр, присоединенный к одноименным фазам, дает нулевое показание.

На рис. 12.1 приведена схема фазировки двух трансформаторов. В том случае, когда фазируемые трансформаторы не имеют заземленных нейтралей, т.е. не имеют между собой электрической связи, фазируемые цепи необходимо предварительно соединить в какой-либо точке, иначе вольтметр не дает показаний. Очевидно, при фазировке трансформаторов, не имеющих заземленных нейтралей, достаточно получить два нулевых показания вольтметра. Фазировку трансформаторов с напряжением, превышающим 380 В, производят вольтметром через измерительные трансформаторы напряжения.

При неправильном включении трансформаторов на параллельную работу могут возникать короткие замыкания, а также неравномерное распределение нагрузки между работающими трансформаторами.

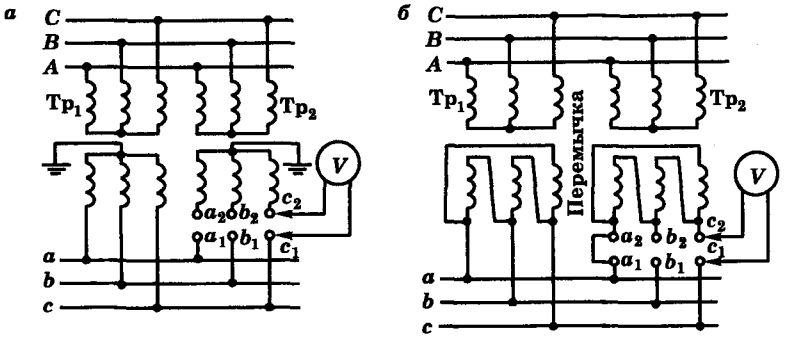



**Рис. 12.1. Схема фазировки силовых трансформаторов: *а* — с заземленными нейтралями; *б* — при соединении в треугольник; $Тр_1$, $Тр_2$ — соответственно подключенный и фазируемый трансформатор; *V* — переносной вольтметр; *A, B, C*; $a_1$, $b_1$, $c_1$; $a_2$, $b_2$, $c_2$ — проводники различных фаз тока**

Фазировку трансформаторов производят перед их включением после монтажа или капитального ремонта со сменой обмоток.

**Осмотр трансформаторов** (без отключения) производится: в электроустановках с постоянным дежурным персоналом — *1 раз в сут*; в установках без постоянного дежурного персонала — не реже *1 раза в мес*, а на трансформаторных пунктах — не реже *1 раза в 6 мес*.

В зависимости от местных условий, конструкции и состояния трансформаторов указанные сроки их осмотра могут быть изменены лицом, ответственным за электрохозяйство.

**Внеочередные осмотры** трансформаторов производятся: при резком изменении температуры наружного воздуха (при резком понижении температуры окружающей среды масло может уйти из расширителя) и каждом отключении трансформатора действием газовой или дифференциальной защиты.

При осмотре трансформаторов должны проверяться: показания термометров и мановакуумметров; состояние кожухов трансформаторов и отсутствие течи масла, соответствие уровня масла в расширителе температурной отметке и наличие масла в маслонаполненных вводах; состояние маслоохлаждающих и маслосборных устройств, а также изоляторов; состояние ошиновки и кабелей, отсутствие нагрева контактных соединений; исправность устройств сигнализации и пробивных предохранителей; состояние сети заземления; маслоочистных устройств непрерывной регенерации масла, термосифонных фильтров и влагопоглощающих патронов, а также трансформаторного помещения.

Температуру масла трансформаторов мощностью менее 100 кВ·А контролируют ртутными термометрами. При большей мощности трансформаторов для этой цели используют манометрические термометры, обладающие меньшей точностью, чем ртутные. Поэтому время от времени их показания сверяют с показаниями ртутных термометров.

По действующему ГОСТу температура верхних слоев масла при максимально допустимой температуре окружающего воздуха (35 °С) не должна превышать 95 °С, а превышение температуры масла над температурой окружающей среды не должно быть более 60 °С. Допускается работа силовых трансформаторов с отключенным дутьем, если температура верхних слоев масла не превышает 55 °С, а нагрузка трансформатора — 100% номинальной мощности.

Однако при длительной работе трансформатора с предельной температурой сокращается срок его службы. Поэтому обычно устанавливают режим работы трансформаторов, при котором температура масла поддерживается на уровне 85 °С. Дальнейшее повышение температуры является признаком перегрузки трансформатора, его неисправности или недостаточного охлаждения. При работе трансформатора

необходимо следить за уровнем и цветом масла, находящегося в трансформаторе: уровень масла должен находиться на контрольной черте; масло должно быть светло-желтого цвета.

**Текущие ремонты** трансформаторов (без РПН) с отключением производятся: трансформаторов центральных распределительных подстанций — не реже *1 раза в 2 года*; трансформаторов, установленных в местах усиленного загрязнения,— по местным инструкциям; всех остальных трансформаторов — по мере необходимости, но не реже *1 раза в 4 года*.

Текущие ремонты трансформаторов и автотрансформаторов с РПН выполняются ежегодно. Внеочередной ремонт устройств регулирования напряжения под нагрузкой проводится после определенного числа операций по переключению в соответствии с заводскими инструкциями.

*Текущие ремонты систем охлаждения* Д, ДЦ и Ц осуществляются ежегодно.

В *текущий* ремонт трансформаторов с отключением от сети входит наружный осмотр трансформатора, устранение дефектов, а также очистка изоляторов и бака (удаление грязи из расширителя), при необходимости в трансформатор доливают масло и проверяют правильность показаний маслоуказателя, осматривают спускной кран, уплотнения и охлаждающие устройства (при необходимости очищают); проверяют состояние газовой защиты и целостность мембраны выхлопной трубы, а также проводят необходимые измерения и испытания.

Трансформаторы мощностью 160 кВ·А и более должны эксплуатироваться с системой непрерывной регенерации масла в термосифонных и адсорбционных фильтрах.

Масло в расширителе трансформаторов должно быть защищено от непосредственного соприкосновения с окружающим воздухом. Специальные устройства, предотвращающие увлажнение масла, должны быть постоянно включенными независимо от режима работы трансформатора. Эксплуатация указанных устройств осуществляется в соответствии с заводскими инструкциями. Масло маслонаполненных вводов должно быть защищено от окисления и увлажнения.

Предприятие, имеющее на балансе маслонаполненное оборудование, должно иметь постоянный запас изоляционного масла в объеме не менее 110% вместимости самого большого агрегата.

Трансформаторное масло должно подвергаться профилактическим испытаниям в соответствии с установленными нормами.

При эксплуатации трансформаторов возможно ложное срабатывание газовой защиты в случае сквозных КЗ, сопровождаемых толчком масла через газовое реле, а также из-за неисправности вторичных

цепей, которые в местах подсоединения к реле обычно разъедаются маслом. В каждом случае отключения трансформатора под действием газового реле проверяют правильность работы последнего.

Газовое реле, в котором после срабатывания обнаруживают газ, необходимо проверить на горючесть с помощью горящей спички, которую подносят к предварительно открытому верхнему кранику газового реле. Горение газа свидетельствует о наличии внутреннего повреждения в трансформаторе, который выводят из работы для внутреннего осмотра. Если выделяющийся газ оказывается негорючим и бесцветным, это означает, что реле сработало из-за выделения воздуха из трансформатора. В этом случае необходимо выпустить воздух из реле. Одновременно берут пробу газа для химического анализа на содержание в нем веществ, характеризующих внутренние повреждения трансформаторов (повышенное содержание водорода и метана свидетельствует о разложении масла электрической дугой).

## 12.5. Эксплуатация трансформаторного масла

О состоянии и качестве трансформаторного масла судят по его химическим, механическим и электротехническим свойствам: кислотности, содержанию воды, механических примесей и взвешенного угля, вязкости, температуре вспышки и пробивному напряжению. Большое влияние на качество масла оказывает его окисление кислородом из атмосферного воздуха, с которым масло находится в постоянном контакте. Этому процессу способствуют солнечный свет, высокая температура окружающей среды и некоторые другие факторы. Повышение кислотности масла отрицательно сказывается на изоляции обмоток трансформатора, приводя к ее химическому разрушению; понижает его электрическую прочность, являющуюся одной из важнейших характеристик трансформаторного масла.

Показателями, характеризующими степень окисления масла, являются кислотное число, и реакция водной вытяжки.

*Кислотное число* определяет количество едкого калия в миллиграммах, которое требуется для нейтрализации всех свободных кислот в масле.

*Реакция водной вытяжки* характеризует наличие в масле низкомолекулярных (нерастворимых) кислот. В годном для эксплуатации масле реакция водной вытяжки должна быть нейтральной.

Важное значение для нормальной работы изоляционного масла имеет его вязкость и температура вспышки, т.е. температура, при которой пары масла, нагреваемого в закрытом сосуде, образуют смесь, вспыхивающую при поднесении пламени к ней. Для того чтобы изоляционное масло лучше отводило теплоту от нагретых элементов, оно должно хорошо циркулировать, т.е. обладать небольшой вязкостью.

*Температура вспышки масла* не должна быть ниже установленных значений во избежание воспламенения масла при повышении температуры, вызванном перегрузкой трансформатора или масляного выключателя.

*Содержание в масле механических примесей* также определяет его качество. Примеси могут появиться при эксплуатации масла в результате растворения красок, лаков и изоляции; в виде угля, который образуется при электрической дуге, а также в виде осадка (шлама), представляющего собой продукты распада масла. Механические примеси в масле оказывают неблагоприятное влияние на работу трансформаторов и масляных выключателей, вызывая перекрытие изолированных друг от друга элементов и понижая электрическую прочность масла. Необходимо отметить, что загрязнение и старение масла в процессе его эксплуатации ведет к повышению диэлектрических потерь в масле.

В процессе эксплуатации масло темнеет и приобретает темно-коричневую окраску. Изменение цвета масла происходит под влиянием его нагрева и загрязнения смолами и осадками. Вследствие того что характеристика масла в процессе эксплуатации ухудшается, его качество приходится периодически проверять. Такие проверки осуществляют *1 раз в 3 года*, выполняя анализ масла.

Масло, годное для эксплуатации, должно удовлетворять следующим требованиям: кислотное число — не более 0,05 мг КОН на 1 кг масла; реакция водной вытяжки — нейтральная; механические примеси — визуальное отсутствие; падение температуры вспышки — не более 5 °С от первоначальной; взвешенный уголь в масле из трансформатора — отсутствие, а из выключателей — незначительное количество; электрическая прочность для аппаратов напряжением до 10 кВ включительно — не ниже 20 кВ/мм; плотность при 20 °С — 0,84—0,89 г/см$^3$; удельное объемное сопротивление равно $10^{14}$—$10^{15}$ Ом·см при 20 °С; tgδ при 20 °С — не более 2%, при 70 °С — не более 7%; зольность — не более 0,005%.

Масло многообъемных масляных выключателей дополнительно проверяют на содержание взвешенного угля после отключения КЗ (если токи КЗ превышают половину паспортного значения). Срок периодических испытаний сокращают при неблагоприятных для изоляционного масла условиях эксплуатации. К таким условиям относят, например, высокую рабочую температуру, влажный климат. Изоляционное масло, которое не удовлетворяет указанным требованиям, восстанавливают.

При эксплуатации уровень масла в трансформаторах и выключателях постепенно понижается вследствие его испарения и периодических

отборов для испытаний. Поэтому периодически масло доливают. В отдельных случаях смешение масел приводит к ухудшению их качества. В связи с этим смешивать масла можно лишь при наличии подтверждения лабораторными испытаниями.

В условиях низкой температуры особое значение приобретает температура застывания масла. При низкой температуре окружающей среды повышается вязкость масла, это приводит к понижению скорости движения траверсы выключателя и ухудшает циркуляцию масла в маслонаполненных аппаратах. По нормам температура застывания масла для масляных выключателей, находящихся в неотапливаемых помещениях или на открытых РУ и ПС, в районах, где температура воздуха не бывает ниже –20 °С, должна быть не выше –35 °С для масляных выключателей и –45 °С для трансформаторов. Температура застывания масла для остальных районов должна быть не выше –45 °С.

Пробы масла из аппаратуры открытых ПС берут только в сухую погоду, с тем чтобы в масло не мог попасть сырой воздух. Во избежание возможных изменений пробы масла должны доставляться в лабораторию для анализа не позднее чем через 7 дней после отбора и снабжаться ярлыками с указанием места и времени взятия пробы.

Если не принимать профилактических мер, трансформаторное масло сравнительно быстро ухудшает свои качества. При этом его приходится часто проверять, подвергать очистке и смене. Все это в значительной мере удорожает расходы по его эксплуатации. В настоящее время принимаются меры, направленные на замедление процессов старения изоляционного масла. Например, широко применяется способ циркуляции масла через термосифонный фильтр с силикагелем, поглощающим продукты старения масла. Благодаря этому качество масла непрерывно восстанавливается. Термосифонная регенерация масла производится без отключения трансформаторов, что особенно важно при работе трансформаторов, не имеющих резерва трансформаторной мощности.

Применение трансформаторных масел с присадкой антиокислителей ВТИ-1 повышает их стабильность, так как задерживает процесс его окисления. При азотном способе защиты окисления соприкосновению масла с воздухом препятствуют создаваемые в баке трансформатора азотные подушки.

В этом случае, если масло не удовлетворяет предъявляемым к нему требованиям, принимают меры к восстановлению его свойств. Метод восстановления масла, находившегося в эксплуатации, выбирают в зависимости от характера ухудшения его качества. Если ухудшение качества масла связано не с изменением его химических

свойств, а с наличием в нем нерастворимых механических примесей, частиц угля и воды, восстановить масло можно путем отстоя, фильтрования и очистки в центрифугах.

При фильтровании масло продавливается через фильтровальный картон, поглощающий воду из масла. При очистке масла центрифугированием применяют два способа: кларификацию и пурификацию (различаются сборкой тарелок барабана). При *кларификации* масло очищается главным образом от механических примесей, шлама и угля, оседающих в грязевике барабана. После такой очистки масло осветляется. В этом случае, если масло содержит воду в значительном количестве, применяют способ *пурификации*, при котором вода непрерывно отводится из центрифуги.

## 12.6. Эксплуатация конденсаторных установок

Ввод в эксплуатацию конденсаторных установок допускается с разрешения энергоснабжающей организации. Общий порядок сдачи и приемки в эксплуатацию КУ должен соответствовать требованиям ПУЭ, ПТЭ и ПТБ при эксплуатации электроустановок потребителей.

Требования нормативной документации распространяются на конденсаторные установки, используемые для повышения уровня компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения в электрических установках напряжением 0,22—10 кВ при частоте 50 Гц, присоединяемых параллельно индуктивным элементам электрических установок потребителя.

Установленные технической документацией правила не распространяются на конденсаторные установки для продольной компенсации и специальные.

В помещениях конденсаторных батарей (независимо от их расположения) должны находиться: однолинейная принципиальная схема конденсаторной установки с указанием номинального тока плавких вставок предохранителей, защищающих отдельные конденсаторы, часть или всю конденсаторную установку, а также установок реле максимального тока в случае применения защитного реле; термометр либо другой прибор для измерения температуры окружающего воздуха; специальная штанга для контрольного разряда конденсаторов; противопожарные средства — огнетушитель, ящик с песком и др.

Для конденсаторных батарей мощностью более 200 квар установка устройств автоматического регулирования мощности конденсаторов обязательна. Временно, до установки устройств автоматического регулирования мощности КУ, допускается ручное регулирование мощности включением и отключением конденсаторных батарей дежурным персоналом по графику.

Перед отключением конденсаторной установки необходимо путем внешнего осмотра убедиться в исправности разрядного устройства.

Номинальный ток плавких вставок предохранителей, защищающих отдельный конденсатор, часть или всю конденсаторную установку, не должен превышать 160% суммы номинальных токов защищаемых конденсаторов. Установка по току максимального токового реле или расцепителя автомата не должна превышать 130% номинального тока конденсаторной установки.

Смена перегоревших или неисправных предохранителей осуществляется при отключенной конденсаторной батарее после контрольного разряда всех конденсаторов батарей специальной штангой. При повторном автоматическом отключении конденсаторной установки защитой включение конденсаторов разрешается только после выявления и устранения причин, вызвавших отключение.

Повторное включение конденсаторной батареи после ее предыдущего отключения допускается для конденсаторов напряжением свыше 660 В *не ранее чем через 5 мин*, а для конденсаторов напряжением до 660 В — *не ранее чем через 1 мин* при условии остаточного напряжения на батарее не более 50 В.

**Осмотр** (без отключения) конденсаторных установок напряжением до и свыше 1 кВ выполняется в сроки, установленные местными инструкциями, но не реже *1 раза в месяц* для установок мощностью менее 500 квар и *1 раза в декаду* для установок мощностью выше 500 квар.

Во время осмотра конденсаторной установки проверяют: исправность ограждений, сохранность запоров, отсутствие посторонних предметов; отсутствие пыли, грязи, трещин на изоляторах; температуру окружающего воздуха; отсутствие вспучивания стенок корпусов конденсаторов и следов вытекания пропитывающей жидкости (масла, совтола и т.п.) из конденсаторов. Наличие пятен пропитывающей жидкости (отпотевание) не является основанием для снятия конденсаторов с эксплуатации: такие конденсаторы необходимо взять под наблюдение. Так же проверяют (внешним осмотром) сохранность плавких вставок предохранителя открытого типа; значение тока и равномерность нагрузки отдельных фаз батареи конденсаторов; значение напряжения на шинах КУ или ближайшего РУ; исправность цепи разрядного устройства; исправность всех контактов; наличие и исправность блокировок для обеспечения безопасности; наличие и качество средств защиты (специальной штанги и др.) и тушения пожара.

Кроме плановых осмотров конденсаторные установки подвергаются внеочередным осмотрам после отключения установки релейной защитой, повышения напряжения на зажимах и т.п.

**Эксплуатация конденсаторов запрещается**: при напряжении на шинах, к которым присоединены конденсаторы, превышающем 110%

номинального напряжения конденсаторов; температуре окружающего воздуха, превышающей максимально или минимально допустимую для конденсаторов данного типа; вспучивании стенок конденсаторов; неравномерности нагрузки фаз конденсаторной установки более 10% среднего значения тока; увеличении тока батареи более чем на 30% номинального значения; капельной течи пропиточной жидкости; повреждении фарфорового изолятора.

**Текущий ремонт** КУ напряжением до и свыше 1 кВ проводится с обязательным отключением установки не реже *1 раза в год.*

**Капитальный ремонт** КУ производится в сроки, установленные системой ППТОР, но не реже *1 раза в 8 лет.*

## 12.7. Эксплуатация кислотных аккумуляторных батарей

Стационарные кислотные аккумуляторные батареи на подстанциях и в производственных цехах промышленных и других предприятий должны устанавливаться в соответствии с требованиями ПУЭ. Устанавливать кислотные и щелочные аккумуляторные батареи в одном помещении запрещается.

Стены, потолки, двери, оконные переплеты, металлические конструкции, стеллажи и другие части помещения, предназначенного для установки кислотных аккумуляторных батарей, должны быть окрашены кислотостойкой краской. Вентиляционные короба должны быть окрашены с наружной и внутренней стороны.

Для освещения таких помещений применяются светильники, установленные во взрывозащищенной арматуре. Выключатели, штепсельные розетки и предохранители должны располагаться вне аккумуляторного помещения. Осветительная электропроводка выполняется проводом в кислотостойкой оболочке.

Напряжение на шинах оперативного постоянного тока в нормальных эксплуатационных условиях поддерживается на 5% выше номинального напряжения токоприемников.

Аккумуляторная установка должна быть укомплектована: принципиальными и монтажными электрическими схемами соединений; денсиметрами (ареометрами) и термометрами для измерения плотности и температуры электролита; переносным вольтметром постоянного тока с пределами измерения 0—3 В; переносной герметичной лампой с предохранительной сеткой или аккумуляторным фонарем; кружкой из химически стойкого материала с носиком (или кувшином) вместимостью 1,5—2 л для приготовления электролита и доливки его в сосуды; предохранительными стеклами для покрытия элементов; кислотостойким костюмом, резиновым фартуком, резиновыми перчатками и сапогами, защитными очками; раствором соды для кислотных батарей и борной кислоты или уксусной эссенции для щелочных батарей; переносной перемычкой для шунтирования элементов батареи.

Для установок без постоянного оперативного персонала допускается все вышеперечисленное иметь в привозимом комплекте.

При приемке вновь смонтированной или вышедшей из капитального ремонта аккумуляторной батареи проверяются: наличие документов на монтаж или капитальный ремонт аккумуляторной батареи (технического отчета); емкость батарей (током 3—5 А или 10-часовым режимом разряда); качество электролита; плотность электролита и напряжение элементов в конце заряда и разряда батарей; сопротивление изоляции батареи относительно земли; исправность отдельных элементов; исправность приточно-вытяжной вентиляции; соответствие строительной части аккумуляторных помещений требованиям ПУЭ.

Кислотные батареи, работающие по методам постоянного подзаряда или «заряд—разряд», подвергаются уравнительному заряду (перезаряду) *1 раз в 3 мес* напряжением 2,3—2,35 В на элемент до достижения установившегося значения плотности электролита во всех элементах 1,2—1,21 г/см$^3$. Продолжительность дозаряда зависит от состояния батареи, но *не менее 6 ч*.

Заряжать и разряжать батарею допускается током не выше максимального, гарантированного для данной батареи. Температура электролита в конце заряда должна быть не выше +40 °С. Во время уравнительного заряда батарее необходимо сообщить не менее трехкратной номинальной емкости. Кроме того, на подстанциях *1 раз в 3 мес* проверяется работоспособность батарей по падению напряжения при кратковременном включении тока.

Приточно-вытяжная вентиляция помещения включается перед началом заряда аккумуляторной батареи и отключается после полного удаления газов не ранее чем через 1,5 ч после окончания заряда, а при работе по методу постоянного подзаряда — по мере необходимости в соответствии с местной инструкцией.

Измерения напряжения, плотности и температуры электролита каждого элемента стационарных аккумуляторных батарей выполняются не реже *1 раза в месяц*.

При понижении напряжения на элементах кислотной аккумуляторной батареи до 1,8 В разряд батареи прекращают, а батарею ставят на заряд. Оставлять батарею разряженной более чем на 12 ч нельзя, так как при этом понижается емкость аккумуляторов.

Приступая к заряду аккумуляторной батареи сначала включают приточно-вытяжную вентиляцию помещения и проверяют ее действие, затем батарею подсоединяют к зарядному агрегату, соблюдая полярность полюсов. Значение зарядного тока в начале процесса заряда батареи берут из таблиц, рекомендованных в инструкции заводом-изготовителем (примерно на 20% больше номинального значения зарядного тока). При этом режиме зарядка продолжается до тех пор,

пока напряжение на аккумуляторах не станет равным 2,4 В. Затем зарядный ток уменьшают вдвое, процесс зарядки продолжается до его окончания. Зарядку считают законченной, если напряжение на элементах достигает 2,6—2,8 В и больше не увеличивается, а плотность электролита 1,20—1,21 г/см$^3$ не изменяется в течение часа. В это время наблюдается «кипение» электролита обеих полярностей.

При зарядке кислотной аккумуляторной батареи контролируют температуру электролита. При достижении +40 °С заряд прекращают и дают электролиту остыть до +30 °С. Одновременно измеряют плотность электролита и напряжение на зажимах отдельных элементов. Высокая температура электролита ускоряет износ элементов и увеличивает их саморазряд. Низкая температура повышает вязкость электролита, которая ухудшает процесс разряда и уменьшает емкость элементов. Поэтому температуру в элементах аккумуляторной батареи поддерживают на уровне не менее +10 °С. При зарядке может оказаться, что отдельные элементы кислотной аккумуляторной батареи заряжены не полностью; такие элементы подлежат дозарядке отдельно.

Кислотную аккумуляторную батарею нельзя разряжать до глубокого разряда, который вызывает *сульфатацию*. При сульфатации на пластинах свинцового аккумулятора образуются сплошные массы сульфата свинца, которые закупоривают поры в пластинах. В связи с этим затрудняется прохождение электролита, что препятствует восстановлению аккумулятора в условиях нормального заряда. При нормальном разряде на пластинах образуется мелкозернистый сульфат свинца, который не препятствует последующему восстановлению аккумуляторов при заряде. Плотность электролита в конце заряда достигает значения 1,15—1,17 г/см$^3$.

Плотность электролита измеряется с помощью денсиметра (ариометра). В процессе эксплуатации уровень электролита постепенно понижается и время от времени его доливают.

Дежурный персонал осуществляет систематическое наблюдение за условиями эксплуатации кислотной аккумуляторной батареи (все данные о токе, напряжении, плотности электролита, температуре заносят в протоколы в соответствии с заводской инструкцией).

**Осмотр** аккумуляторной батареи производится: дежурным персоналом — *1 раз в сут*; мастером или начальником подстанции — *2 раза в мес*; на подстанциях без постоянного дежурного персонала — эксплуатационным персоналом одновременно с осмотром оборудования, а также специально выделенным лицом — по графику, утвержденному главным энергетиком предприятия.

*Для увеличения срока службы* кислотных аккумуляторных батарей их эксплуатацию осуществляют в режиме постоянного подзаряда (подключение заряженной батареи параллельно с зарядным устройством).

Это обусловлено тем, что при работе кислотной аккумуляторной батареи по методу *заряд — разряд* (питание нагрузки заряженной аккумуляторной батареей с последующим зарядом ее после разрядки) износ положительных пластин аккумуляторов происходит значительно быстрее, чем при режиме постоянного подзаряда.

Преимуществом режима постоянного подзаряда является то, что аккумуляторная пластина постоянно находится в состоянии полного заряда и может в любой момент обеспечить нормальное питание нагрузки.

При эксплуатации кислотных батарей не все аккумуляторы имеют одинаковый саморазряд. Причиной этого могут быть неодинаковые температурные условия (различное расстояние от отопительных приборов), а также разная степень загрязнения электролита в аккумуляторах. Аккумуляторы, имеющие большой саморазряд (отстающие), подвержены более глубокой сульфатации. Поэтому кислотные батареи *1 раз в 3 мес* подвергают уравнительному заряду.

**Текущий ремонт** аккумуляторной батареи проводится по системе ППТОР, но не реже *1 раза в год*.

При текущем ремонте аккумуляторной батареи осуществляются: проверка состояния пластин и замена их в отдельных элементах (при необходимости); замена части сепараторов; удаление шлама из элементов; проверка качества электролита; проверка состояния стеллажей и их изоляции относительно земли; устранение других неисправностей аккумуляторной батареи; проверка и ремонт строительной части помещения.

Все работы при эксплуатации кислотных аккумуляторных батарей в период операции с кислотой и электролитом проводят в резиновых сапогах, фартуке, перчатках и шерстяной спецодежде. Для защиты глаз обязательны предохранительные очки. Возле рабочего места всегда должен находиться 5%-ный раствор питьевой соды для промывки пораженных кислотой или электролитом участков кожи.

**Капитальный ремонт** батареи проводится по системе ППТОР, но не реже *1 раза в 3 года*.

## 12.8. Испытания электрооборудования трансформаторных подстанций

При приемке в эксплуатацию силовых трансформаторов необходимо установить возможность их включения под напряжением без сушки. Для этого измеряют сопротивление изоляции обмоток трансформатора и определяют степень ее увлажнения. Кроме этого измеряют сопротивление обмоток постоянному току для проверки качества контактных соединений и отсутствия обрывов в проводах. Для измерения пользуются микроомметром МУ-246, двойным мостом МД-6, универсальными мостами, а при их отсутствии — методом амперметра—вольтметра.

Сопротивление обмоток постоянному току определяют при установившемся значении тока. Для сравнения полученные показатели предыдущих измерений приводят к одной температуре. При измерениях определяют сопротивление постоянному току всех обмоток и при всех положениях переключателя ответвлений. Сопротивления обмоток различных фаз считаются удовлетворительными, если при одинаковой температуре не отличаются друг от друга и от полученных при предыдущих измерениях, а также от заводских значений больше чем на ±2%.

Масляные выключатели подвергают испытаниям, когда они полностью собраны и отрегулированы. Сопротивление выключателей измеряют пофазно у каждой пары рабочих контактов. Измерение скорости, времени включения и отключения подвижных частей выключателя характеризует качество регулировки выключателя и его привода. Скоростные характеристики определяют на заполненном маслом выключателе при температуре окружающей среды +10—20 °С и номинальном напряжении оперативного тока. Скорости включения и отключения измеряют с помощью вибрографа, установленного на выключателе (рис. 12.2). Виброграф представляет собой электромагнит с пищущим устройством (графитовым стержнем) на конце якоря. К обмотке вибратора подводят напряжение частотой 50 Гц. При этом якорь с пишущим устройством совершает 100 колебаний.

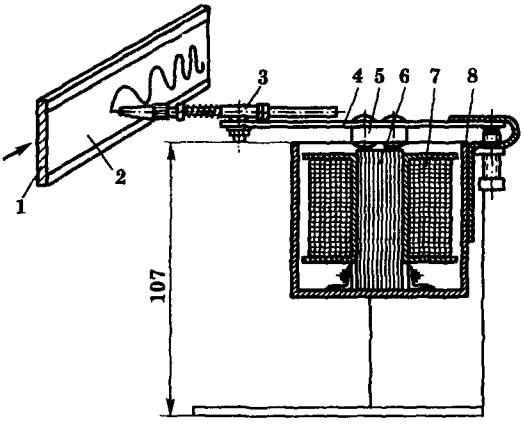



**Рис. 12.2. Виброграф:**
**1 — планка; 2 — бумажная лента; 3 — пищущее устройство; 4 — пружина; 5 — якорь; 6 — электромагнит; 7 — обмотка; 8 — корпус**

Для измерений к подвижной части выключателя прикрепляют планку с лентой плотной бумаги. Виброграф устанавливают таким образом, чтобы графитовый стержень прилегал к поверхности бумажной ленты и совершал колебания в плоскости, перпендикулярной движению ленты. Питание на виброграф подается одновременно с импульсом на включение или отключение выключателя. При движении подвижной части выключателя вместе с бумажной лентой графитовый стержень вычерчивает на ней синусоидальную кривую, так называемую виброграмму, по которой можно определить ход, время и скорость движения подвижных частей выключателя.

Сопротивление изоляции подвижных и направляющих частей выключателей, выполненных из органических материалов, измеренных мегомметром напряжением 2,5 кВ, считается удовлетворительным, если при номинальном напряжении выключателя 3—110 кВ составляет не менее 1000 МОм, а при номинальном напряжении 15—150 кВ — не менее 3000 МОм.

Сопротивление изоляции вводов с бумажно-масляной изоляцией, измеренное мегомметром напряжением 1—2,5 кВ, должно составлять не менее 1000 МОм. Измерение проводят между последними обкладками вводов с проходными изоляторами и соединительной втулкой.

Значения испытательных напряжений промышленной частоты, которые должна выдержать изоляция масляного выключателя в течение 1 мин, должны быть: для выключателя напряжением 6 кВ — 32 кВ; напряжением 10 кВ — 42 кВ и т.д.

Выключатель нагрузки на номинальное напряжение 6 кВ испытывают повышенным напряжением 29 кВ, а на напряжение 10 кВ — повышенным напряжением 36 кВ в течение 1 мин. Измеренное при температуре +20 °С значение $tg\delta$ вводов и проходных изоляторов с бакелитовой изоляцией при хорошем ее состоянии для выключателей с номинальным напряжением 3—10 кВ обычно составляет не более 3% относительной величины, а с напряжением выше 10 кВ — не более 2,5%.

Напряжение срабатывания катушек отключения приводов масляных выключателей и выключателей нагрузки должно быть не менее 35% от номинального, а напряжение их надежной работы — не более 65% от номинального. Масляные выключатели и выключатели нагрузки проверяют на включение и отключение при напряжениях в момент включения на зажимах привода 80, 90, 100 и 110% от номинального. Количество операций для каждого режима опробования 3—5.

Контакты масляного выключателя проверяют на одновременность замыкания контактов при помощи контрольных ламп. При включении контактов контрольные лампы должны загораться одновременно. Ход подвижной части выключателя, одновременность и скорость замыкания и размыкания контактов считаются удовлетворительными, если они соответствуют рекомендациям заводов-изготовителей.

Разъединители испытывают, когда они полностью собраны и отрегулированы. Сопротивление изоляции поводков и тяг, выполненных из органического материала, измеренное мегомметром на напряжение 2,5 кВ, при номинальном напряжении разъединителя 3—10 кВ должно составлять не менее 1000 МОм, а при 15—150 кВ — не менее 300 МОм. Изоляцию разъединителей испытывают повышенным напряжением промышленной частоты. Значения испытательного напряжения принимают в соответствии с установленными нормами; продолжительность испытания при изоляторах с основной изоляцией

из твердых органических материалов составляет 5 мин, а при керамических изоляторах — 1 мин.

Испытаниям подвергают измерительные трансформаторы. Сопротивление изоляции их первичных обмоток измеряют мегомметром на напряжение 2500 В, вторичных — мегомметром на напряжение 1000 В. Сопротивление в обоих случаях не нормируется. При оценке сопротивления изоляции вторичных обмоток можно руководствоваться следующими данными: для трансформаторов тока, встроенных во втулки масляного выключателя, нормальным считается сопротивление изоляции, равное 10—20 МОм, а для выносных трансформаторов тока — 50—100 МОм.

Изоляцию измерительных трансформаторов также испытывают повышенным напряжением промышленной частоты; напряжение испытания принимают для первичных обмоток по установленным нормам, а для вторичных обмоток вместе с присоединенными к ним цепями — 1 кВ. Продолжительность испытания для первичных обмоток трансформаторов тока равна 1 мин при керамической основной изоляции и 5 мин при изоляции из органических твердых материалов или кабельных масс.

Продолжительность испытания изоляции вторичных обмоток трансформаторов тока также равна 1 мин. В трансформаторах напряжения измеряется ток холостого хода, значение которого не нормируется. В трансформаторах тока снимают характеристику намагничивания сердечников, которую сравнивают с характеристикой исправного аналогичного трансформатора. У встроенных трансформаторов тока, трансформаторов, предназначенных для работы в цепях учета энергии, и трансформаторов с переключающими устройствами измеряют коэффициент трансформации (на всех ответвлениях). Отклонение полученного коэффициента от паспортного не нормируется.

Объем и порядок профилактических испытаний электрооборудования подстанций приводятся в ПТЭ и ПТБ. Объем и сроки профилактических испытаний силовых трансформаторов определяются местными инструкциями, в которых учитываются условия работы трансформаторов и их техническое состояние.

# 13. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ

## 13.1. Приемка вновь вводимых в эксплуатацию электроприводов

Вновь смонтированные и отлаженные электроприводы и пускорегулирующую аппаратуру при приемке в эксплуатацию осматривают, проверяют работу механической части в соответствии с заводскими и монтажными инструкциями и подвергают приемосдаточным испытаниям в соответствии с требованиями ПУЭ.

При осмотре приемочная комиссия должна убедиться в том, что: электродвигатели и аппараты доступны для осмотра и ремонта на месте установки; электропроводка имеет защиту в местах возможных повреждений. Вращающиеся части, расположенные на доступной высоте, имеют ограждения от случайных прикосновений; линия валов смонтированных агрегатов плавная; высота установки рукояток и маховиков находится на уровне 1,05—1,1 м от пола; включение и выключение аппаратов производятся легко, без заеданий; контактные части контакторов во включенном положении не имеют просветов по всей ширине. Поверхности коллекторов и контактных колец не имеют заусенцев или забоин и хорошо отполированы; щетки не смещены за край коллектора или контактных колец, не имеют перекосов, тщательно притерты и легко перемещаются в обоймах щеткодержателей. Подшипники скольжения наполнены маслом до заводской отметки, а подшипники качения заправлены смазкой до 2/3 объема гнезда подшипника; на электродвигателях и приводных механизмах нанесены стрелки, указывающие нормальное направление вращения.

При осмотре вновь смонтированных заземляющих устройств в силовых установках приемочная комиссия проверяет и устанавливает, что: заземляющие проводники, проложенные в помещениях, доступны для осмотра и имеют отличительную окраску (черный цвет), позволяющую легко их обнаружить; в тех местах, где заземляющие проводники могут подвергаться химическим воздействиям, так как они имеют соответствующие защитные покрытия, соединения заземляющих проводников выполнены с помощью сварки, обеспечивающей наибольшую надежность. Заземляющее устройство не содержит последовательного включения нескольких заземляющих частей установки; отсутствуют и неудовлетворительные контакты в проводке, соединяющей аппаратуру с контуром заземления. В местах вероятных механических повреждений заземляющие проводники имеют защиту (например, в местах пересечений каналов); проход заземляющих проводников через стены выполнен в открытых проемах, трубах или коробах. Принимая заземляющее устройство, приемочная комиссия проверяет его элементы, находящиеся в земле, с выборочным вскрытием грунта, а остальные — в пределах доступности осмотру. Количество заземлителей и глубина их заложения должны соответствовать проекту.

## 13.2. Техническое обслуживание электроприводов

При техническом обслуживании электроприводов их осмотр и контроль за работой проводят в сроки, предписанные ППТОР. Электроприводы осматривают тем чаще, чем тяжелее условия работы, например большая длительность разгона электродвигателя, частые пуски, высокая температура окружающей среды. Конструкция электродвигателей также может влиять на требуемую периодичность их осмотров. Кроме того, при установлении периодичности осмотров надо учитывать и техническое состояние электродвигателей, например степень их изношенности.

При осмотре во время обходов электроприводов проверяют температуру нагрева двигателей; следят за содержанием их в чистоте. Вблизи них не должно быть посторонних предметов, особенно опасных в пожарном отношении. Наблюдают, чтобы пуск и останов электродвигателей производились производственным персоналом по инструкции и электродвигатели не работали вхолостую. Контролируют напряжение электросети, которое должно быть в пределах 95—110% от номинального. Проверяют в подшипниках, реостатах и пусковой аппаратуре уровень масла. Обращают внимание на исправность ограждений, препятствующих случайным прикосновениям к вращающимся частям электропривода; устраняют мелкие неисправности (например, заменяют перегоревшие предохранители, регулируют нажим щеток) и проводят наружную очистку электродвигателей.

Контроль за температурой электродвигателя является существенным элементом его эксплуатации, так как наиболее частые повреждения электродвигателя связаны с нагревом свыше предельно допустимой температуры. Различают предельно допустимую температуру нагрева и предельно допустимое превышение температуры нагрева отдельных частей электрической машины. Последний показатель нагрева определяют путем вычитания из предельно допустимой температуры нагрева температуры окружающей среды, равной 40 °С. Полученный результат уменьшают на 10 °С. Это объясняется необходимостью иметь некоторый запас на самую горячую точку обмотки, так как при измерении температуры обмоток методом сопротивления не учитывается неравномерность нагрева, а измеряется среднее значение температуры.

При эксплуатации отсоединять машину от сети и измерять сопротивление обмоток для определения температуры их нагрева не всегда возможно. Поэтому контроль нагрева производят, измеряя температуру доступных частей — корпуса электродвигателя, крышек подшипников, коллектора, контактных колец.

Температуру определяют с помощью переносного термометра, прикладывая его к той части электродвигателя, температуру которой

надо измерить, сразу после останова электродвигателя. Конец термометра при измерениях обертывают фольгой, прикладывают к электродвигателю и закрывают слоем ваты для уменьшения отдачи теплоты в окружающую среду.

Применяемый на практике способ определения температуры электродвигателей путем прикосновения руки к нагретому элементу (на ощупь) не дает точных результатов. Этим способом пользуются в тех случаях, когда достаточно получить ориентировочное представление о степени нагрева. Рука выдерживает температуру нагрева не более 60 °С.

Основной причиной, вызывающей превышение предельно допустимой температуры электродвигателей, является его перегрузка. Поэтому при работе электродвигателей, а также регулировке технологического процесса следует контролировать показания амперметров, которые устанавливают в цепь статора. При нагревах двигателей выше допустимого предела следует снизить нагрузку.

На работу электродвигателей существенно влияет напряжение питающей сети: повышение напряжения сети приводит к увеличению намагничивающего тока, что вызывает превышение предельно допустимой температуры; понижение напряжения сети уменьшает момент вращения, что также вызывает увеличение тока и повышение температуры. Учитывая это, при эксплуатации электродвигателей контролируют напряжение питающей сети.

Ухудшение изоляции обмоток при эксплуатации электродвигателя со временем может привести к КЗ между обмотками, а также к замыканиям обмоток на корпус электродвигателей. Для предотвращения указанных явлений и связанного с ними выхода электродвигателей из строя сопротивление изоляции обмоток периодически измеряют мегомметрами. Сроки таких проверок зависят от местных условий (влажности окружающей среды, запыленности помещения и т.п.), технического состояния электродвигателя и устанавливаются графиком ППТОР.

Кроме периодических проводят и внеочередные проверки, устраиваемые после продолжительных перерывов в работе электродвигателей, после попадания на них воды и в тех случаях, когда возникает опасение в ухудшении состояния изоляции обмоток.

При оценке состояния изоляции обмоток электродвигателя целесообразно сопоставить данные полученных измерений с предыдущими. Слишком большое расхождение в результатах произведенных измерений должно послужить основанием для подробного исследования. В том случае, когда контрольное измерение сопротивления изоляции обмоток электродвигателей неудовлетворительное, возникает необходимость сушки электродвигателя или его ремонта.

В процессе эксплуатации электроприводов могут возникать ситуации, при которых электродвигатель следует отключить от сети. К ним относятся: появление дыма или огня из электродвигателя или его аппаратуры; несчастный случай с человеком, требующий останова электродвигателя; возникновение вибрации, угрожающей целости электродвигателя; поломка приводного механизма; перегрев подшипников сверх допустимого значения; снижение оборотов электродвигателя, сопровождаемое быстрым его нагревом.

При осмотрах электроприводов при необходимости замеряют вибрацию. В этих целях наиболее прост и удобен в эксплуатации виброметр типа ВР. Виброметр допускает измерение вибраций от 0,05 до 6 мм у машин с частотой вращения двигателя более 750 об/мин и имеет записывающее устройство.

### 13.3. Техническое обслуживание подшипников качения электрических машин

При техническом обслуживании электрических машин контролируют работу подшипникового узла путем внешнего осмотра, измерения температуры нагрева, прослушивания шума и определения вибрации. Температуру нагрева измеряют термометрами или термопарами в месте, близком к подшипнику. Нагрев подшипников не должен превышать 100 °С. Шум прослушивают стетоскопом или на слух без приборов. Вибрацию измеряют виброметром или определяют на ощупь рукой.

Подшипники качения могут нагреваться выше допустимой температуры вследствие загрязнения и обилия смазки, большого трения между уплотняющей набивкой и валом, разрушения или изношенности деталей, слишком большой нагрузки из-за туго натянутого передаточного ремня. Шум подшипников вызывается их загрязнением, износом дорожек и тел качения, ослаблением посадки внутреннего кольца на валу, плохой центровкой машины. Если шум подшипника или его нагрев вызван внешней причиной, то ее необходимо устранить и убедиться, что подшипник перестал перегреваться. Появление неисправности подшипника требует проведения текущего ремонта, при котором возможны замена подшипника и смазки в нем или устранение других неисправностей.

Для замены смазки или подшипников необходимо разобрать двигатель и извлечь ротор из статора. В этом случае, если снять только щиты и не извлечь ротор, при проведении работ могут быть повреждены обмотка или сердечник двигателя. Роторы небольшой массы можно извлечь руками. При большой массе ротора используют различные приспособления.

Для замены смазки подшипников четыре подшипниковые крышки и вал в месте посадки подшипников очищают от старой смазки и

промывают бензином. Свежую смазку закладывают в подшипниковые крышки. Затем производят сборку двигателя.

Для снятия шарикового подшипника с вала пользуются винтовым съемником. Подшипники стягивают за внутреннее кольцо таким образом, чтобы усилие стягивания не передавалось на шарики. При стягивании подшипника за наружное кольцо последнее может лопнуть вследствие расклинивания его шариками. Изношенный подшипник заменяют подшипником того же номера (номер нанесен на торце подшипника). Как правило, подшипники не ремонтируют, так как отсутствует способ определения остаточного ресурса подшипника, а неплановый останов двигателя почти всегда обходится намного дороже, чем новый подшипник. Подшипники надевают на вал нагретыми до температуры 90—100 °С. Нагрев производят в ваннах с минеральным маслом. Если подшипник не устанавливается на вал свободно, его насаживают ударами молотка через монтажную трубу.

При разборке подшипникового узла с роликовым подшипником подшипниковый щит снимают вместе с наружной обоймой подшипника. Внутренняя обойма и ролики остаются на валу. При разборке следует маркировать кольца подшипников для того, чтобы их не перепутать, так как замена колец недопустима. Смену подшипников в машинах постоянного тока проводят аналогично.

В асинхронных электродвигателях серии 4А с высотой оси вращения 50—132 мм применяют герметизированные подшипники сер. 180 000 с двусторонним резиновым уплотнением и заложенной на срок службы не менее 12 тыс. ч смазкой. Конструкция подшипника не предусматривает добавление или замену смазки, поэтому такие подшипники заменяют при выработке срока службы, капитальном ремонте или при появлении неисправности в нем.

В асинхронных электродвигателях серии 4А с высотой оси вращения 160—355 мм предусмотрены два вида подшипниковых узлов: с пополнением смазки только при разборке двигателя и с устройством для пополнения смазки без разборки двигателя. Последний применяют также во взрывозащищенных асинхронных электродвигателях мощностью от 10 до 2000 кВт и некоторых других машинах.

## 13.4. Техническое обслуживание подшипников скольжения электрических машин

Подшипники скольжения используют в средних и крупных электрических машинах. Они могут иметь кольцевую, принудительную или комбинированную систему подачи масла.

Подшипники скольжения требуют ежедневного осмотра: регулярного контроля температуры нагрева, уровня масла, вибрации зазора между вкладышем и цапфой. Температуру подшипника обычно

контролируют по температуре масла, которую замеряют термометром в масляной камере стояка. Температура масла для большинства подшипников не должна превышать 80 °С, быть меньше температуры подшипников на 5—10 °С. В машинах с принудительной смазкой температура масла в месте его вытекания из подшипника не должна превышать 65 °С.

Уровень масла контролируют при неподвижном роторе по отметкам максимального и минимального уровней маслоуказателя. Недостаточная подача масла может быть вызвана его низким уровнем или сильным сгущением, а также медленным вращением смазочных колец, которое происходит при намагничивании, колец, плохом качестве масла, шероховатой шейке вала из-за разъедания ее токами в подшипнике, неправильной формы колец. Сгущение масла происходит в результате его длительного использования. Загрязнение масла может произойти вследствие попадания в него пыли через уплотнение или плохой очистки литой поверхности подшипниковой камеры. При избытке масла или выработке уплотнений оно может попасть внутрь машины, на обмотку и другие части.

Подшипник может перегреваться из-за чрезмерно большого давления на него при сильном натяжении приводного ремня. Нагрузки на подшипник могут вырасти из-за его износа. При сильном износе появляется недопустимая неравномерность воздушного зазора, которая приводит к одностороннему притяжению ротора к статору, что в свою очередь делает износ более интенсивным. Для нормальной работы машины необходимо, чтобы износ не превышал определенной величины.

Примерно 1 раз в месяц в подшипник добавляют масло. Замену смазки производят согласно графику ППТОР. Масла сливают, промывают подшипник керосином, а затем маслом, чтобы удалить остатки керосина. При необходимости поверхность камеры очищают стальной проволочной щеткой, промывают и покрывают маслостойкой эмалью и в чистый подшипник заливают масло. Марка масла и его вязкость указываются в заводской инструкции по эксплуатации и зависят от системы подачи масла, частоты вращения, условий работы и др. Вибрации измеряют так же, как и в машинах с подшипниками качения.

## 13.5. Техническое обслуживание обмоток электрических машин

При эксплуатации электрических машин постепенно разрушается изоляция обмоток в результате ее нагрева, воздействия механических усилий от вибрации, динамических сил при пусках и переходных процессах, центробежных сил при вращении, влияния влаги и агрессивных сред, загрязнения различной пылью.

Необратимые изменения структуры и химического состава изоляции называют *старением*, а процесс ухудшения свойств изоляции в результате старения — *износом*.

Главной причиной выхода из строя изоляции машин низкого напряжения являются температурные воздействия. При температурном расширении изоляционных материалов ослабляется их структура, возникают внутренние механические напряжения. Тепловое старение изоляции делает ее уязвимой для механических воздействий. При потере механической прочности и эластичности изоляция не способна противостоять обычным условиям вибрации или ударам, проникновению влаги и неодинаковым тепловым расширениям меди, стали и изоляционных материалов. Усадка изоляции от воздействия теплоты приводит к ослаблению креплений катушек, клиньев, пазовых прокладок и других крепежных конструкционных деталей, что способствует повреждению обмотки при относительно слабых механических воздействиях. В начальный период эксплуатации пропиточный лак хорошо цементирует обмотку, но вследствие теплового старения лака цементация ухудшается и действие вибрации становится более ощутимым.

В процессе эксплуатации обмотка может загрязняться пылью из окружающего воздуха, маслом из подшипников, угольной пылью при работе щеток. В рабочих помещениях металлургических и угольных предприятий, прокатных, коксовых и других цехов пыль настолько мелка и легка, что проникает внутрь машины, в такие места, куда попадание ее, казалось бы, невозможно. Она образует проводящие мостики, которые могут вызвать перекрытие или пробой на корпус.

Наружную поверхность машины и доступные внутренние части в процессе технического обслуживания очищают от пыли сухой салфеткой, волосяной щеткой или пылесосом.

При текущем ремонте обмоток машину разбирают. Обмотки осматривают, продувают сухим сжатым воздухом и при необходимости протирают салфетками, смоченными в бензине. При осмотре проверяют надежность крепления лобовых частей, клиньев и бандажей. Устраняют обнаруженные неисправности. Ослабленные или оборванные бандажи на лобовых частях статорных обмоток из круглого провода срезают и заменяют их новыми из стеклянных или лавсановых шнуров или лент.

Если покрытие обмотки находится в неудовлетворительном состоянии, то обмотку сушат и покрывают слоем эмали. Покрывать обмотку толстым слоем эмали не рекомендуется, так как утолщенный слой ухудшает охлаждение машины. Качество проведенного ремонта проверяют замером сопротивления изоляции до и после ремонта.

Короткозамкнутые обмотки асинхронных двигателей при текущем ремонте, как правило, не ремонтируют, а только осматривают. При обнаружении неисправностей роторы отправляют в капитальный ремонт.

## 13.6. Техническое обслуживание щеточно-коллекторного узла

Щеточно-коллекторный узел в машинах постоянного тока и других машинах является наименее надежным узлом и требует тщательного технического обслуживания. Для обеспечения безыскровой работы необходимо выполнение ряда условий, обеспечивающих надежный контакт между щеткой и коллектором и равномерную допустимую нагрузку током рабочей поверхности щетки.

Исправность щеточно-коллекторного узла проверяют при осмотре и необходимых измерениях. У исправных коллекторов поверхность гладкая, без выступающей слюды или отдельных пластин, вмятин, подгаров, эксцентриситета или биения. Щетки свободно скользят в обоймах щеткодержателей, без качки и с достаточной силой прижимаются к коллектору. Болты, траверсы, пальцы, на которых крепятся щеткодержатели, достаточно жесткие и не имеют вибраций, качки и т.п. Якорь машины сбалансирован и вращается без вибраций. Щетки должны быть одной марки, требуемого размера и притертыми к коллектору.

При техническом обслуживании пыль с коллектора и щеточного механизма удаляют пылесосом или продувкой сжатым воздухом; коллектор протирают салфеткой, смоченной спиртом. Проверяют легкость перемещения щетки 2 (рис. 13.1) в щеткодержателе 1. Если щетка перемещается туго, необходимо почистить щеткодержатель и щетку. Зазор между щеткодержателем и коллектором должен быть в машинах большой мощности 2—4 мм, в машинах малой мощности 1—2,5 мм. Люфт щетки в гнезде щеткодержателя в направлении вращения коллектора не должен превышать 0,1—0,2 мм при толщине щетки 8—16 мм и 0,15—0,25 мм при толщине свыше 16 мм. Большой зазор приводит к наклону щетки из-за силы трения о коллектор, увлекающей за собой нижний край щетки, и затрудняет ее перемещение в гнезде. Большой люфт особенно проявляется в реверсивных машинах, так как при изменении направления вращения щетка наклоняется в противоположную сторону, что уменьшает поверхность ее прилегания к коллектору. Вдоль оси коллектора допускается люфт в гнезде от 0,2 до 0,5 мм.

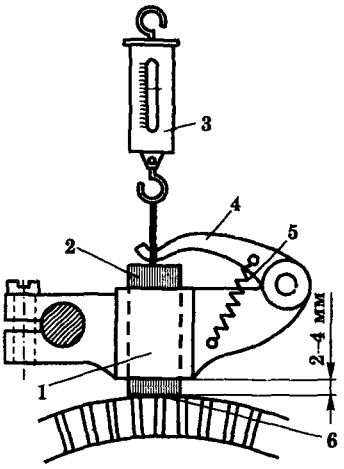



**Рис. 13.1. Устройство для измерения динамометром давления щетки на коллектор**

Измеряют также давление щетки на коллектор. Под щетку подкладывают лист бумаги 6, а динамометр 3 крепят к щетке 2. Показание динамометра, при котором бумага легко вытаскивается из-под щетки, позволяет определить давление щетки на коллектор. Недостаточное давление щетки приводит к сильному искрению и ускоренному износу коллектора и щеток. Слишком сильное давление увеличивает силу трения в скользящем контакте, а также износ. Давление должно быть минимальным, при котором искрение не превышает значения, допустимого по технической документации, и одинаковым на все щетки для равномерного распределения тока между ними. Давление пальца 4 на середину щетки регулируется пружиной 5.

Кроме того, проверяется правильность расположения щеток на коллекторе. Для равномерной нагрузки щеток током на каждом щеткодержателе их размещают строго по оси коллектора (рис. 13.2, *а*). Для равномерного износа коллектора щетки рядов в осевом направлений должны быть сдвинуты (рис. 13.2, *б*). Расстояние между щеткодержателями одинаково (рис. 13.2, *в*).

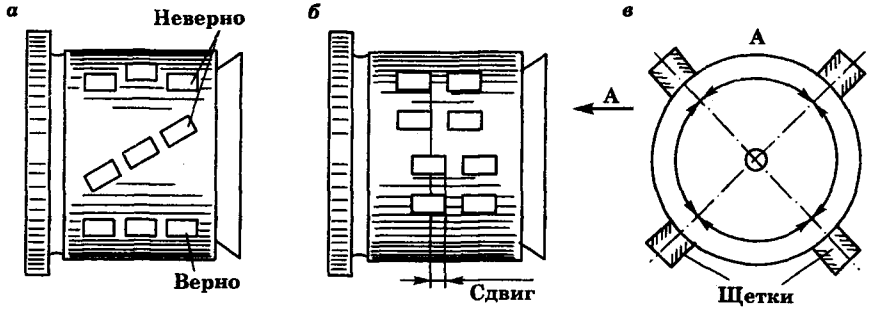



**Рис. 13.2. Расстановка щеток на коллекторе**

Биение рабочей поверхности коллектора проверяют индикатором часового типа. Для того чтобы углубление между коллекторными пластинами не искажали измерений, на конец стержня индикатора надевают плоский наконечник. Биение проверяют в нескольких местах при медленном проворачивании якоря. Допустимое биение в быстроходных машинах с окружной скоростью коллектора до 50 м/с не должно превышать 0,02—0,03 мм; в тихоходных машинах без ущерба для работы машины допускается значительно большее биение.

При выработке щеток их заменяют. Величина допустимой выработки указывается в технической документации на каждую машину. После установки новых щеток производят их притирку и пришлифовку. Для притирки между щеткой и коллектором устанавливают стеклянную шкурку с мелким зерном и протягивают ее в

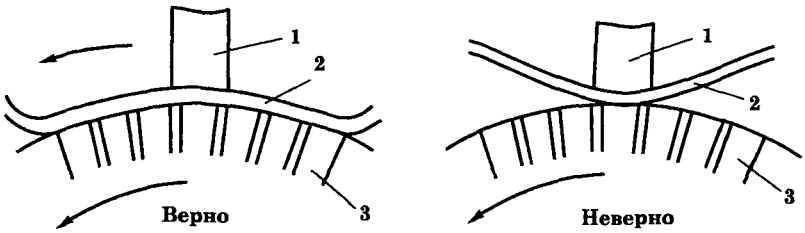



**Рис. 13.3. Схема притирки щеток к коллектору: 1 — щетки; 2 — стеклянная шкурка; 3 — коллектор**

направлении вращения коллектора (рис. 13.3). Рабочая поверхность шкурки придает щетке предварительный радиус, близкий радиусу коллектора. Затем щеточный аппарат продувают сжатым воздухом для очистки от пыли и щетки пришлифовывают при вращающейся на холостом ходу машине. Пришлифовку можно считать законченной, когда не менее половины поверхности щетки прилегает к коллектору. При этом на коллекторе должна быть политура. Если коллектор имеет царапины, незначительные подгары, то их удаляют шлифовкой коллектора (рис. 13.4). После шлифовки коллектора необходимо создать на нем политуру, вращая машину на холостом ходу.

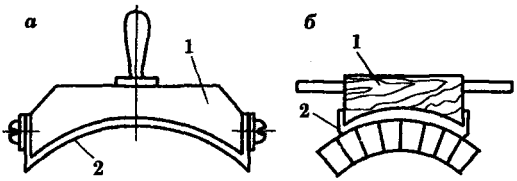



**Рис. 13.4. Колодка для шлифования коллектора: *а* — с одной ручкой; *б* — с двумя ручками; 1 — деревянная колодка; 2 — стеклянная шкурка**

## 13.7. Эксплуатация электродвигателей

Состояние электродвигателей, их пускорегулирующих устройств и защиты должно обеспечивать их надежную работу при пуске и в рабочих режимах.

Отклонение напряжения от номинального значения, указанного на заводской табличке электродвигателя, влечет за собой изменение его вращающего момента, токов, температур нагрева обмоток и активной стали, энергоэкономических показателей — коэффициента мощности и КПД.

В получившем наибольшее распространение асинхронном короткозамкнутом электродвигателе с понижением напряжения уменьшается пропорционально квадрату напряжения вращающий момент, снижается частота вращения и соответственно падает производительность механизма.

Уменьшение напряжения ниже 95% от номинального характеризуется значительным увеличением токов и нагревом обмоток. Повышение

температуры нагрева прежде всего оказывает вредное воздействие на изоляцию обмотки статора, вызывая ее преждевременное старение. Увеличение напряжения свыше 110% от номинального сопровождается в первую очередь повышением нагрева активной стали и общим увеличением нагрева обмотки статора по мере увеличения тока.

Отклонения напряжения в пределах от 95 до 110% номинального не вызывают столь серьезных изменений параметров электродвигателя и поэтому являются допустимыми. Однако оптимальные показатели и характеристики электродвигателя обеспечиваются при напряжениях в пределах от 100 до 105% номинального. С целью сохранения оптимальных параметров электродвигателя, создания наилучших условий для его пуска необходимо поддерживать напряжение на шинах на уровне верхнего предела, т.е. 105% от номинального.

На электродвигателях и приводимых ими в действие механизмах должны быть нанесены стрелки, указывающие направление вращения. Кроме того, на электродвигателях и их пусковых устройствах должны быть надписи с наименованием агрегата, к которому они относятся, выполняемые с учетом требований ПТЭ.

Выполнение функций большинства механизмов осуществляется при определенном направлении вращения. Поэтому направление вращения электродвигателя должно быть согласовано с требуемым направлением вращения механизма. Следует учитывать, что определенное направление вращения для ряда электродвигателей и механизмов является обязательным по условиям охлаждения, смазки подшипников и другим конструктивным особенностям.

Плотность тракта охлаждения (корпуса электродвигателя, воздуховодов, заслонок) должна периодически проверяться. Индивидуальные электродвигатели внешних вентиляторов охлаждения должны автоматически включаться и отключаться при включении и отключении основных электродвигателей.

Продуваемые электродвигатели, устанавливаемые в пыльных помещениях и помещениях с повышенной влажностью, должны иметь подвод чистого охлаждающего воздуха. Данное требование преследует цель обезопасить электродвигатели от интенсивного загрязнения и увлажнения их активных частей. Опасному воздействию загрязненной и увлажненной среды в первую очередь подвергается изоляция обмотки статора. Попадание в электродвигатель пыли резко ухудшает условия его охлаждения, вызывает повышенный нагрев, ускоряющий старение изоляции. Увлажнение снижает электрическую прочность и вызывает пробой изоляции. Поэтому подвод чистого охлаждающего воздуха по воздуховодам к продуваемым электродвигателям создаст нормальные условия для их работы.

При перерыве в электропитании продолжительностью до 2,5 с должен быть обеспечен самозапуск электродвигателей ответственных механизмов.

При отключении электродвигателя ответственного механизма от действия защиты и отсутствии резервного электродвигателя допускается повторное включение электродвигателя после внешнего осмотра. Перечень ответственных механизмов должен утверждаться главным энергетиком предприятия.

Целью самозапуска является восстановление нормальной работы электродвигателей после кратковременного перерыва в электропитании, который может быть вызван отключением рабочего источника питания, КЗ во внешней сети и т.п. После исчезновения питания происходит торможение, т.е. снижение частоты вращения электродвигателей. Возможность самозапуска зависит от продолжительности перерыва электропитания. Чем больше этот перерыв, тем более глубокое торможение претерпевают электродвигатели, а чем меньше частота их вращения в момент восстановления электропитания, тем больше суммарный ток самозапускающихся электродвигателей, который, увеличивая падение напряжения в линии питания, уменьшает начальное напряжение самозапуска, что в свою очередь увеличивает время разбега электродвигателей и восстановление производительности механизмов.

Электродвигатели, длительно находящиеся в резерве, должны осматриваться и опробоваться вместе с механизмами по утвержденному графику. Бесперебойная работа основных агрегатов оборудования во многом зависит от состояния и готовности к работе резервных электродвигателей. Резервные электродвигатели следует рассматривать как работающие.

Надзор за нагрузкой электродвигателей, вибрацией, температурой подшипников и охлаждающего воздуха, уход за подшипниками (поддержание уровня масла) и устройствами подвода воздуха и воды для охлаждения обмоток, а также операции по пуску и останову двигателей осуществляются дежурным персоналом цеха, обслуживающим механизмы.

Допускается осуществлять пуски электродвигателя с короткозамкнутым ротором 2 раза подряд из холодного состояния и 1 раз из горячего состояния.

Периодичность капитальных и текущих ремонтов электродвигателей устанавливается в соответствии с местными условиями.

Периодичность ремонтов электродвигателей не регламентирована. Это позволяет выполнять ремонт электродвигателей в плановые сроки ремонта основных агрегатов оборудования. Установленные

периодичность и виды ремонта должны обеспечить надежную работу электродвигателей.

Профилактические испытания и измерения на электродвигателях должны производиться в соответствии с Нормами испытания электрооборудования.

## 13.8. Испытание электроприводов

Объем и нормы приемосдаточных испытаний электрооборудования изложены в ПУЭ.

У электродвигателей переменного тока напряжением до 1 кВ измеряют сопротивление изоляции, сопротивление реостатов и пускорегулировочных сопротивлений постоянному току, проверяют работу на холостом ходу или с ненагруженным механизмом и работу под нагрузкой.

Сопротивление изоляции статора измеряют мегомметром напряжением 1 кВ, а ротора — мегомметром напряжением 0,5 кВ. При температуре 10—30 °С сопротивление изоляции статора должно быть *не менее 0,5 МОм*. Сопротивление изоляции ротора не нормируется. Сопротивление реостатов и пускорегулирующих сопротивлений должно отличаться от паспортных не более чем на 10%. При этом также проверяют целостность отпаек.

Продолжительность проверки работы на холостом ходу *не менее 1 ч*. Проверку работы под нагрузкой проводят при мощности, обеспечиваемой технологическим оборудованием к моменту сдачи аппаратуры в эксплуатацию. При этом для электродвигателей с регулируемой частотой вращения определяют пределы регулирования.

У электродвигателей переменного тока напряжением свыше 1000 В кроме перечисленных выше испытаний проверяют возможность включения под напряжение без сушки; испытывают повышенным напряжением промышленной частоты; измеряют сопротивления обмоток статора и ротора постоянному току; испытывают воздухоохладитель гидравлическим давлением; измеряют вибрацию подшипников.

Испытания повышенным напряжением промышленной частоты проводят на полностью собранном двигателе. Испытание обмотки статора проводят для каждой фазы отдельно относительно корпуса при двух других соединенных с корпусом. Продолжительность испытания напряжением 1 мин, его значения приведены в табл. 6.1.

Сопротивление обмоток статора и ротора постоянному току измеряют при мощности электродвигателя 300 кВт и более. Сопротивления обмоток различных фаз должны отличаться друг от друга или от заводских данных не более чем на 2%. Испытание воздухоохладителя проводят избыточным гидравлическим давлением 0,2—0,25 МПа в течение 10 мин. При этом не должно наблюдаться снижения давления или утечки.

У электродвигателей переменного тока, поступающих на монтаж в разобранном виде, измеряют зазоры между ротором и статором; зазоры в подшипниках скольжения, а также разбег ротора в осевом направлении. Воздушный зазор между ротором и статором измеряют с помощью щупов, которые вводят в зазоры диаметрально противоположных точек или точек, сдвинутых относительно оси ротора на 90°. Измерение проводят трижды, последовательно поворачивая ротор вокруг оси на 120°. Значение зазора получают как среднеарифметическое трех результатов измерений, каждое из которых не должно отличаться от среднего значения более чем на 10%, а разбег ротора в осевом направлении не должен превышать 2—4 мм.

Измерение вибрации проводят на каждом подшипнике; ее предельное значение не должно превышать приведенные ниже:

Синхронная частота вращения: 3000, 1500, 1000, 750 и менее об/мин.
Допустимая амплитуда вибрации подшипника: 50, 100, 130, 160 мкм.

Объем и нормы приемосдаточных испытаний электрооборудования постоянного тока должны соответствовать ПУЭ. У электрических машин постоянного тока мощностью до 200 кВт на напряжение до 440 В определяют возможность включения без сушки; измеряют сопротивление изоляции, реостатов и пускорегулирующей аппаратуры постоянному току; проверяют работу на холостом ходу и под нагрузкой. Измерение сопротивления изоляции обмоток относительно корпуса и бандажей машины, а также между обмотками проводят мегомметром напряжением 1 кВ. Сопротивление изоляции между обмотками и каждой обмоткой относительно корпуса должно быть *не ниже 0,5 МОм* при температур +10—30 °С. Сопротивление изоляции бандажей якоря не нормируется, а сопротивление изоляции бандажей якоря возбудителя должно быть *не ниже 1 МОм*. Сопротивление реостатов и пускорегулировочных сопротивлений должно отличаться от данных завода-изготовителя не более чем на 10%.

При работе под нагрузкой проверяют степень искрения коллектора, которая, если это специально не оговаривается заводом-изготовителем, не должна превышать 1,5.

В электрических машинах постоянного тока мощностью свыше 200 кВт на напряжение свыше 440 В дополнительно измеряют сопротивление постоянному току обмотки возбуждения (оно должно отличаться от данных завода-изготовителя не более чем на 2%); испытывают повышенным напряжением промышленной частоты прочность изоляции (значение испытательных напряжений принимается по указаниям, приведенным в ПУЭ; продолжительность приложения напряжения 1 мин); снимают характеристики холостого хода и испытывают витковую изоляцию. Отклонение характеристики холостого хода от

заводской должно быть в пределах точности измерения. При испытании витковой изоляции генераторов напряжение поднимается до 130% от номинального и выдерживается в течение 5 мин.

В электрических машинах постоянного тока, поступающих на место монтажа в разобранном виде, измеряют воздушные зазоры между полюсами. Значения зазоров в диаметрально противоположных точках должны отличаться друг от друга не более чем на 10% среднего значения зазора. Объем и нормы приемосдаточных испытаний синхронных генераторов и компенсаторов содержатся в ПУЭ и аналогичны приведенным выше.

Вторичные цепи управления, защиты и сигнализации в релейно-контактных схемах установок до 1 кВ испытывают повышенным напряжением 1 кВ в течение 1 мин и измеряют сопротивление изоляции мегомметром 0,5— 1 кВ. Сопротивление изоляции должно быть *не менее 0,5 МОм*; сопротивление изоляции цепей управления, защиты и возбуждения машин постоянного тока — *не менее 1 МОм*. Полностью собранные схемы проверяют на возможность функционирования при различных значениях оперативного тока. Автоматы и контакторы испытывают многократными включениями и отключениями при пониженном и номинальном напряжениях оперативного тока (табл. 13.1).

Таблица 13.1

**Нормы испытания автоматов и контакторов**

| Операция | Напряжение оперативного тока, % от номинального | Количество операций, шт. |
|---|---|---|
| Включение | 90 | 5 |
| Включение и отключение | 100 | 5 |
| Отключение | 80 | 10 |

Все испытания и измерения оформляют актами и протоколами.

# 14. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ КРАНОВ И ПОДЪЕМНИКОВ

## 14.1. Приемка в эксплуатацию электрооборудования вновь смонтированных кранов и подъемников

Вновь смонтированные краны принимает в эксплуатацию приемочная комиссия. При осмотре комиссия определяет соответствие электрооборудования кранов технической документации. Использование электрооборудования (электродвигателей, силовых и контакторных контроллеров, конечных выключателей, резисторов и т.п.) должно соответствовать условиям окружающей среды.

Электропроводку на кране выполняют в соответствии с общими требованиями, защитной от механических повреждений и возможности попадания на нее масла. Присоединение проводов и кабелей к аппаратам производится с помощью наконечников или специальных зажимов. В местах выходов из аппаратуры провода защищаются от повреждении втулками, раззенковками и т.п. Открытые токоведущие части электрооборудования, доступные для прикосновения, ограждаются.

Кабины управления кранами, аппаратные кабины и кабины с установленными механизмами должны иметь освещение, выполненное таким образом, чтобы при отключении электрооборудования, установленного на кране, оно оставалось включенным. Для освещения места работы крана его снабжают прожектором или фонарем. Кабины кранов, работающих в условиях низких температур, снабжены электрическими печами. Печи присоединяют к электрической сети таким образом, чтобы они отключались одновременно с краном.

При осмотре электрооборудования лифтов комиссия устанавливает следующее. Машинное отделение лифта, в котором располагаются двигатель, редуктор, канатоведущий шкив, шкаф управления, должно соответствовать правилам ПУЭ. У входа в машинное отделение должен быть установлен вводной рубильник для снятия напряжения с лифтовой установки и предусмотрено свободное пространство не менее 1 м. Ширина прохода для обслуживания щита управления с лицевой и задней сторон должна быть не менее 0,75 м.

Электропроводка лифта выполняется в соответствии с общими положениями и должна удовлетворять следующим требованиям: выполнена изолированными проводами или кабелями с резиновой изоляцией; применение силовых кабелей с изоляцией из пропитанной кабельной бумаги не допускается. Сечение жил кабелей и проводов должно быть не менее 1,5 мм$^2$ для медных жил и не менее 2,5 мм — для алюминиевых. Токопровод к кабине должен быть выполнен гибким многожильным кабелем или гибкими многопроволочными проводами, заключенными в общий резиновый шланг. При этом предусматривается

резерв в количестве не менее двух жил в каждом кабеле или двух проводов из числа заключенных в общий шланг. Кабели и шланги токоподвода должны быть размещены и укреплены таким образом, чтобы при движении кабины они не соприкасались с находящимися в шахте конструкциями, стенами и канатами.

Заземление лифтов должно соответствовать ПУЭ. Заземление электрических машин и аппаратов, установленных на звуко- и виброгасящих опорах, выполняется гибким проводом.

## 14.2. Эксплуатация и техническое обслуживание электрооборудования кранов и грузоподъемных машин

Грузоподъемные устройства регистрируют в местных органах Проматомнадзора при Министерстве чрезвычайных ситуаций, который осуществляет контроль за их эксплуатацией. Организация их эксплуатации возлагается на владельца грузоподъемных машин (грузоподъемников) и осуществляется в соответствии с правилами, утвержденными Проматомнадзором.

На предприятии приказом руководителя назначаются лица, ответственные за правильную эксплуатацию и надлежащее техническое состояние грузоподъемных устройств. Ответственные лица должны быть аттестованы органами Проматомнадзора и иметь соответствующую квалификационную группу.

К персоналу, обслуживающему электрооборудование грузоподъемных машин, относятся электромонтеры, электрослесари, электромеханики и другие лица, производящие ремонт, наладку и испытание электрооборудования, вспомогательных устройств и электропроводки, а также ответственные за их исправное состояние.

Персонал, обслуживающий электрооборудование грузоподъемных машин, применительно к выполняемой работе, обязан изучить ПУЭ, требования Проматомнадзора, местные инструкции и знать устройство и электрическую схему грузоподъемной машины. Указанным лицам в соответствии с полученными знаниями и навыками присваивается квалификационная группа по технике безопасности (не ниже III).

Осмотр и ремонт грузоподъемных машин производятся в сроки, установленные лицом, ответственным за их исправное состояние, и утвержденные администрацией предприятия, но не реже предусмотренных ПТЭ. Одновременно с ремонтом грузоподъемной машины производится ремонт электрооборудования.

Осмотр и плановый ремонт кранов выполняются на местах их постоянной стоянки. Электрооборудование осматривают при отключенном вводном рубильнике и полностью снятом с крана напряжении. Сначала проверяют исправность блокировки люков и дверей,

концевых выключателей хода моста крана и тележки, ограничителей грузоподъемности и высоты, блокировочных устройств, сигнализации, ограждения всех доступных для прикосновения токоведущих частей, постоянные средства защиты (коврики, ограждения, плакаты). Проверку выполняют при включенном напряжении.

Блокировку люков и дверей проверяют следующим образом. При включенном напряжении на кране открывают люк или дверь. При этом должно отключиться напряжение на кране. При проверке концевых выключателей хода моста крана приводят в движение мост крана в одну из сторон. При подходе к концу подкрановых путей или соседнему крану лыжи, стоящие на окончании подкрановых путей или соседнем кране, нажимают на конечный выключатель и отключают напряжение на кране. Включить напряжение можно только после установки всех контакторов в нулевое положение. Напряжение включается кнопкой главного контактора. Таким образом, проверяют все конечные выключатели на кране и тележке.

При проверке контроллера следует убеждаться в нормальном включении всех скоростей крана. Проверяется работа тормозов. Мост крана приводят в движение, контроллер устанавливают в нулевое положение и проверяют длину тормозного пути, который должен соответствовать паспортным данным. При слишком длинном тормозном пути трудно осуществлять технологический процесс на производстве, так как при работе невозможно точно останавливать кран в нужном месте. При слишком коротком тормозном пути кран останавливается резко, что приводит к раскачиванию груза и повышенному износу тормозов и других элементов.

При каждом ремонте оборудования, но не реже 1 раза в год проводят проверку наличия цепи между заземляющим устройством и краном, а также замер сопротивления изоляции электропроводки, троллейных проводов и электроаппаратуры. Значение сопротивления изоляции должно быть не менее 0,5 МОм.

В соответствии с Правилами устройства и безопасности обслуживания лифтов должны производиться их ежедневные осмотры; техническое обслуживание (ТО-1) — не реже одного раза в 15 дней; ежемесячное техническое обслуживание (ТО-2) — не реже 1 раза в мес; полугодовое техническое обслуживание (ТО-3) — проводимое не реже 1 раза в 6 мес.

Ежедневный осмотр может осуществлять лифтер, лифтер-диспетчер или электромеханик. При осмотре проверяется исправность освещения шахты, кабины, этажных площадок, световой и звуковой сигнализаций, автоматических и неавтоматических замков, дверных контактов.

При внутримесячном техническом обслуживании (ТО-1) проводят все работы, предусмотренные ежедневным осмотром: проверяют тормозное устройство; исправность неавтоматических и автоматических замков электрических контактов дверей шахты на всех этажах; осматривают ограждение шахты, освещение и сигнализацию. При проверке тормозного устройства осматривают тормозные колодки, их обкладки и крепление, ход штока и сердечника якоря, крепление катушек тормозного магнита и проводов. При осмотре необходимо подтянуть крепление всех деталей, смазать шарниры, проверить работу тормоза при пробном пуске лифта по этажам в оба направления. Точность останова кабины грузовых лифтов, загружаемых напольным транспортом, а также больничных лифтов должна быть в пределах ±15 мм, всех остальных лифтов — ±50 мм.

При ежемесячном техническом обслуживании (ТО-2) проводят все работы, предусмотренные ТО-1, а также осматривают: панель управления, электродвигатель, концевые выключатели, этажные переключатели, индуктивные датчики, кнопочный аппарат, канатоведущий шкив, канаты, направляющие кабин, подвеску кабины и противовес, купе кабины, натяжные устройства в приямке. При осмотре проверяют соответствие каждого элемента требованиям технической документации и выполняют необходимые измерения и проверки.

При полугодовом техническом обслуживании (ТО-3) проводят все работы, предусмотренные ТО-2, а также осматривают: вводное устройство (главный рубильник), редуктор, ограничитель скорости, ловители, буферные устройства и заземления.

Не реже одного раза в год проводят измерение сопротивления изоляции электродвигателей, аппаратуры и защитного заземления корпусов электрооборудования. Сопротивление изоляции обмоток двигателя в холодном состоянии должно быть не менее 1 МОм, а при температуре +60 °С — 0,5 МОм. Сопротивление изоляции электроаппаратуры и проводки должно быть не менее 0,5 МОм. Сопротивление защитного заземления корпусов электрооборудования должно быть не более 4 Ом.

# 15. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕРМИЧЕСКИХ И СВАРОЧНЫХ УСТАНОВОК

## 15.1. Прием в эксплуатацию электрооборудования электротермических и сварочных установок

*Электротермической установкой* называют комплекс оборудования, состоящий из электрической печи (или электротермического устройства) и электрического, механического и другого оборудования, обеспечивающего выполнение рабочего процесса в установке.

К электротермическим относят установки печей сопротивления (камерные, шахтные, плавильные для легкоплавких металлов и т.п.), дуговых печей (прямого и косвенного нагрева) и индукционные электротермические установки (плавильные и нагревательные).

Плавильные печи применяют для плавки цветных металлов и сплавов. Термические печи используют для термической обработки цветных и черных металлов, керамики и стекол, нагрева заготовок под ковку и штамповку, сушки изделий.

К сварочным относят установки для осуществления дуговой и контактной сварки.

К комплектующему электрооборудованию для электротермических установок относят: печные трансформаторы и автотрансформаторы; преобразовательные агрегаты (для установок печей и электротермических устройств, в которых преобразование электрической энергии в тепловую происходит при частоте, отличной от 50 Гц); коммутационные и защитные аппараты; токопроводы — силовые электрические цепи, соединяющие печи (электротермические устройства) с другим электрооборудованием; автоматические регуляторы теплового режима; электроприводы вспомогательных механизмов; щиты, пульты и станции управления.

При сдаче в эксплуатацию электротермических установок проводят приемосдаточные испытания элементов электрооборудования в соответствии с предъявленными к ним требованиями. Приемку электротермических установок выполняют на основании результатов пробной эксплуатации и горячих испытаний, проводимых в соответствии с программой, входящей в техническую документацию электротермической установки. При этом приемочная комиссия подтверждает, что электрооборудование снабжено необходимыми блокировками, обеспечивающими безопасное его обслуживание, а также правильную последовательность оперативных переключений; оборудовано устройствами защиты от недопустимых режимов работы; снабжено измерительными приборами для учета потребляемой электроэнергии, а также приборами, позволяющими осуществлять контроль за ходом технологического процесса. Канализация воды, охлаждающей оборудование,

выполнена с учетом возможности контроля состояния охлаждающей системы; в местах вибрации и толчков пирометрические приборы смонтированы на амортизаторах. Провода пирометрических цепей присоединены непосредственно к приборам и проложены отдельно от контрольных проводов и силовых цепей.

При приемке в эксплуатацию электросварочного оборудования приемочная комиссия обращает внимание на следующие факторы. Помещение, в котором располагается оборудование по электродуговой и плазменной сварке, при постоянных работах по площади и кубатуре удовлетворяет требованиям СНиП и имеет вентиляцию. Размещение сварочного оборудования, а также расположение его узлов и механизмов обеспечивают безопасный и свободный доступ к нему. Источники сварочного тока присоединены к электрическим сетям напряжением не свыше 660 В. Узлы сварочного оборудования, содержащие конденсаторы, имеют устройства для автоматической разрядки конденсаторов. Сварочные установки защищены предохранителями или автоматами со стороны питающей сети. Все электросварочные установки с источниками переменного и постоянного тока, предназначенные для сварки в особо опасных условиях (например, внутри металлических емкостей, в котлах, при наружных работах), оснащены устройствами автоматического отключения напряжения холостого хода и ограничения его до напряжения 12 В в течение не более 0,5 с.

## 15.2. Техническое обслуживание электротермических установок

Электротермические установки обслуживают высококвалифицированный электротехнический персонал, освоивший конструкции электротермических агрегатов, правила технической эксплуатации и техники безопасности; рабочие (плавильщики, термисты, сушильщики и др.), хорошо знающие технологический процесс на установках, общие правила техники безопасности и эксплуатации этих установок.

При эксплуатации электротермических установок особое значение приобретают вопросы экономии электроэнергии и безопасности обслуживающего персонала. Экономия электроэнергии достигается путем проведения комплекса мероприятий. Важнейшее из них — точное соблюдение технологического процесса. Современные установки комплектуются автоматическими устройствами, обеспечивающими оптимальное ведение технологического процесса и сокращающими вспомогательное время.

Для электротермической установки опытным путем экономически и технически определяют целесообразную величину садки (единовременной нагрузки) применительно к принятому процессу плавки и выплавляемым маркам металла, а также процессам термообработки

и обрабатываемым изделиям. Экономичная садка должна удовлетворять требованиям оптимального использования вместимости печи при минимальном удельном расходе энергии. Для методических (насадочных), толкательных, конвейерных и других печей опытным путем устанавливают экономичные скорости движения, количество изделий в печи и метод загрузки.

Наиболее экономичным с точки зрения расхода электроэнергии является круглосуточный режим работы электропечи. В этом случае отсутствуют потери теплоты на остывание печи, которые происходят при перерывах в работе. Цикл работы определяют так, чтобы потери теплоты были минимальными, а эксплуатацию печи организуют так, чтобы ее проемы открывались по возможности реже. Одним из способов повышения экономичности электрических печей сопротивления является использование теплоты деталей, нагретых в печи. Для этого нагретые и холодные детали проходят через общую футерованную камеру, где происходит передача теплоты.

При эксплуатации дуговых электрических печей следует учитывать, что в ходе плавки в широком диапазоне необходимо изменять напряжение питания печи. На первом этапе плавки для ускорения процесса скрапа печь устанавливают на максимальную мощность, для чего повышают напряжение. Продолжительность этапа расплавления скрапа составляет 50% от общего времени плавки, при этом потребляется 60—80% электроэнергии. На последующих этапах плавки напряжение снижают, так как дуга горит спокойнее и температура в печи выше.

При возникновении производственной паузы, в зависимости от ее продолжительности (отключение установки, работа на холостом ходу, выключение части агрегатов и т.д.), необходимо переводить электротермическую установку на наиболее экономичный режим. Не допускается эксплуатация электротермических установок при отсутствии чертежей, принципиальных и монтажных электрических схем, а также технического паспорта с указанием основных конструктивных и эксплуатационных параметров установки (емкости, максимальной производительности, мощности и коэффициента мощности, рабочей температуры и др.).

В объем технического обслуживания входят следующие этапы. Присоединение и отсоединение оборудования от сети. Внешний осмотр деталей, доступных для осмотра при снятом кожухе, и особенно изоляционных деталей. Чистка оборудования от пыли, грязи и флюсов. Чистка контактных поверхностей. Проверка исправности изоляционных прокладок. Подтяжка крепежных деталей и контактов. Проверка стопорных механизмов. Сюда же входит проверка исправности кожухов, системы охлаждения, нагрева обмоток трансформаторов и наружных поверхностей электропечей. Проверка работы переключателей, мелкий ремонт

пускорегулирующих аппаратов. Проверка заземляющих устройств. Кроме того, для электродуговых печей — проверка качества торцовых и ниппельных соединений, а также плотность свертывания электродов. Для индукционных и высокочастотных печей — осмотр конденсаторных батарей, электронных ламп, надежность экранирования и заземления отдельных блоков. Проверка правильности работы контакторов с гашением дуги и отсутствия накипи на водоохлаждаемых поверхностях.

Осмотры с заполнением карт осмотров проводятся по графику с периодичностью в зависимости от местных условий, но не реже *1 раза в месяц.*

В объем текущего ремонта входят операции технического обслуживания и следующие работы по отдельным видам установок:

*по печам сопротивления* — проверка состояния и частичная замена нагревательных элементов, уплотняющих устройств; крепление выводов нагревательных элементов; частичный ремонт футеровки и других видов теплоизоляции;

*по дуговым электропечам* — проверка качества торцов и ниппельных соединений электродов и их подтягивание; замена электродов (при необходимости); ревизия и ремонт механизма подачи электродов; ревизия или ремонт печного трансформатора, запорной арматуры и трубопровода в пределах печи;

*по вакуумным печам* — ревизия и ремонт вакуумных насосов и вакуумной сети; замена вакуумного масла; чистка и промывка всех соединительных поверхностей; проверка печи на натекание; промывка системы охлаждения; ремонт запорной арматуры и трубопроводов в пределах печи; ремонт или замена подогревов паромасляных вакуумнасосов;

*по индукционным печам* — проверка состояния конденсаторной батареи и при необходимости замена отдельных конденсаторных банок; ревизия или ремонт трансформатора; чистка системы охлаждения индуктора; зачистка контактных поверхностей и переключателей винтов индуктора;

*по высокочастотным установкам* — проверка состояния генераторных ламп и колебательного контура; при необходимости замена отдельных ламп, конденсаторов и индукторов; ревизия или ремонт высокочастотных преобразователей; ремонт блокировочных устройств.

На всех установках проверяют работу щита управления, сопротивление изоляции всех электрических цепей и температурный режим печей.

В объем капитального ремонта входят операции текущего ремонта, а также полная разборка оборудования, замена изношенных деталей и узлов, проверка прочности изоляции в соответствии с паспортными данными или ГОСТами, при необходимости замена пускорегулирующей аппаратуры, окраска и испытание оборудования.

## 15.3. Техническое обслуживание электросварочных установок

При обслуживании электросварочных установок следует выполнять требования ПТБ и ПТЭ, а также указания по эксплуатации и безопасному обслуживанию, изложенные в инструкции завода-изготовителя. Присоединение и отсоединение от сети электросварочных установок, а также наблюдение за их исправным состоянием в процессе эксплуатации должны производиться электротехническим персоналом предприятия. Перед присоединением сварочной установки следует произвести ее внешний осмотр и убедиться в ее исправности. Особое внимание при этом надо обращать на состояние контактов и заземляющих проводников; исправность изоляции рабочих проводов; наличие и исправность защитных средств. При обнаружении каких-либо неисправностей сварочную установку включать запрещается.

При электросварочных работах необходимо пользоваться специальной одеждой (куртка, брюки, ботинки с глухим верхом, рукавицы, фартук с нагрудником и головной убор). Для защиты лица и глаз при работе необходимо применять щиток или маску. Стекла щитка или маски должны подбираться в соответствии с ГОСТом в зависимости от режима сварки.

Осмотры и чистку электросварочной установки и пусковой аппаратуры производят не реже одного раза в месяц. Сроки текущих и капитальных ремонтов сварочных установок определяют по графику исходя из местных условий эксплуатации, а также указаний завода-изготовителя.

В типовой объем работ при текущем ремонте сварочных выпрямителей и трансформаторов, а также других аппаратов дуговой сварки входят: проверка крепления кремниевых вентилей, выводных и соединительных контактов; мелкий ремонт изоляции трансформатора; ремонт переключателей напряжения, стопоров, винтового механизма, ходовой части, вентилятора, ограждений и кожуха; проверка работы воздушных реле; ремонт пускорегулирующих аппаратов; замена и ремонт электрододержателя, изоляционных прокладок; проверка состояния и частичная замена проводов питающей и сварочной цепи, ремонт их соединений и изоляции; ремонт и замена струбцин.

В типовой объем работ при текущем ремонте машин контактной сварки входят: очистка оборудования от грязи и флюса; наружный осмотр и выявление дефектов; проверка контактных поверхностей, электродов, промежуточных и токоведущих подушек, вылетов шпинделей, контактных соединений токопроводов; удаление следов электроэрозии с контактных соединений вторичных контуров; устранение нагрева в контактных соединениях первичной и вторичной коммутации;

замена изношенных деталей токопровода и шинопровода; проверка отсутствия течи в системе водяного охлаждения; проверка исправности пневматических и пневмогидравлических систем и игнитронных прерывателей, их регулировка, а при необходимости замена изношенных деталей и узлов; проверка состояния пускорегулирующих аппаратов; устранение нагревов контактов; подтяжка контактных соединений; проверка машины в рабочем состоянии.

В объем капитального ремонта входят операции текущего ремонта; полная разборка оборудования; ремонт или замена катушек трансформатора, дросселя, балластного реостата, осциллятора; ремонт магнитопровода; замена изношенных деталей и узлов.

## 15.4. Техническое обслуживание сварочных агрегатов

Сварочные агрегаты состоят из генератора постоянного тока и приводного бензинового или дизельного (иногда электрического) двигателя.

По основным признакам можно выделить следующие виды сварочных агрегатов:

по типу генератора — с коллекторным или вентильным генератором;

по виду привода — с бензиновым, дизельным или электрическим двигателем;

по способу установки — передвижные и стационарные.

Требования к сварочным генераторам и агрегатам приведены в ГОСТ 304—82 «Генераторы сварочные» и ГОСТ 2402—82 «Однопостовые сварочные агрегаты постоянного тока».

В состав каждого агрегата входят: генератор с реостатом регулирования сварочного тока, двигатель, соединительная муфта, пульт управления, аккумуляторные батареи, капот с кровлей и шторками, топливный бак. Генератор и двигатель смонтированы на общей раме.

**Техническое обслуживание сварочных агрегатов** необходимо производить ежедневно и периодически через каждые 100—200 ч работы, но не реже одного раза в месяц.

Ежедневно перед работой следует производить внешний осмотр агрегата и устранять случайные повреждения. Проверять состояние болтовых соединений токоведущих частей и подтягивать ослабевшие контакты. Проверять натяжение ремней привода вентилятора, регулятора оборотов и его крепления, а также состояние электрооборудования; крепление наконечников к проводам, аккумуляторных батарей к раме и заземление агрегата; производить пуск для контроля отсутствия стука и посторонних шумов; проверять показания приборов и контрольных ламп на пульте управления.

В этом случае, если давление масла ниже 0,1 МПа, а температура воды выше 105 °С, необходимо немедленно остановить

двигатель, найти и устранить причину, вызвавшую повышение температуры.

Смазка со временем разлагается, поэтому через 500—600 ч работы, но не реже чем через полгода ее следует заменять. Для замены смазки надо снять крышку подшипников на щитах генератора, удалить загрязненную смазку, тщательно промыть подшипники бензином, затем заполнить гнезда подшипников свежей смазкой на 1/2—1/3 свободного объема. Рекомендуется применять консистентную смазку марки ЦИАТИМ-203 (ГОСТ 8773—73), жировую смазку 1-13 (ГОСТ 163—61) или им подобные.

Периодически также необходимо замерять сопротивление изоляции генератора, которое должно быть не ниже 0,5 МОм для генераторов типа ГСО и ГД и 1 МОм для генераторов типа СГП. Мелкая металлическая и угольная пыль, осаждаясь внутри генератора, может вызвать снижение сопротивления отдельных участков изоляции. Поэтому генератор рекомендуется периодически продувать струей сжатого воздуха и протирать ветошью.

Особого внимания требует коллектор сварочных генераторов. При правильной работе коллектор не должен иметь следов нагара. Коричневый с синеватым отливом цвет коллектора свидетельствует о его нормальной работе. Такой коллектор требует лишь систематического удаления пыли чистой ветошью, смоченной в бензине. Мелкое бисерное искрение щеток, не оставляющее следов нагара на коллекторе, не опасно.

В случае появления на коллекторе нагара необходимо выяснить и устранить причину, вызывающую его, а коллектор прошлифовать мелкозернистой прессованной пемзой или мелкой стеклянной бумагой, натянутой на деревянную колодку цилиндрической формы. Шлифовку производят равномерно по всей поверхности. *Шлифовать коллектор наждачной бумагой категорически запрещается.*

Если со временем между пластинками начнет выступать слюда, вызывая искрение и шум щеток при работе, ее при помощи специальной пилки следует осторожно счистить на глубину до 1 мм. Затем мелким трехгранным напильником нужно убрать заусеницы с краев пластин и прошлифовать коллектор на ходу при поднятых щетках.

Поврежденную или изношенную щетку надо заменить новой. Установив новую щетку, следует подложить полоску мелкой стеклянной бумаги стеклом к щетке и осуществлять притирку до тех пор, пока щетка не будет полностью облегать коллектор. Притирку производят при нормальном нажатии пружины щеткодержателя. После притирки щеток коллектор обдувают воздухом, протирают пыль и дают генератору поработать на холостом ходу для окончательной пришлифовки. Все

щетки одного пальца должны быть выровнены, свободно передвигаться в обойме и выступать из нее на 2—3 см в направлении коллектора.

Траверса должна занимать правильное положение. Запрещается поворачивать ее, так как это ведет к искрению под щетками.

Уход за двигателем и аккумуляторными батареями необходимо производить согласно инструкциям по эксплуатации. Он состоит в ежедневной очистке от пыли и грязи, осмотре, проверке и при необходимости доливке масла в картер двигателя, топлива в топливный бак и воды (антифриза) в радиатор.

Техническое обслуживание двигателя предусматривает проверку крепления его узлов, уровня и степени заряженности аккумуляторных батарей, а также проверку и регулировку натяжения ремня вентилятора и генератора.

После 100—200 ч работы агрегата необходимо производить смазку двигателя, спуск конденсата из масляных фильтров, промывку воздушного фильтра и смену в нем масла.

После 500—600 ч эксплуатации полностью заменяют масло в двигателе. Проверяют и подтягивают механизмы систем питания, охлаждения, смазки, зажигания и пуска двигателя. Проверяют компрессию двигателя; зазоры между поршневыми кольцами и канавками в поршне, масляные зазоры между коленчатым валом и подшипниками; работу двигателя при малых оборотах холостого хода коленчатого вала; легкость пуска и правильность установки зажигания; пропускную способность жиклеров и регулировку уровня топлива в поплавковой камере (карбюраторные двигатели). Проверяют и регулируют топливный насос и форсунки (дизеля). Проверяют и очищают генератор и реле-регулятор, стартер и свечи зажигания.

# РАЗДЕЛ III. РЕМОНТ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

## 16. МЕХАНИЧЕСКИЙ РЕМОНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

### 16.1. Организация ремонта электрооборудования

Надежность, бесперебойность и безопасность работ электрооборудования и сетей обеспечивается правильной системой ремонта электрооборудования эксплуатирующей организацией. Такой системой является планово-предупредительный ремонт электрооборудования (ППРЭО), представляющий собой форму организации ремонта, состоящего из комплекса организационно-технических мероприятий, обеспечивающих выполнение технического обслуживания и профилактического ремонта оборудования.

**Организация ППРЭО.** Система ППРЭО вводится в действие приказом по предприятию, которым устанавливаются обязанности различных цехов и служб, утверждается график ремонта и другие мероприятия. Например, определяются обязанности персонала по уходу за электрооборудованием и межремонтному техническому обслуживанию; обязанности рабочих электроремонтного цеха (ЭРЦ); положение об изготовлении запасных частей; мероприятия по дальнейшему совершенствованию ремонта т.д.

Большое значение имеет инженерная и материальная подготовка ремонта.

Инженерная подготовка должна обеспечить ремонтный персонал необходимой проектно-конструкторской документацией, к которой относятся: технические описания устройства завода-изготовителя; инструкции по эксплуатации; паспорт на соответствующее устройство; описание технологических процессов ремонта, разрабатываемых, как правило, специализированными научно-исследовательскими и технологическими институтами; технологические карты ремонта, разрабатываемые ремонтными предприятиями или специализированными конструкторско-технологическими бюро.

Технологическая подготовка, входящая в состав инженерной, начинается с организации рабочего места, которое должно быть удобным, хорошо освещенным, безопасным и оснащенным необходимыми приспособлениями, инструментами и технологической документацией.

Для ремонта необходимо подготовить материалы, запчасти и покупные изделия. При этом следует максимально использовать пригодные и неповрежденные детали списанного оборудования.

Все работы планово-предупредительного ремонта электродвигателей подразделяются на *текущий*, *средний* и *капитальный* ремонты.

Текущий и средний ремонты включают такие работы, которые не требуют полной разборки электрооборудования.

*Текущий ремонт* электродвигателя заключается, например, в промывке подшипников и смене в них масла, осмотре и устранении

неисправностей пускорегулирующей аппаратуры, смене щеток и т.д. Текущие ремонты в большинстве случаев выполняет персонал, обслуживающий электроустановку при отключенном напряжении.

При *среднем ремонте* тщательно осматривают и чистят оборудование, заменяют изношенные части, осуществляют мероприятия, связанные с регулировкой частей машин, аппаратов и других элементов электроустановки.

*Капитальным ремонтом* называют работы по замене или восстановлению основных и, как правило, наиболее сложных частей или деталей электродвигателя, например перемотку его роторной или статорной обмотки. Работы по капитальному ремонту выполняет персонал ремонтного цеха предприятия за счет средств, отпускаемых на восстановление изношенного оборудования.

Текущие и средние ремонты проводят чаще, чем капитальные. Работы по текущему, среднему и капитальному ремонту выполняют в строго определенные и заранее установленные сроки.

## 16.2. Структура электроремонтной мастерской

В зависимости от наличия установленного на предприятии электрооборудования организуют электроремонтные мастерские различной производительности. Производственная площадь мастерской определяется количеством машин, проходящих средний и капитальный ремонты, исходя из расчета 1 м$^2$ на каждую ремонтируемую машину в год.

Электроремонтные работы производят как собственными силами завода, так и силами специализированных подрядных организаций. Силовые трансформаторы мощностью более 1000 кВ·А и электродвигатели мощностью более 1000 кВт рекомендуется ремонтировать силами специализированных организаций.

На крупных заводах с большим количеством различных электрических машин, пускорегулирующей аппаратуры и трансформаторов (силовых, сварочных, измерительных и др.) создают электроремонтные мастерские, где выполняют все виды ремонта.

Технологический процесс ремонта электрооборудования в крупных мастерских обычно осуществляют по поточно-узловым методам, когда поврежденные узлы электрооборудования доставляют одновременно на соответствующие специализированные ремонтные участки (разборочный, промывочный, обмоточный с пропиткой и сушкой, слесарно-механический, сборочный и др.).

Все виды ремонта электрооборудования в электроремонтной мастерской завода выполняют в определенной технологической последовательности, требующей организации специфических для данной мастерской отделений участков и бригад. В этих мастерских, как правило, имеются: складское отделение, отделение разборки, дефектации и промывки поступившего в ремонт электрооборудования,

масляное хозяйство, обмоточное отделение, отделение для механической обработки и сборки отремонтированного оборудования, а также испытательная станция.

**Складское отделение.** Предназначено для хранения поступающего в ремонт и отремонтированного электрооборудования. Для его складирования под навесом выполняют площадку в виде эстакады на уровне железнодорожной платформы или кузова автомашины. В складском помещении имеются стеллажи для хранения деталей и подъемно-транспортные механизмы для доставки, разгрузки и погрузки тяжелых электромашин и трансформаторов на ремонтные участки.

**Отделение разборки и дефектации**, примыкает непосредственно к складу и расположено в зоне обслуживания подъемно-транспортных механизмов и может быть общим для электродвигателей и трансформаторов. В зависимости от объема работ общая площадь этого отделения составляет 100—120 м$^2$. В помещении осматривают поступившее в ремонт оборудование и определяют опробованием и необходимыми электрическими и механическими замерами характер повреждений. При необходимости разбирают электрооборудование на отдельные узлы, части и детали, которые очищают и промывают. Отделение обеспечивают различными приспособлениями малой механизации, необходимыми для разборки и определения дефектов в ремонтируемых электромашинах: для съема и одевания шкивов, выемки подшипников, определения вибрации и др.

В отделение разборки и дефектации входит моечный участок, который предназначен для мойки частей электрических машин. Помещение мойки пожароопасно (при пользовании керосином и бензином), поэтому его изолируют от соседних участков и снабжают вентиляционной установкой.

**Масляное хозяйство.** Где сливают неочищенное отработанное масло, восстанавливают его и хранят чистое сухое, размещают обычно рядом с отделением разборки и дефектации. В масляное хозяйство входит электрохимическая лаборатория.

**Обмоточное отделение.** Состоит из участка восстановления обмоточных проводов: изоляционно-заготовительного участка (изготовление гильз, катушек статоров и трансформаторов, роторных стержней, катушек, различных аппаратов и приборов и др.) и участка намотки роторов и статоров. В зависимости от объема работ площадь обмоточного отделения может занимать 80—100 м$^2$. На участке восстановления проводов старую изоляцию удаляют отжигом в электропечи, затем промывают, травят и нейтрализуют провода в промывочной ванне. На участке имеются различные приспособления для волочения восстанавливаемых проводов, оплетки и пропитки их изоляционными лаками.

Изоляционно-заготовительный участок обеспечивается следующим оборудованием и приспособлениями: верстаком для раскроя и

заготовки изоляции; роликовыми и рычажными ножницами для резки электрокартона и других изоляционных материалов и заготовки пазовой изоляции; приспособлениями для изготовления гильз и изолирования стержней; шаблонами и приспособлениями для рихтовки; намоточным станком для намотки катушек электродвигателей, трансформаторов, контакторов, пускателей, реле; прессом и обкаточными станками для опрессовки гильз, роторных стержней и др.

На участке обмотки роторов и статоров необходимо иметь специальные приспособления: постаменты для статоров крупных машин, поворотные столы для статоров малых электродвигателей и козлы для установки роторов, а также приспособления для пайки и сварки проводов и станок для наложения бандажей роторов. В сборочном отделении должны быть установлены слесарные верстаки с тисками, станок для статической и динамической регулировки роторов и электрическая ванна для нагревания шарикоподшипников, в пропиточно-сушильном отделении — стальные баки для пропитки и сушки обмоток в вакууме и под давлением, а также сушильные камеры и шкафы.

Для среднего ремонта механической части электрооборудования (проточки и шлифовки валов, расточки подшипников, долбежки и фрезеровки канавок, сверловки различных отверстий) в электроремонтной мастерской устанавливают необходимые металлообрабатывающие станки — токарные, фрезерные, строгальные, сверлильные и др.

Участки слесарных, сварочных, кузнечных работ и механической обработки создают в зависимости от объема этих работ с организацией электроремонтной мастерской. Например, при ремонте электромашин и трансформаторов сварочные работы может обеспечить бригада сварщиков с применением переносных аппаратов.

Слесарные работы и механическая обработка составляют незначительную часть ремонта и могут быть выполнены бригадой слесарей на ремонтных участках или в соответствующих производственных цехах. Своевременное и качественное выполнение ремонтных работ в значительной мере зависит от документации. Ведомости дефектов дают полное представление о состоянии электрооборудования и позволяют заранее и точно определить объем и характер предстоящих работ. На основании ведомостей дефектов составляют графики ремонтных работ, в которых указывают их объем и продолжительность.

О выполнении текущего ремонта делают запись в соответствующем журнале и на бланках, в которых указаны типовые работы по ремонту электрооборудования (электродвигателя, силового трансформатора, масляного выключателя). Такая система упрощает оформление документации по ремонту, так как персоналу остается только указать в журнале и на бланке основные данные, относящиеся к отремонтированному оборудованию, отметить перечень выполненных работ и фамилии исполнителей.

Выполнение капитальных ремонтов оформляется специальными актами приемосдаточных ремонтных работ. Акт содержит перечень типовых и обязательных работ при этом виде ремонта. Правильное оформление документации способствует улучшению организации ремонтных работ, позволяет получить необходимое представление о состоянии электрооборудования и на этой основе правильно установить сроки и объемы очередных ремонтов.

**Испытательное отделение** (заводская электролаборатория) кроме испытания отремонтированного электрооборудования производит ремонт и проверку электроизмерительных приборов, а также профилактические испытания заводского электрооборудования и электросетей с помощью передвижных и стационарных испытательных аппаратов. Испытательное отделение располагают вблизи сборочной площадки, где проводят всесторонние испытания и измерения отремонтированного электрооборудования в соответствии с действующими нормами перед сдачей его эксплуатационной службе.

## 16.3. Неисправности электрических машин

Повреждения электрических машин бывают *механические* и *электрические*.

К *механическим* повреждениям относятся: выплавка баббита в подшипниках скольжения; разрушение сепаратора, кольца, шарика или ролика в подшипниках качения; деформация вала ротора (якоря); образование глубоких выработок (дорожек) на поверхности коллекторов; ослабление крепления полюсов или сердечника статора к станине, прессовки сердечника ротора (якоря); разрыв или сползание проволочных бандажей роторов (якорей) и др.

*Электрическими* повреждениями принято называть: пробой изоляции на корпус; обрыв проводников в обмотке; замыкание между витками обмотки; нарушение контактов и разрушение соединений, выполненных пайкой или сваркой; недопустимое снижение сопротивления изоляции вследствие ее старения, разрушения или увлажнения и др.

В число предремонтных операций по выявлению неисправностей электрических машин входят: измерение сопротивления изоляции обмоток (с целью определения степени ее увлажнения); испытание электрической прочности изоляции; проверка на холостом ходу машины целости подшипников, величины осевого разбега ротора (якоря), вибрации, правильности прилегания (притертости) щеток к коллектору и контактным кольцам; определение зазоров между вращающимися и неподвижными частями электрической машины, а также контроль состояния крепежных деталей, плотности посадки подшипниковых щитов на заточках станины и отсутствия повреждений (трещин, сколов и др.) у отдельных частей и деталей машины.

Работа по предремонтному выявлению неисправностей и повреждений электрических машин называется *дефектацией.*

Дефектацию производят внешним осмотром и испытаниями при частичной или полной разборке электрической машины.

Однако такая дефектация не всегда позволяет выявить и точно определить характер и размеры ее повреждений, а вследствие этого нельзя определить и объем предстоящих ремонтных работ. Наиболее полное представление о состоянии и требуемом ремонте электрической машины дает дефектация, производимая после ее разборки.

Все обнаруженные после разборки электрической машины неисправности и повреждения отмечают в дефектационной карте и на их основании составляют маршрутную карту ремонта с указанием работ, подлежащих выполнению по каждой ремонтной единице или по отдельным частям ремонтируемой машины.

В состав основных работ по ремонту электрических машин входят разборка, ремонт обмоток и механической части, сборка и испытания отремонтированных машин.

## 16.4. Разборка и сборка электродвигателей

Порядок разборки каждой ремонтируемой электрической машины определяется ее конструкцией и необходимостью сохранения имеющихся исправных частей, а степень разборки — полнотой и характером предстоящего ремонта. Если предварительные осмотр и испытания позволяют судить о характере предстоящего ремонта электрической машины, необходимо до начала ее разборки проверить наличие требуемых для ремонта материалов, изделий и запасных частей соответствующих размеров, марок и характеристик.

**Разборка электродвигателей.** До начала ремонта необходимо просмотреть документацию на электродвигатель, подлежащий ремонту; проверить, производилась ли при предыдущем ремонте замена подшипников качения или перезаливка подшипников скольжения; установить, сколько часов отработали подшипники качения после замены, каковы были зазоры в подшипниках скольжения при последнем замере, не остались ли неустраненными какие-либо дефекты, не появились ли дефекты при работе электродвигателя. На основании этих данных решается вопрос об объеме ремонта электродвигателя.

Разбирать электрическую машину необходимо осторожно, не допуская повреждения или потери отдельных ее частей. Недопустимо пользоваться зубилом, наносить резкие удары или прилагать очень большие усилия.

Поступающая в ремонт электрическая машина должна быть укомплектована всеми необходимыми деталями: возбудителем, подшипниками, обмотками, траверсами со щеткодержателями и др. Рассмотрим наиболее эффективные способы разборки машин.

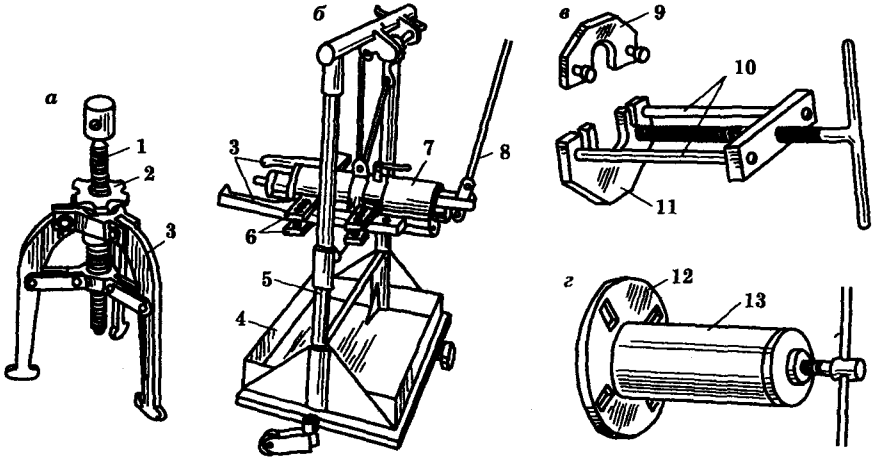



**Рис. 16.1. Съемники для снятия (распрессовки) полумуфт и подшипников качения с валов электрических машин: *а* — винтовой съемник, *б* — гидравлический съемник, *в* — съемник для стаскивания подшипников качения захватом за подшипник, *г* — съемник для стаскивания подшипников качения захватом болтами за крышки или капсулы подшипника; 1 — червячный винт с головкой, 2 — регулировочная гайка, 3 — тяги (захваты), 4— площадка, 5 — стойка, 6 — траверсы, 7 — плунжерный насос, 8 — рукоятка штока насоса, 9 — пластинка со штифтами, 10 — шпильки, 11 — плита, 12 — диск, 13 — корпус съемника**

*Снятие шкива или полумуфты.* Порядок работ при снятии: отвинчивают стопорный винт или выбивают клиновую шпонку, место посадки шкива заливают керосином. Неплотно насаженный шкив снимают легкими ударами молотка, наносимыми по ступицам шкива через деревянную прокладку, или съемниками (рис. 16.1).

Если ручным или гидравлическим съемником при максимально возможном усилии или давлении не удается снять полумуфту, то ее следует подогреть.

*Снятие подшипниковых щитов.* Перед снятием подшипниковых торцовых щитов у двигателей с подшипниками скольжения замеряют зазоры между валом и вкладышами для решения вопроса о перезаливке вкладышей. При этом отвинчивают крепления крышек или фланцев, крепящих подшипники, снимают крышки или фланцы, ослабляют крепления, сдвигают на вал траверсу с держателем, выпускают масло из подшипников и отвинчивают болты, крепящие подшипниковый щит к корпусу. Если двигатель имеет контактные кольца, то до снятия подшипниковых щитов вынимают щетки из щеткодержателей (если щеточный механизм можно не снимать). На ребра щита и

корпус машины наносят метки, по которым при сборке машины подшипниковый щит устанавливают в прежнее положение. Легкими ударами молотка через деревянную прокладку по выступающим ребрам щита отделяют его от корпуса машины.

В подшипниковом щите крупных машин нарезана резьба, в которую завинчивают болт и снимают щит. После того как подшипниковый щит отделен от корпуса, его сдвигают по валу машины. Чтобы не повредить железо и изоляцию обмоток при снятии щита, в воздушный зазор между ротором и статором кладут лист плотного картона, на который укладывается ротор после снятия щита.

*Выемка ротора (якоря).* В электродвигателях небольшой мощности после снятия обоих подшипниковых щитов ротор вынимают вручную, осторожно приподнимая с картона, на котором он лежал в статоре. В крупных электродвигателях ротор вынимают в сторону вентилятора с помощью подъемных приспособлений. При выемке ротора следят за тем, чтобы он двигался строго по оси электродвигателя.

*Разборка подшипников.* Снятие шарико- и роликоподшипников с вала с помощью съемника аналогично снятию шкивов или полумуфт. Захваты съемника накладывают на внутреннее кольцо подшипника, который нагревают, поливая горячим маслом при температуре не более 100 °С. Втулки или вкладыши подшипников скольжения выбивают из подшипниковых щитов (рис. 16.2) легкими ударами молотка по деревянной выколотке 1, приставленной к торцовой стороне втулки 2.

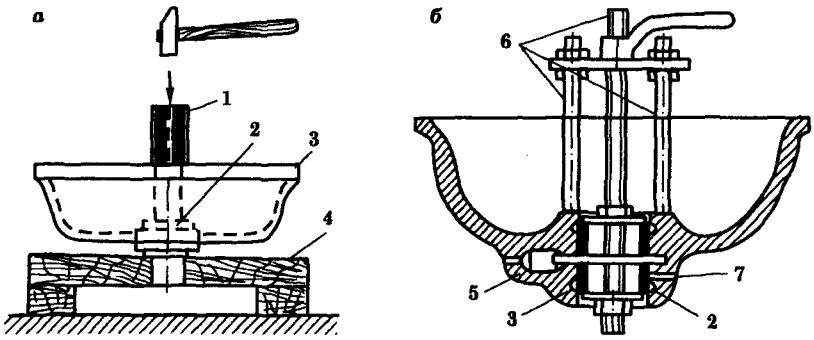



**Рис. 16.2. Удаление втулок подшипника скольжения**

При этом подшипниковый щит укладывают на деревянную опору 4, имеющую отверстие, диаметр которого равен диаметру выбиваемой втулки. Последнюю можно выпрессовать и установить с помощью несложного приспособления 6, предварительно вывернув стопорный винт 7 и выведя из прорези смазочное кольцо 5.

*Вспомогательные операции.* После разборки основные части машины (щиты, подшипники, траверсы, вкладыши, масленки и

уплотнения) промывают бензином или керосином. Обмотки очищают от пыли сильной струей сжатого воздуха или пылесосом, затем протирают чистой тряпкой, смоченной в бензине. Поврежденные обмотки вынимают из пазов, предварительно распаяв соединения. Этими операциями в основном заканчивается разборка электрической машины.

**Определение характера повреждений и заполнение ведомостей дефектов.** При осмотре частей разобранного двигателя легкими ударами молотка простукивают подшипниковые щиты, выявляя наличие в них трещин. Места, вызывающие подозрение, просматривают через лупу для обнаружения волосяных трещин. Границы трещин отмечают мелом. Рабочую поверхность подшипников скольжения проверяют на отсутствие трещин, перекосов, выбоин, неравномерной выработки. В шарико- и роликоподшипниках не должно быть выбоин, шелушения шариков или беговых дорожек, а также радиального и осевого люфтов, что легко определить радиальной и осевой «качкой».

Осматривают и тщательно проверяют щеткоподъемный механизм (пальцы, изоляторы, траверсы, крепеж и др.). Особое внимание обращают на присутствие пятен, свидельствующих о местных перегревах стали в местах пайки (сварки) стержней и замыкающих колец короткозамкнутого ротора, а также следы выработки, выбоины, трещины, подгары поверхности контактных колец, износ колец (не должен превышать 50% их первоначальной толщины), балансировку ротора (проверяют статическим или динамическим способами). На валу недопустимы трещины, а на шейках вала — раковины, шероховатости и царапины. Осматривая двигатель, проверяют диаметр посадочных мест, их овальность и конусность, состояние вентилятора и его креплений, сохранность паек петушков коллектора, прочность запрессовки коллекторных пластин и отсутствие на них подгаров, выбоин, дорожек, выступающей слюды и прочность пайки проводов между обмоткой и контактными кольцами; измеряют величину сопротивления изоляции между каждой парой смежных коллекторных пластин, коллектором и валом, коллектором и бандажами и величину сопротивления изоляции обмоток.

Проверяют прочность бандажей и плотность посадки клиньев. Корпус машины тщательно осматривают на отсутствие мельчайших трещин, а места посадки подшипниковых щитов — на отсутствие забоин. Корпус бракуют, если трещины имеют значительную величину и не могут быть устранены.

Пакеты стали статора проверяют на прочность прессовки листов стали. В некоторых местах плотность можно проверить с помощью лезвия ножа. Проверяют плотность распорок между отдельными пакетами, отсутствие пятен перегрева, следов ржавчины и смещения пакетов активной стали. Определяют состояние изоляционной доски

выводного щитка, выводных концов, зажимов и гаек; контролируют пайку наконечников. Все данные проверки, осмотра и испытаний заносят в ведомость дефектов, на основании которой производят ремонт.

Двигателю, который подлежит ремонту, присваивают ремонтный номер на весь цикл ремонта и предремонтных испытаний.

При отсутствии чертежей для разборки сложных узлов составляют эскизы или схемы, а в случае необходимости — рабочие чертежи. Все результаты внешнего осмотра, замеров, испытаний и наблюдений поступающей в ремонт машины заносят в один из следующих документов: протокол, журнал, ведомость дефектов (ремонтная ведомость), которые являются основными документами технологического процесса ремонта.

**Сборка электродвигателей и установка подшипников скольжения.** Изготовленные вкладыши или втулки подшипников скольжения запрессовывают в подшипниковые щиты с помощью винтового или гидравлического пресса. В отдельных случаях допускается подгонять вкладыши с помощью молотка. Легкими ударами через деревянную прокладку вкладыш устанавливают в гнездо щита. До запрессовки втулки в прорезь вкладыша вставляют смазочное кольцо, контролируя, чтобы оно не мешало установке втулки. При запрессовке подшипника не должно быть перекосов.

При сборке ротора сначала на вал насаживают листы активной стали, затем укрепляют контактные кольца или коллектор и закрепляют вентилятор. Если электродвигатель имеет шариковые подшипники, то их предварительно после тщательной промывки разогревают в масляной ванне до температуры 90—100 °С и туго напрессовывают на посадочные места вала.

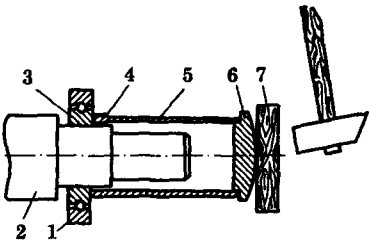



**Рис. 16.3. Процесс насадки на вал: 1 — наружная обойма подшипника; 2 — вал; 3 — внутренняя обойма подшипника; 4 — медный ободок; 5 — монтажная трубка; 6 — металлическая пробка; 7 — деревянная прокладка**

Подшипники насаживают на вал легкими ударами молотка по трубе через деревянную прокладку (рис. 16.3). Диаметр трубы должен соответствовать диаметру внутренней обоймы подшипника. Труба должна быть изготовлена из мягкой стали (малоуглеродистой) или окантована медным ободком.

Устанавливают ротор (якорь) в статор осторожно, чтобы не повредить обмотки и листы активной стали. Сборка ротора осуществляется аналогично его выемке. В зазор между статором и ротором укладывают временную прессшпановую или картонную прокладку.

После установки ротора, приподняв смазочное кольцо подшипников скольжения, надевают задний подшипниковый щит. Правильность установки щита определяют по совпадению рисок, нанесенных на щит и корпус электродвигателя до его разборки. Затем щит слегка прихватывают болтами, удаляют временную прокладку и надевают передний щит, который также прихватывают болтами. Болты затягивают попеременно с диаметрально противоположных сторон, завертывая каждый раз на пол-оборота.

После устранения неисправности окончательно затягивают болты щитов, закрывают фланцы, заливают маслом масляные камеры подшипников скольжения, устанавливают все остальные детали машины. Щупом проверяют зазоры, а также величину осевого перемещения (величину разбега) ротора, т.е. зазоры в осевом направлении между внутренним торцом вкладыша и соответствующей заточкой шейки вала (не должны превышать 1—2 мм).

Величину воздушного зазора между ротором и статором измеряют с обеих сторон в четырех различных последовательно сдвинутых на 90° положениях ротора для электродвигателя небольшого диаметра и в восьми точках — для электродвигателей с большим диаметром ротора. Измерения проводят как при холодном, так и при нагретом электродвигателе.

### 16.5. Ремонт подшипников скольжения

В современных электрических машинах малой и средней мощности применяют главным образом шариковые или роликовые подшипники качения, закрепляемые в подшипниковых щитах. Они просты в эксплуатации, хорошо противостоят резким колебаниям температуры, легко заменяются при износе. Крупные машины мощностью свыше 1000 кВт изготовляют на подшипниках скольжения, которые опираются на стояковые опоры, устанавливаемые на общей фундаментной плите вместе со станиной двигателя.

В большинстве случаев ремонт подшипников скольжения сводится к смене изношенных втулок или перезаливке вкладышей.

Работа подшипников скольжения зависит от величины зазора между шейкой вала и втулкой подшипника. Чем больше диаметр шейки вала, тем больше должен быть зазор. В подшипниках скольжения изнашиваемой деталью является баббитовая заливка вкладыша. Если зазор между вкладышем и шейкой вала превышает допускаемую величину или при ремонте машины обнаруживают отслаивание баббита от стенки стакана вкладыша, то баббит перезаливают.

Заливать вкладыши можно *статическим*, *центробежным* способами или *под давлением*. Для заливки применяют баббит марки Б-16, состоящий из сплава олова (16%), свинца, сурьмы и меди, или марки

Б-83 (олова 83%), применяемый для быстроходных двигателей и двигателей с тяжелыми для подшипников условиями работы (турбогенераторы, насосы, компрессоры магистральных трубопроводов и крановые двигатели). Баббит плавят в специальном тигле на горне или с помощью паяльной лампы, нагревая его до температуры 450 °С (для марки Б-16) и 400 °С (для марки Б-83). Температуру измеряют специальным прибором — пирометром, предназначенным для измерения высоких температур. Превышение температуры может привести к ухудшению качества сплава. Расплавленный баббит для предохранения от окисления посыпают слоем древесного угля, который при температуре 400—450 °С начинает краснеть, и перемешивают нагретым докрасна стальным прутом. Перед заливкой с расплавленной поверхности снимают шлак и уголь.

**Статический способ** — наиболее простой для заливки разъемных вкладышей. Обе половины разъемного вкладыша устанавливают вертикально и стягивают хомутом, предварительно проложив между ними тонкую полоску из железа или асбеста для получения припуска на механическую обработку плоскостей стыка. Внутри вкладыша устанавливают сердечник, диаметр которого меньше вала машины и имеет небольшую конусность книзу. Для вкладышей с диаметром расточки 60—80 мм диаметр сердечника выбирают меньше диаметра вала на 10—12 мм, а для вкладышей диаметром 100—150 мм — на 16—20 мм.

Подготовленный к заливке вкладыш обмазывают снаружи глиняной смазкой (на 100 весовых частей глины 26 частей поваренной соли и 18 частей воды). Вместо глиняной смазки иногда используется асбест, которым плотно обертывают вкладыш, закрывая все щели и отверстия. Перед заливкой вкладыш с сердечником нагревают до температуры 250—270 °С, которая соответствует температуре плавления прутка олова при соприкосновении с сердечником.

При заливке вкладыша необходимо соблюдать правила безопасности, предохраняясь от ожогов. Во время заливки вкладыш с сердечником подогревают. Через 2—3 мин после заливки вкладыш с сердечником охлаждают водой, начиная с нижней части. Отлитый вкладыш протачивают внутри и прошабривают на валу (т.е. с помощью шабера удаляют выступающие неровности поверхности), оставляя допустимые зазоры. Внутри просверливают спускные отверстия, прорезают продольные маслораспределительные канавки и окна для смазочных колец. После обработки готовый вкладыш очищают от опилок, обдувают сжатым воздухом и промывают керосином.

**Заливка вкладышей центробежным способом и под давлением** относится к прогрессивным способам заливки, которые не требуют больших припусков дорогого металла на обработку, ускоряют процесс заливки и создают плотную структуру металла. Заливка под

давлением самая производительная, но требует специальных заливочных машин и возможна только при массовом изготовлении подшипников. Центробежную заливку можно осуществлять на обычном токарном станке с применением специального приспособления.

Наряду с баббитом Б-16 для заливки вкладышей электрических машин применяется также сплав алькусин Д. Для заливки стального или чугунного вкладыша алькусином Д на внутренней его поверхности вытачивают канавки с отлогими краями, обеспечивающими крепление сплава на стенках вкладыша. Острые края, «ласточкин хвост» и другие виды канавок недопустимы вследствие неодинакового расширения алькусина Д и втулки. После вытачивания канавок вкладыш обезжиривают в 10%-ном растворе каустической соды. Перед заливкой алькусин Д подогревают до температуры 750—800 °С, а вкладыш — до 500—550 °С и очищают стальной щеткой. Залитый вкладыш растачивают на токарном станке с припуском на шабровку 0,1 мм.

В связи с повышенной твердостью вкладыша, залитого алькусином Д, по сравнению с баббитом Б-16 шабрение производят особо тщательно, увеличивая рабочую поверхность вкладыша подшипника. При этом обеспечивается правильное распределение нагрузок на подшипники и уменьшение их нагрева во время работы. Норма поверхности соприкосновения нижнего вкладыша — два-три пятна на 1 $см^2$ при дуге 60—120° и наличии плотных поясков по краям, верхнего вкладыша, не несущего нагрузки,— одно пятно на 1 $см^2$. Шабровку подшипников производят после соединения валов полумуфтами. У вращающихся вкладышей также необходим некоторый зазор между крышкой подшипника и вкладышем.

В случае необходимости восстановления изношенных бронзовых втулок прибегают к их металлизации бронзой или наплавке баббитом. При износе бронзовых втулок в неразъемных подшипниках их обычно заменяют новыми. Новые бронзовые вкладыши к подшипникам вытачивают из бронзовых болванок соответствующего размера, а затем производят их чистовую обработку. Втулки с внутренним диаметром до 20 мм изготовляют из пруткового материала, при большем диаметре применяют заготовки с отверстием или цельнотянутые трубы.

### 16.6. Ремонт подшипников качения

При ремонте электрической машины с подшипниками качения, как правило, ограничиваются промывкой подшипников и закладкой в них новой порции соответствующей смазки. Подшипник промывают в ванне, затем шприцем вводят в него консистентную рабочую смазку, представляющую собой смесь минерального масла и мыла. Для подшипников машин малой и средней мощности применяют смазку марок УТВ (универсальная тугоплавкая водостойкая) или ЦИАТИМ-201.

Иногда у подшипника качения оказываются поврежденными поверхности шариков или роликов и дорожек качения. Износ последних вызывается абразивным истиранием вследствие попадания в подшипник мелких твердых частиц. Рабочая поверхность такого подшипника принимает характерный матовый оттенок.

Наиболее частой причиной преждевременного износа и выхода из строя подшипников качения является их перегрузка. Лабораторными испытаниями установлено, что при дополнительном увеличении нагрузки на подшипник на 50% срок его службы сокращается в три раза, а на 100% — в 8—10 раз. Степень износа подшипников качения определяют, измеряя их радиальные и аксиальные зазоры на несложных приспособлениях, изготовляемых в мастерских электроцеха предприятия.

Подшипники заменяют новыми при следующих неустранимых дефектах, определяемых внешним осмотром: трещинах или сколах на кольцах, сепараторах или шариках (роликах); вмятинах или забоинах на поверхностях дорожек качения; признаках шелушения или выкрашивания поверхностей дорожек качения; царапинах или глубоких рисках, расположенных поперек пути качения шариков (роликов); повреждениях посадочных поверхностей, препятствующих посадке подшипника на вал или в корпусе двигателя или ухудшающих ее; стуке, не устраняемом после промывки, повышенном шуме в подшипнике; забоинах или вмятинах на поверхности сепаратора; наличии четких отпечатков шариков (роликов) на дорожках качения.

Чтобы облегчить посадку подшипников на валу и обеспечить ее плотность, подшипники нагревают до 80—90 °С в масляной ванне или индукционным методом при помощи специального аппарата. Однако, несмотря на широкую распространенность этого метода нагрева, он имеет ряд недостатков. Подшипник нагревается длительное время и неравномерно: больше нагревается та его часть, которая расположена ближе к источнику тепла, подогревающего масло в ванне.

Метод индукционного нагрева подшипников качения в специальном аппарате лишен этих недостатков. Индукционным методом подшипники нагреваются примерно в 3 раза быстрее, чем в масляной ванне. Аппарат вмонтирован в огнестойкую асбоцементную плиту, на которую кладут нагреваемый подшипник.

Для снятия шарикового подшипника с вала пользуются винтовым съемником (см. рис. 16.1). Подшипники стягивают за внутреннее кольцо, чтобы усилие стягивания не передавалось шарикам. При стягивании подшипника за наружное кольцо последнее может лопнуть вследствие расклинивания его шариками.

Изношенный подшипник заменяют подшипником того же номера. В исключительных случаях можно применять подшипник,

габаритные размеры которого допускают установку в гнездо при помощи промежуточных втулок (по наружному и внутреннему диаметру) и упорных колец (по ширине). Набивают подшипник густой смазкой на 2/3 объема камеры во избежание ее выдавливания в двигатель.

## 16.7. Ремонт сердечников статора и ротора

При ослаблении прессовки и посадки сердечника ротора, а также нарушении изоляции листов стали чаще всего производят полную перешихтовку магнитного сердечника, т.е. разбирают пакеты на отдельные листы, очищают их от старой изоляции, покрывают изоляционным лаком с последующей сушкой, сборкой и отделкой сердечника.

При ремонте сердечников статора и ротора, поврежденных в результате сильного нагрева, нарушается часть обмотки, ослабляется прессовка пакетов и уменьшается ширина воздушных каналов. Эти неисправности устраняют (после выемки поврежденной обмотки) опрессовкой ослабленных пакетов сердечника.

В крупных машинах местный нагрев сердечника может привести к выгоранию отдельных частей стали с нарушением изоляции обмоток и оплавлению проводников. При выгорании больших участков стали сердечника необходим капитальный ремонт статора с полной перешихтовкой листов стали и заменой поврежденных пакетов. Если в результате выгорания и оплавления стали в зубцовой зоне повреждена небольшая поверхность, то в отдельных случаях обходятся без перешихтовки пакета: вынимают обмотку из поврежденного и соседних с ним пазов, определяют точную зону повреждения, зубилом вырубают поврежденные части стали и весь участок обрабатывают наждачным (корундовым) бруском. После этого шабером расчищают и удаляют заусенцы. Листы стали обрабатывают и расчищают с большой осторожностью во избежание попадания опилок на изоляцию оставленных в пазах обмоток. Тщательно протирают очищенные участки стали и окрашивают их жидкоразведенным покровным лаком марки 316 или 462.

В крупных машинах в зазоры между листами на всем поврежденном участке устанавливают изоляционные прокладки из слюды толщиной 0,05—0,07 мм на глубину 10—15 мм. Ослабление прессовки устраняют, забивая в зубцы ослабленных пакетов тонкие клинья из твердого изоляционного материала. При искривлении вентиляционных каналов в пакетах статора или ротора их выправляют, забивая клинья между распорками. Распущенные листы стали по краям каналов опиливают. В случае ослабления шпоночного соединения пакета ротора на валу шпонку заменяют новой, более широкой, чем старая. Для подгонки и установки новой шпонки вал выпрессовывают. По размерам новой шпонки фрезеруют шпоночную канавку на валу и в

листах пакета. Если в последних канавка не сработалась, то новую шпонку делают ступенчатой.

После ремонта следует убедиться в симметричном расположении активной стали ротора относительно активной стали статора. После полной перешихтовки и частичного ремонта сердечника и в случае перемотки статора перед укладкой новой обмотки сердечник испытывают на нагрев под действием вихревых токов. Для этого на статор наматывают несколько витков гибкого кабеля, через которые пропускают переменный ток от сети. В статоре создается магнитный поток, и потери в стали нагревают сердечник. Если повреждение устранено не полностью и остались замкнутые между собой листы, то нагрев будет неравномерным (поврежденные места нагреваются сильнее). Нагрев контролируют термопарами, установленными равномерно по расточке статора и, кроме того, в местах, подвергавшихся ремонту. Если через 1 ч 20 мин после начала испытания температура сердечника повышается более чем на 45 °С или разница температур отдельных зубцов превышает 30 °С, то сердечник разбирают и листы лакируют.

Для ремонта активной стали применяют электротехническую слабо- и среднелегированную сталь марок Э-12, Э-21 для машин мощностью до 100 кВт и марки Э-31 — для машин большой мощности.

### 16.8. Ремонт валов электрических машин

Для роторов (якорей) электрических машин наиболее характерны следующие повреждения: выработка рабочей поверхности шейки и искривление вала, ослабление прессовки пакета сердечника, обгорание поверхности и «затяжка» стальных пластин ротора в результате задевания его за статор при чрезмерном износе подшипников скольжения и вследствие этого «проседаний» вала.

Выработку шеек вала, не превышающую по глубине 4—5% его диаметра, устраняют проточкой на токарном станке. При большей величине выработки валы электрических машин ремонтируют, наплавляя на поврежденное место слой металла и протачивая наплавленный участок на токарном станке. Для наплавления металла на вал ротора, вращающегося в центрах токарного станка, применяют переносные электродуговые аппараты ЭМ-ЗА, ЛК-БА, ЭМ-6 или газовые ГИМ-1. В последнее время созданы высокочастотные металлизаторы, в которых проволока, проходя через распылительную головку, нагревается токами высокой частоты до температуры плавления. Высокочастотная металлизация значительно сокращает потери металла по сравнению с электродуговой металлизацией, снижает степень окисления частиц металла и в 5—6 раз уменьшает выгорание элементов, содержащихся в проволоке.

Искривление вала устанавливают путем проверки его биения в центрах токарного станка. К вращающемуся валу подводят мел или

цветной карандаш, закрепленный в суппорте станка. Следы мела на выпуклой части вала помогают обнаружить биение, величину которого определяют индикатором. Отклоняясь по шкале, отградуированной в сотых или тысячных долях миллиметра, стрелка наконечников индикатора, поднесенного к валу, показывает величину его биения.

Ремонт валов зависит от характера повреждения. Мелкие дефекты на шейках валов устраняют наждачной бумагой, слегка покрытой маслом. При наличии шлифовального станка шейки вала шлифуют кругом. При искривлении вала до 0,1 мм на 1 м длины, но не более 0,2 мм на всю длину правка вала необязательна. При искривлении вала до 0,3% его длины правку вала производят без подогрева, а более 0,3% длины — предварительно подогревая до 900—1000 °С и осуществляя правку под гидравлическим прессом в два приема. Сначала вал выправляют до тех пор, пока его кривизна не станет менее 1 мм на 1 м длины, а затем протачивают и полируют. При проточке допускается уменьшение диаметра шеек вала не более чем на 6% от первоначального, допустимая овальность шейки — 0,002, конусность — 0,003 от диаметра.

Трещины в материале вала можно заваривать (с последующей обработкой поверхности) лишь в том случае, если они распространяются вглубь не более чем на 5—10% диаметра вала и занимают не более 10% длины окружности (для поперечных трещин) или не более 10—15% длины ступени вала, на которой они обнаружены (для продольных трещин).

При изломе вала, взамен отломившейся части, изготавливают новую часть с припуском на обработку. Старая и новая части вала могут быть при этом либо обработаны на конус и сварены встык, либо соединены посредством горячей посадки. Для этого в одной из частей вала, предварительно нагревая до температуры 200—300 °С, вытачивают хвостик и соответствующее отверстие. По месту стыка дополнительно может быть наложен сварочный шов. Во избежание искривления вала при сварке обращают внимание на равномерный прогрев его диаметрально расположенных частей вала.

Изгиб вала вызывает биение расточки активной стали, поверхности коллектора или контактных колец по отношению к шейкам вала. Эти дефекты обнаруживают индикатором при установке ротора (или якоря) на токарный станок. Незначительное биение, царапины, забоины и шероховатости шеек вала устраняют шлифовкой и полировкой вручную или на станке. Значительные забоины ликвидируют проточкой вала с последующей шлифовкой и полировкой. Сильно изогнутый вал выправляют на токарном станке рычагами, домкратами или при помощи винтового пресса. Если в результате обработки диаметр шеек вала значительно уменьшился (более 6% от заводского диаметра), его увеличивают путем металлизации с последующей обработкой.

После ремонта роторы электрических машин в сборе с вентиляторами и другими вращающимися частями подвергают статической или динамической балансировке на специальных балансировочных станках.

**Статическая балансировка.** Для балансировки используют станок, представляющий собой опорную конструкцию из профильной стали с установленными на ней призмами трапециевидной формы.

Статическая балансировка ротора на станке производится в такой последовательности. Ротор укладывают шейками вала на рабочие поверхности призм. Перекатываясь на призмах, он занимает такое положение, при котором наиболее тяжелая его часть оказывается внизу. Для определения точки окружности, в которой должен быть установлен балансирующий груз, ротор перекатывают 5 раз, после каждой остановки отмечая мелом нижнюю «тяжелую» точку. Отметив середину расстояния между крайними меловыми отметками, определяют точку установки уравновешивающего груза.

Правильно сбалансированный ротор после перекатывания в одном и другом направлениях должен во всех положениях находиться в состоянии безразличного равновесия.

**Динамическая балансировка.** При статическом методе балансировки уравновешивающий груз устанавливают только на одном торце ротора, устраняя таким образом статический дисбаланс. Однако этот способ балансировки приемлем только для коротких роторов тихоходных машин с малой мощностью. Для уравновешивания масс ротора крупных электрических машин (мощностью свыше 50 кВт) с большой частотой вращения (больше 1000 об/мин) применяют динамическую балансировку, при которой уравновешивающий груз устанавливают на торцах ротора. Это объясняется тем, что при вращении ротора с большой частотой каждый его торец имеет самостоятельное биение, вызванное несбалансированными массами.

**Ремонт подшипниковых щитов и станин.** На подшипниковых щитах и станинах возможно появление трещин, износ посадочных мест подшипников и другие повреждения. Большие трещины, распространяющиеся к месту посадки подшипника, как правило, не заделывают. Щит заменяют новым. Небольшие трещины чугунного корпуса щита устраняют сваркой одним из следующих способов. Трещины чугунного корпуса оплавляют ацетиленокислородным пламенем или заваривают чугунным электродом. В обоих случаях корпус нагревают до 700—800 °С, что дает надежный результат, так как оплавление или сварку ведут при разогретом щите в специальных печах и сваренная деталь остается в печи до полного остывания в течение 24—80 ч.

Устранить трещины можно быстрее, заваривая их холодным медным электродом. Последний обертывают полоской белой жести и смазывают жидким стеклом или смазкой ОММ-25, наплавленную

медь посыпают бурой, а образовавшийся шов проковывают. После остывания заваренной детали наплывы меди зачищают.

Заваривают трещину следующим образом. Вдоль трещины по обе ее стороны в шахматном порядке ввертывают на резьбе стальные шпильки, проходящие через стенки корпуса насквозь. Концы шпилек с каждой стороны крышки соединяют и сваривают стальными электродами. Такой способ соединения трещин применяют для деталей, не подверженных большим вибрационным или ударным нагрузкам.

Для того чтобы трещина при сварке не распространялась дальше, конец ее засверливают, а для получения его шва кромки стенок завариваемой трещины осторожно (с помощью зубила) скашивают по всей длине под углом 45—60°. Размеры отверстий щитов восстанавливают запрессовкой втулки, наваркой или металлизацией. Перед металлизацией в отверстии нарезают резьбу, затем наносят слой металла с припуском на обработку 0,5—0,8 мм на сторону. При металлизации на восстанавливаемую поверхность наносят слой металла пистолетом, в котором проволока диаметром 1—1,5 мм расплавляется и выдувается струей сжатого воздуха. Достоинство этого способа заключается в том, что нанесенный слой металла не создает термических напряжений на поверхности, как при наплавке электросваркой.

### 16.9. Ремонт токособирательной системы

К токособирательной системе электрических машин относят коллекторы, контактные кольца, щеткодержатели с траверсами и щеткоподъемным механизмом, короткозамыкающие кольца фазных роторов ранее изготовленных конструкций. В процессе работы система изнашивается, вследствие чего нарушается ее нормальная работа. При этом наиболее распространенными дефектами являются недопустимый износ коллектора и контактных колец, появление на их рабочих поверхностях неровностей и кольцевых износов (дорожек). Причиной возникновения таких дефектов выступают повышенная вибрация машины, неправильная установка и притирка щеток, вызывающие повышенное искрение и быстрый износ коллекторов и контактных колец. Повышенная вибрация является следствием неудовлетворительной балансировки ротора (якоря) машины, нарушения соосности валов и неправильного соединения полумуфт.

**Ремонт коллекторов.** Капитальный ремонт с разборкой коллекторов производят в случаях: замыкания между смежными коллекторными пластинами; замыкания между коллекторными пластинами и втулками; замены поврежденных коллекторных пластин; полной замены изношенных пластин.

В первых трех случаях иногда удается устранить неисправность, не снимая коллектор с вала и не отпаивая все коллекторные пластины

от обмотки якоря. Для сохранения в процессе ремонта правильной цилиндрической формы коллектора его стягивают по наружной поверхности хомутом, затем отворачивают гайку, сдвигают нажимной конус и осматривают внутреннюю поверхность коллектора. Замыкание между пластинами чаще всего происходит вследствие попадания металлической стружки или капли припоя внутрь коллектора. Замыкание между пластинами и втулкой обычно происходит в углах миканитовой манжеты. При ремонте в выточку «ласточкин хвост» вкладывают сегменты, вырезанные из формовочного миканита и выгнутые в горячем состоянии. Если перечисленные неисправности имеются на стороне коллектора, обращенной к якорю, то приходится отпаивать все соединения обмотки с коллекторными пластинами и снимать коллектор с вала с помощью винтового съемника (см. рис. 16.1). Для замены поврежденной коллекторной пластины ее отпаивают от обмотки, в стягивающем хомуте делают прорезь и устанавливают ее над поврежденной пластиной. Через прорезь осторожно выбивают поврежденную пластину и на ее место устанавливают новую, вырезанную по размерам вынутой.

Медь для коллекторов трапецеидального сечения, изготовленную путем волочения на кабельных заводах в виде полос длиной 1,6—3,5 м, режут на пластины, учитывая припуск на обработку торцов коллектора. Пластины толщиной до 6 мм штампуют с припусками на токарную обработку. Это уменьшает объем токарных работ и позволяет получить отходы в виде массивных кусков меди, а не стружки, смешанной с миканитом. При резке и штамповке медной полосы пластины деформируются, поэтому кривизну, заусенцы и другие дефекты потом устраняют правкой.

Значительную кривизну устраняют специальным воротком, который надевают на один конец пластины; при этом второй конец пластины вставляют в отверстие массивной металлической плиты. Мелкую плавку выполняют на плите молотком. Затем медные пластины вперемежку с миканитовыми прокладками вручную на гладкой плите собирают в кольцо, согнутое из листовой стали толщиной 1,5—2 мм. Первая пластина, вставленная в прорезь кольца, служит упором для последующих.

После сборки комплект пластин перевязывают отожженной стальной проволокой и передают на прессовку. В крупных машинах коллектор собирают из нескольких сотен медных пластин и миканитовых прокладок. Каждая пластина и прокладка имеют допуск на изготовление. При сборке в кольцо эти допуски складываются, и диаметр коллектора может получиться больше или меньше расчетного. Чтобы получить заданный диаметр коллектора, часть прокладок заменяют более толстыми или более тонкими, располагая их равномерно по окружности коллектора. В процессе ремонта проверяют состояние изоляции пластин коллектора.

Неровности и дорожки на поверхности коллектора устраняют полировкой или обточкой. Выбор способа устранения дефектов при ремонте зависит от величины выработки: при выработке до 0,2 мм применяют полировку, до 0,5 мм — шлифовку, свыше 0,5 мм — обточку.

Обточку и шлифовку коллектора выполняют на токарных станках или при помощи переносных приспособлений. При обточке коллектора скорость резания не должна превышать 1—1,5 м/с, подача резца — 0,2—0,3 мм. При изготовлении новых коллекторов оставляют небольшой запас на износ: 6 мм на одну сторону для коллекторов диаметром до 100 мм, 8 мм для коллекторов диаметром 101—250 мм, 10—15 мм для коллекторов диаметром свыше 251 мм. Поэтому при каждой очередной обточке с коллектора снимают столько металла, сколько необходимо для устранения имеющегося дефекта.

Полировку коллектора выполняют при номинальных оборотах машины мелкой стеклянной шкуркой. Наиболее пригодна бумажная шкурка с зернистостью № 180—200. Шкурку накладывают на деревянный брусок, пригнанный по поверхности коллектора, а затем с некоторым усилием прижимают брусок со шкуркой к поверхности вращающегося коллектора, полируют его. При отсутствии стеклянной шкурки требуемых номеров коллектор полируют пемзой.

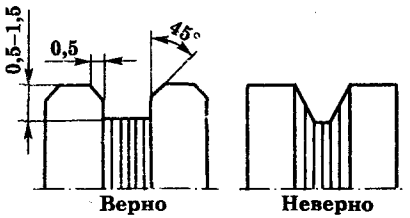



**Рис. 16.4. Продораживание изоляции коллектора**

После обточки изоляцию коллектора продораживают на глубину 0,5—1,5 мм. Края пластин скашивают под углом 45°, как показано на рис. 16.4. Продораживание изоляции выполняют вручную резаком, изготовленным из куска ножовочного полотна, или на станке при помощи специального переносного устройства.

Практика показывает, что предприятия не имеют запасных коллекторов и вынуждены изготовлять новые собственными силами, руководствуясь основными размерами старого коллектора и учитывая при этом величину его износа. Перед разборкой дефектного коллектора его поверхность покрывают двумя слоями картона, поверх которых на расстоянии 50—60 мм друг от друга накладывают два бандажа из мягкой проволоки, чтобы предохранить пластины от рассыпания. Вывернув крепежные болты, легкими ударами молотка снимают нажимную шайбу и конус, предварительно отметив взаимное расположение всех деталей.

Пластины нового коллектора изготовляют из полос холоднотянутой меди трапецеидального сечения с соответствующими размерами клина. Полосу рубят на куски требуемой величины (по ширине коллектора) с припуском 2—5 мм на сторону по длине. В качестве межпластинной изоляции применяют листовой твердый миканит КФ требуемой толщины.

В коллекторных пластинах до начала сборки фрезеруют прорези, размеры которых на 0,25—0,3 мм превышают размер провода обмотки (если провода обмотки впаивают непосредственно в коллекторные пластины). В машинах, у которых провода обмотки соединены с коллекторными пластинами через петушки, прорези профрезированы для установки в них петушков.

Заготовленные пластины и миканитовую изоляцию собирают вручную на круглой плите, применяя стальное прессующее кольцо. Пластины устанавливают вертикально на плите и вставляют между ними куски изоляции. Затем проверяют горизонтальность поверхности пластин и верхнего нажимного конуса относительно сборочной плиты. Коллектор нагревают в печи и прессуют, подтягивая под прессом гайку. После этого с помощью пресса с коллектора снимают прессовочное кольцо. Затем производят динамическую формовку коллектора, которая заключается в его разгоне с максимальной частотой вращения и одновременном нагреве до 120 °С. Для формовки коллектор надевают на оправку специальной разгонной установки, снабженной нагревательными элементами. После сборки протачивают наружную поверхность коллектора с припуском на окончательную его обработку на якоре и фрезеруют в коллекторных пластинах прорези для вкладывания проводников обмотки якоря.

## 16.10. Ремонт контактных колец и щеточного аппарата

**Контактные кольца.** Небольшие повреждения поверхности контактных колец в виде подгаров и шероховатостей устраняют зачисткой и полировкой их стеклянной бумагой при полных оборотах машины без демонтажа колец. При наличии значительных подгаров, выбоин и раковин, особенно при нарушении цилиндрической формы колец, последние снимают и протачивают на токарном станке, уменьшая при этом их толщину не более чем на 50%. У контактных колец фазных роторов наиболее часто повреждаются рабочая поверхность и изоляция между кольцами или между кольцом и корпусом.

Неравномерную выработку контактного кольца устраняют обточкой на токарном станке или при помощи специального приспособления. Нарушенную изоляцию между контактными кольцами восстанавливают, зачищая, промывая бензином и затем окрашивая поврежденное место изоляционной эмалью ГФ-92ХС или ГФ-92ГС. При предельном износе колец изготовляют новые и напрессовывают их на вал ротора. Кольца для машин нормального исполнения изготовляют из стали, чугуна или латуни Л68.

Существует несколько способов прессовки контактных колец. Однако для колец асинхронных двигателей мощностью до 100 кВт чаще всего применяют способ холодной прессовки на втулку.

**Щеточный аппарат.** При ремонте электрических машин наиболее часто встречаются такие неисправности щеткодержателя, как ослабление пружин, оплавление или механические повреждения щеткодержателя.

Ослабление пружин щеткодержателя и, как результат этого, снижение нажатия на щетку устраняют регулировкой пружин, а при отсутствии такой возможности — заменой дефектной пружины новой заводского изготовления. Усилие нажатия пружины щеткодержателя после регулировки или замены проверяют способом, приведенным на рис. 13.1. Удельное нажатие щеток зависит от марки и плотности тока щеток, конструкции машины.

Удельное нажатие определяют путем деления показателя динамометра в граммах на поперечное сечение щетки в квадратных сантиметрах.

Отклонения в величине нажатия отдельных щеток одного полюса машины постоянного тока не должны превышать 10%. Все устанавливаемые на отремонтированной машине щетки должны быть одной марки. Марки щеток подбирают в соответствии с указаниями завода-изготовителя, так как каждый тип машины имеет строго подобранные марки щеток.

Щеточный аппарат машины состоит из щеток, щеткодержателей, щеточных пальцев и траверс. Щеткодержатели, служащие для направления щеток и создания их нажима на коллектор или контактные кольца, укрепляют на щеточных пальцах, концы которых закрепляют в приливах траверс. В машинах постоянного тока траверсы предназначены для сдвигания одновременно всех щеток по окружности коллектора и установки их на нейтраль. Обычно на каждой машине при выпуске с завода наносятся риски на ободе траверсы и головке подшипникового щита. Совпадение этих рисок указывает на правильное положение траверсы.

Чрезмерный нагрев коллектора ухудшает работу щеток и может служить причиной искрения.

Щетки и обоймы щеткодержателей при работе изнашиваются. Износ обойм обуславливается вибрацией щеток при вращении коллектора. Увеличение зазора между щеткой и обоймой щеткодержателя приводит к перекосу щетки в обойме и нарушению ее контакта с коллектором. Если зазор превышает 0,2 мм, обойму заменяют. Расстояние между обоймой и коллектором должно быть не более 2—4 мм.

На заводах изготавливают щетки с плоским основанием. Однако для работы на кольцах или коллекторе поверхность щеток должна быть вогнутой с радиусом, равным радиусу контактных колец или коллектора. Для придания поверхности щетки нужной формы осуществляют ее притирку (см. рис. 13.3). От качества притирки и шлифовки во многом зависит работа щеток без искрения.

# 17. РЕМОНТ ОБМОТОК МАШИН ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

## 17.1. Технология и оборудование электрообмоточного цеха

Обмоточный цех состоит из участка восстановления обмоточных проводов, изоляционно-заготовочного участка (изготовление гильз, катушек статоров и трансформаторов, роторных стержней, катушек различных аппаратов и приборов) и участка намотки обмоток статоров и роторов. В этом цехе также производят пропитку, сушку и лужение обмоток электрических машин. В зависимости от производительности площадь обмоточного цеха мастерской равна 80—100 м$^2$.

**Участок восстановления проводов** предназначен для удаления старой изоляции путем постепенного обжига в электропечи. Затем провода промывают в ванне, травят и нейтрализуют. На участке имеются различные приспособления для волочения восстанавливаемых проводов, оплетки и пропитки их изоляционными лаками.

На **изоляционно-заготовочном участке** сосредоточены следующие оборудование и приспособления: верстак для раскроя и заготовки изоляции; роликовые и рычажные ножницы для резки электрокартона и других изоляционных материалов и для заготовки пазовой изоляции; приспособления для изготовления гильз и изолирования стержней; шаблоны и приспособления для рихтовки; намоточные станки для намотки катушек, электродвигателей, трансформаторов, пускателей, контакторов и др.; прессы и обкаточные станки для опрессовки гильз, роторных стержней и горячей обкатки роторных и статорных стержней.

На **участке восстановления обмоток роторов и статоров** имеются постаменты для статоров крупных машин, поворотные столы для статоров небольших машин, козлы для установки роторов, приспособления для пайки и сварки проводов и станок для наложения бандажей роторов.

В пропиточно-сушильном отделении расположены стальные баки для пропитки обмоток электрических машин, установка для пропитки и сушки обмоток в вакууме и под давлением, а также сушильные камеры и шкафы. Для ремонта обмоток в цехе предусмотрены универсальные ступенчатые шаблоны, оправка-шаблон, наборы инструментов обмотчиков, поворотные столы, приспособления для поворота статора, сушильная печь и др.

Машину, обмотка которой подлежит ремонту, разбирают и обдувают сжатым воздухом под давлением. Загрязненные обмотки (при наличии на них слоя грязи с маслом) протирают тряпками или мягкой кистью, смоченной в бензине (или уайт-спирите). Сильно загрязненные обмотки, которые трудно очистить бензином, промывают в баке струей горячей воды температурой 70—80 °С под давлением.

## 17.2. Неисправности обмоток электрических машин

Основные неисправности обмоток электрических машин, которые встречаются в ремонтной практике, следующие: понижение сопротивления изоляции; пробой изоляции на корпус, между витками и между фазами; распайка соединений проводников; обрыв; механическое разрушение; неправильные соединения секций (катушек) и др.

Сопротивление изоляции на корпус определяется мегомметром. При наличии клеммника, сопротивление измеряют до и после отсоединения выводных концов статора от зажимов. Тем самым проверяют исправность изоляции зажимов. Если мегомметр показывает нулевое сопротивление, то имеет место пробой изоляции на корпус. Для нахождения места повреждения обмотку разъединяют на отдельные фазы, а каждую фазу — на отдельные участки и мегомметром или на «лампочку» устанавливают поврежденный участок. Для дальнейшего уточнения места заземления можно прибегнуть к прожиганию изоляции значительным током до появления дыма, показывающего место повреждения.

Для суждения о состоянии изоляции двигателя проверяют состояние не только самой обмотки, но и эластичность и тепловой износ подбандажной изоляции.

В двигателях, поступивших для ремонта, но не выдержавших испытаний до разборки и имеющих неудовлетворительное состояние изоляции производят замену (перемотку) обмоток. При этом для двигателей, работающих в условиях высокой температуры и тяжелых режимах, целесообразно взамен изоляции класса А применять теплостойкую изоляцию, в частности кремнийорганическую, а для двигателей, работающих в сырых помещениях, пропитывать обмотку лаком или битумами и покрывать влагостойкой изоляцией.

При ремонте обмоток стремятся улучшить заводские электрические и технические характеристики электрических машин старых конструкций, а также повысить надежность их работы. Для этого применяют новые электроизоляционные материалы, влаго- и теплостойкие лаки, обмоточные провода с тонкой и механически прочной изоляцией и т.д. Большое влияние на качество обмоток оказывает совершенствование технологии их выполнения.

Технологический процесс изготовления новой обмотки при ремонте машин состоит из следующих основных этапов: заготовки пазовой и междуфазной изоляции и изолирования пазов; намотки катушек статоров и укладки их в пазы со сборкой схемы.

При перемотке обмоток электрических машин необходимо точно соблюдать параметры старой обмотки: вид обмотки, класс изоляции, марку и диаметр обмоточного провода, толщину пазовой изоляции,

количество проводников в пазу и параллельных проводов в витке, шаг по пазам, среднюю длину витка, соединение фаз и т.д. Эти данные приводятся в соответствующих каталогах и справочниках. При их отсутствии необходимо произвести расчеты и составить схему параметров обмоток.

## 17.3. Восстановление круглых обмоточных медных проводов

На промышленных предприятиях с крупными электроремонтными цехами производят восстановление круглого медного провода диаметром 0,8—1,6 мм. Данная операция имеет большое народнохозяйственное значение, так как позволяет экономить дорогостоящую медь обмотки.

Последовательность технологических операций при восстановлении провода такова: извлечение поврежденной обмотки; удаление изоляции провода; подготовка поверхности провода к эмалированию; нанесение эмалевой изоляции на провод; контроль качества.

Для размягчения пазовой изоляции и клиньев статоры в течение 5—6 ч выдерживают в ванне с 5%-ным раствором каустической соды температурой 85—90 °С. Затем статор для нейтрализации помещают в ванну с 5%-ным раствором хромпика, где выдерживают 15—20 мин при температуре 40—60 °С. После нейтрализации статор промывают горячей водой и подают на рабочее место для удаления обмотки. Перед извлечением провода из паза выбивают остатки клиньев и «раскусывают» схему соединения катушек. Провод извлекают из паза по одному проводнику, стараясь не повредить его; затем помещают в ванну с 15%-ным раствором каустической соды для окончательного удаления старой изоляции, нейтрализуют и промывают.

Достоинством химического удаления старой изоляции является сохранение при этом механических и физических свойств проводов, в то время как при термическом удалении (отжиге) образуются оксиды меди, которые при волочении вдавливаются в поверхность провода, нарушают его целостность и изменяют сопротивление.

После удаления изоляции провод рихтуют, проводя через систему роликов, и наматывают на барабан равномерными рядами. В процессе рихтовки отдельные куски провода сваривают встык на стыковочной машине МС-3 без применения присадочного материала. Место сварки отжигают и зачищают до диаметра провода.

Следующая операция — *волочение провода* на станке (рис. 17.1).

Барабан с проводом для волочения 9 закрепляют на станке. Провод через ролик 8 проходит ванночку 7 со смазывающей и охлаждающей жидкостью и через направляющий ролик 6 посредством тянущего барабана 4 протягивают провод через калибр 5. Последний

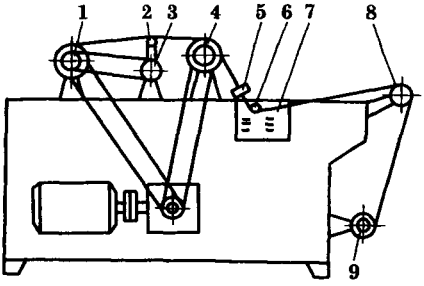



**Рис. 17.1. Схема волочильного станка**

изготовляют из твердого сплава и используют как инструмент при волочении. Проходя калибр, провод уменьшается в диаметре. Затем на раскладчике 3 через ролик 2 производят раскладку провода на приемный барабан 1. На качество поверхности провода при волочении большое влияние оказывает инструмент и охлаждающая жидкость. Процесс волочения проводят несколько раз до получения диаметра провода, соответствующего ГОСТу.

При волочении происходит наклеп проволоки, изменение ее механических и электрических характеристик. Для восстановления свойств проволоки ее отжигают в печах колокольного типа без доступа воздуха при температуре 480—520 °С в течение 2 ч с последующим охлаждением в воде. Благодаря тому что отжиг проводят в безвоздушной среде, поверхность проволоки не окисляется.

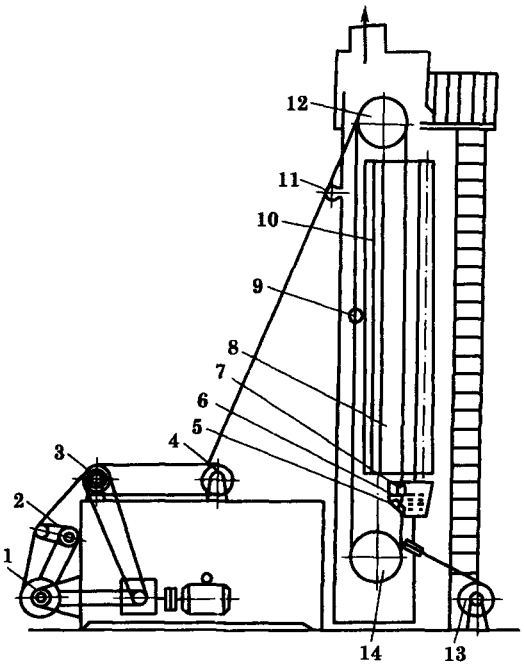



**Рис. 17.2. Схема машины для эмалирования**

*Эмалирование* проволоки представляет собой процесс нанесения жидкого лака на поверхность проволоки с последующей сушкой в печи. На рис. 17.2 приведена схема машины для эмалирования. Барабан с проволокой 13 закрепляют на вращающемся валу, через нижний ролик 14 и войлочный сальник 5 он поступает в ванночку с лаком 6, затем проходит фильеру 7, сушильную печь 8 и через верхний ролик 12 возвращается на нижний ролик для повторения процесса. Нижний и верхний ролики имеют семь фильер, поэтому провод проходит эмалирование и сушку в печи семь раз

после каждого покрытия лаком. Печь нагревается элементами 10 типа ТЭН. Успокоитель 9 гасит колебания провода в печи. С верхнего барабана, после семикратного эмалирования, провод через ролик 11, барабан 4 и приводной барабан 3 поступает на приемный барабан 1. Ровную раскладку провода на приемном барабане осуществляет укладчик 2. После эмалирования провод подвергается испытаниям в соответствии с нормами.

### 17.4. Перемотка обмоток статора

Подготовку статора к перемотке начинают с удаления и очищения пазов от старой обмотки (вручную стальными щетками, вращаемыми электродрелями и т.д.), а также от поврежденной изоляции. При затрудненном снятии старой изоляции пазов статоры малых габаритов после снятия обмотки погружают в горячее трансформаторное масло, размягчающее остатки изоляции.

Затем статоры или роторы крупных машин очищают ветошью, смоченной растворителем (например, бензином). Статоры, роторы и детали небольших машин промывают в 2—3%-ном растворе каустика температурой 70—80 °С (раствор перемешивают сжатым воздухом), затем промывают в горячей воде и сушат.

В очищенном от грязи статоре тщательно проверяют состояние стальных пакетов, зачищают пазы от заусенцев, подтягивают шпильки, стягивающие сердечник, и мегомметром измеряют сопротивление изоляции. Пазы и торцовые части сердечника и нажимных шайб окрашивают лаком. Нажимные шайбы и пазы изолируют.

Для облегчения последующего ремонта машины в процессе снятия старой обмотки составляют сопроводительную записку, содержащую следующие данные:

назначение, тип и заводской номер машины, наименование завода-изготовителя;

количество и схему соединения фаз, мощность, напряжение и ток, частоту вращения, число пар полюсов;

внутренний и наружный диаметры статорного сердечника, включая вентиляционные каналы, количество и ширину каналов,

количество и размеры пазов;

сечение медной обмотки, марку провода, количество проводов в пазу и параллельных проводов, шаг секции (катушек) по пазам, сопротивление секции (катушки) и фазы;

схему соединения обмоток;

размеры секции (катушек), среднюю длину витков и секции (катушек);

изоляцию секции (катушки), прямой части, сгибов, выводов, наклонной части, головки;

используемый изоляционный материал и его размеры;
изоляцию паза, размер и количество прокладок;
размер клиньев;
изоляцию нажимной шайбы, обмоткодержателя и т.д.

В настоящее время в ремонт в основном поступают электродвигатели единой серии А и АО общепромышленного назначения со всыпными обмотками (состоящими из мягких катушек, намотанных круглым проводом). Ремонт последних состоит из следующих основных операций: заготовки изоляционных деталей, намотки катушек, укладки и пропитки обмоток.

**Заготовка изоляционных деталей.** К началу ремонта электродвигателя заготавливают все изоляционные детали в полном комплекте.

Материалы, из которых изготовляют изоляционные детали, подготавливают следующим образом. Электрокартон, поступающий обычно в больших тяжеловесных рулонах, перематывают в рулоны меньших размеров массой до 10—15 кг и просушивают в вертикальном положении в сушильной печи при температуре 90—95 °С в течение 1—2 ч. Горячий электрокартон пропитывают в льняном масле или натуральной олифе и вновь сушат в печи при той же температуре в течение 3—4 ч. Допускается также сушка пропитанного электрокартона на воздухе. В этом случае время сушки в зависимости от окружающей температуры увеличивают до 24—36 ч. При сушке как в печи, так и на воздухе рулон электрокартона должен быть распущен, чтобы между отдельными слоями был зазор.

Затем определяют вариант раскроя материала с минимальными отходами. Заготовки для пазовых коробок и других деталей нарезают на рычажных ножницах с ограничительными и прижимными планками таким образом, чтобы направление волокон уложенной в паз коробки совпадало с продольной осью электродвигателя. Лакоткань разрезают под углом 45°, а стеклоткань — под углом 15° к оси полотна.

Пазовые коробки могут быть закрытыми либо открытыми. При открытом исполнении, когда пазовая коробка не перекрывает катушку под пазовым клином, ширина заготовки одинакова для всех слоев изоляции и определяется периметром паза. При закрытом исполнении, когда коробка перекрывает катушку под пазовым клином, ширина внутреннего слоя на 20—30 мм и более должна превышать другие слои. При этом в процессе укладки обмотки края коробок выступают из пазов и предохраняют изоляцию проводов от повреждения, что особенно важно при применении проводов марок ПЭЛБО, ПЭЛШО со сравнительно хрупкой эмалевой изоляцией.

Кроме пазовых коробок, к началу ремонта подготавливают: прокладки для укладки в середине паза между сторонами катушек,

междуфазные прокладки, линоксиновые трубки для изоляции соединений проводов внутримашинных соединений и выводных концов, а также пазовые клинья. Длину междуфазных прокладок определяют вылетом лобовых частей, а ширину — шагом обмотки. Пазовые клинья изготовляют из пропитанной и просушенной древесины твердых пород (бука, березы) или из текстолита.

**Намотка катушек.** Как указывалось, всыпные обмотки изготовляют из проводов круглого сечения. Сортамент медной проволоки для изготовления обмоточных проводов достигает 80 размеров. В настоящее время изготовляют провода с волокнистой, эмалевой и комбинированной эмалево-волокнистой изоляцией.

Различные виды или марки обмоточных проводов имеют условные буквенные и цифровые обозначения. Сортамент обмоточных проводов приводится обычно в заводских инструкциях или справочниках по ремонту обмоток электрических машин.

Для обмоток электродвигателей единой серии А и АО количество проводов ограничено 34 размерами, а марок — двумя. Большинство обмоток выполнено проводом диаметром 1,25—1,62 мм. Во многих случаях провод одного и того же размера применяют для обмоток различных электродвигателей путем изменения числа параллельных ветвей в фазе.

Для электродвигателей 3—5-го габаритов всех типов и электродвигателей 6—9-го габаритов типов А, АО, АП, АОТ и АК применяют провод марки ПЭЛБО, а типов АО, АОС, АОП — марки ПСД.

Катушки всыпной обмотки желательно мотать из одного провода. Это обеспечивает их компактность и правильную форму. Катушки, намотанные из двух и более параллельных проводов, сложней укладывать в паз: повышается вероятность перекрещивания проводов в пазу (крестов), являющаяся одной из причин обмоточного брака из-за повреждения изоляции проводов при уплотнении катушки в пазу. Максимальное количество параллельных проводов в катушке — три. Катушки, состоящие из четырех параллельных проводов, являются исключением.

Вместе с тем укладка в пазы провода диаметром 2,5 мм и более также затруднена из-за его жесткости и влечет за собой повреждение изоляции провода и разрыв вылетов пазовых коробок. Поэтому проводники катушек, диаметр которых превышает 2,5 мм, разбивают на два одинаковых параллельных, но более тонких провода. Диаметр заменяющего провода должен быть в 1,41 раза меньше диаметра заменяемого провода. Например, для замены провода диаметром 1,62 мм следует взять два параллельных проводника диаметром 1,62 : 1,41 = 1,5 мм. Размер проверяют по установленным нормам и

используют провод ближайшего стандартного диаметра (1,16 мм). При отсутствии нужного провода катушку мотают проводом другого размера и марки изоляции или двумя более тонкими, но различными между собой по диаметру проводами.

Катушки для всыпных обмоток наматывают на станках со специальными шаблонами, имеющими несколько ячеек, позволяющих производить намотку нескольких катушек одним непрерывным проводом, что упрощает процесс монтажа внутримашинных соединений. Число ячеек выбирают равным или кратным числу катушек в группе. Для электродвигателей малой мощности число ячеек должно быть равным числу катушек в фазе. Размеры катушек при перемотке определяют по заводскому исполнению. Следует учитывать, что у электродвигателей малой мощности катушки мягкие и податливые, поэтому важным является не форма катушки, а точное измерение длины витка.

Необходимую форму катушке придают в процессе ее укладки в пазы статора. На рис. 17.3 изображен станок с ручным приводом для намотки мягких катушек. Изменение размеров наматываемых катушек достигается передвижением колодок шаблона по коромыслу. В связи с тем что число витков в катушках обмоток электродвигателей единой серии сравнительно невелико, а лишние или недостающие могут явиться причиной брака, точность их отсчета имеет большое значение. Поэтому станок снабжен счетчиком оборотов.

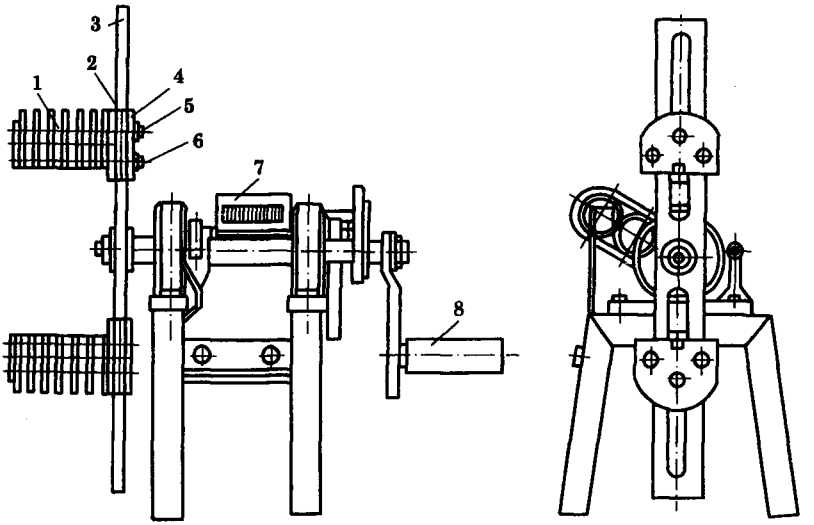



**Рис. 17.3. Станок с ручным приводом для намотки катушек: 1 — колодка шаблона; 2 — ползун; 3 — коромысло; 4 — планки; 5 — шпилька; 6 — гайка; 7 — счетчик оборотов; 8 — ручка**

В электродвигателях единой серии малой мощности применяют концентрические однослойные обмотки. Для намотки катушечной группы таких обмоток служит ступенчатый шаблон, число ступеней которого равно количеству катушек в группе.

**Укладка обмоток** — одна из наиболее ответственных операций технологического процесса ремонта. Перед укладкой обмотчик должен подробно ознакомиться с обмоточно-расчетной запиской ремонтируемого электродвигателя.

Активная сталь статора должна быть исправной, так как производить какие-либо механические работы после укладки обмотки недопустимо: это может привести к повреждению ее изоляции обмоток. Статор должен быть полностью подготовлен к укладке обмотки, пазы прочищены, продуты и проверены их размеры. Все изоляционные детали и катушки обмотки также должны быть подготовлены.

Каждый обмотчик помимо обычного измерительного и монтерского инструмента (плоскогубцы, круглогубцы, кусачки, стальной и деревянный молотки, мерные линейки и др.) должен иметь специальный набор инструментов.

Рабочим местом обмотчика является поворотный стол, дающий возможность поворачивать статор.

Обычный способ укладки двухслойной обмотки (с подъемом шага) заключается в том, что шаговые катушки (в количестве, равном шагу обмотки) укладывают нижней стороной на дно паза, оставляя верхнюю сторону неуложенной. Затем укладывают верхние и нижние стороны остальных катушек. Верхние стороны шаговых катушек укладывают последними. Ввиду того что они находятся в расточке статора, усложняется процесс укладки обмотки, особенно при малых диаметрах расточки. Поэтому в электродвигателях с малыми диаметрами расточки обе стороны шаговых катушек укладывают на дно паза. Остальные катушки, кроме катушек последнего шага, укладывают как в двухслойной обмотке (одна сторона катушки — на дно паза, вторая — вверху паза). Катушки последнего шага укладывают обеими сторонами вверху паза.

Способ обмотки выбирают в каждом отдельном случае. Однако при первом способе обмотка получается более правильной и имеет аккуратный вид.

Технологический процесс укладки обмотки должен начинаться с проверки симметричности расположения пазовых коробок. В том случае, если пазовые коробки не перекрывают собой обмотку, для предохранения их от повреждения при закладке проводов катушки в шлицы вставляют временные направляющие вкладыши.

Катушку, подлежащую укладке, располагают над пазом, находящимся в самом низу расточки, и, пользуясь специальной пластинкой,

проталкивают все проводники катушки. Во избежание перекрещивания проводников в пазу укладку их производят в том же порядке, в котором они наматывались на шаблон. При этом внимательно следят, чтобы все проводники располагались параллельно друг другу. Затем, каждый раз поворачивая корпус статора на одно пазовое деление, укладывают на дно паза все остальные катушки первой катушечной группы. После этого в пазы закладывают междуслойные прокладки, а начало и конец катушечной группы надежно прикрепляют лентой, шпагатом или «чулком» по наружному контуру головок лобовых частей крайних катушек. Выводные концы располагают параллельно проводам катушки. Таким же способом укладывают нижнюю сторону катушек следующей катушечной группы, осуществляя до тех пор, пока не будут заполнены стороны всех катушек, входящих в шаг.

После этого в пазы укладывают как нижние, так и верхние стороны всех катушек, причем после укладки нижних сторон в пазы закладывают междуслойные прокладки, закрепляют начала и концы групп, а затем верхние стороны катушечных групп. В том случае, если при укладке допущен перекос междуслойных прокладок, они не только не изолируют стороны катушек, уложенных в один паз (катушки могут принадлежать разным фазам), но и могут явиться причиной брака при уплотнении обмотки.

Закладка верхних сторон катушек — более ответственная и трудоемкая операция, чем закладка нижних сторон, так как часть паза уже заполнена проводами нижней катушки и междуслойной прокладкой. Перед закладкой проводов верхних катушек производится уплотнение проводов в пазу. Для этого в паз вставляют уплотнитель и продвигают его по междуслойной прокладке, одновременно ударяя по нему молотком для осадки обмотки. Перед укладкой провода верхних катушек тщательно выравнивают и через шлиц закладывают в паз. В некоторых случаях после укладки части проводов верхней катушки приходится повторно уплотнять паз.

После укладки всех витков из паза удаляют направляющие вкладыши, вновь уплотняют провода в пазу, закладывают подклиновые прокладки и заклинивают паз. Толщину пазового клина выбирают таким образом, чтобы обеспечить достаточно плотное, но не чрезмерное закрепление проводов в пазу.

В том случае, если конструктивным исполнением предусмотрено перекрытие краев пазовой коробки, легкими ударами молотка через уплотнитель обивают края коробки по всей длине паза, натирают клин парафином, срезают его конец на конус на длине 3—5 мм и заводят его в паз с торца пакета стали. Затем, не вынимая уплотнитель из паза, легкими ударами молотка забивают клин, продвигая уплотнитель впереди клина и прижимая им края коробки. В тех случаях,

когда пазовые коробки выполнены без загиба, клин вставляют внутрь пазовой коробки. Процесс забивки клина не отличается от описанного ранее, но осуществляется с особой осторожностью, не допуская заедания пазовой коробки забиваемым клином.

После укладки верхних сторон катушек и заклинивания пазов в лобовых частях между катушечными группами устанавливают прокладки под первые катушки каждой группы. Эти прокладки называют междуфазными. Они являются изоляцией между соседними катушками, принадлежащими к разным фазам. Форма междуфазных прокладок должна повторять форму лобовых частей обмотки с припуском в 5—7 мм по всему контуру для разделения нижних и верхних сторон катушечных групп. Перед укладкой последних катушек не заложенные ранее в пазы верхние стороны катушек первого шага отгибают к центру расточки для того, чтобы создать возможность укладки нижних сторон.

Ручная намотка катушек на шаблоне требует больших затрат труда и времени. Чтобы ускорить процесс намотки, а также уменьшить количество паек и соединений, применяют механизированную намотку катушек со специальными шаблонами, позволяющими последовательно наматывать все катушки одной катушечной группы или фазы.

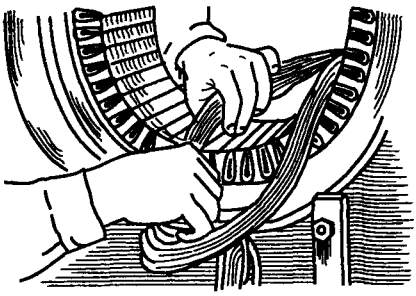


**Рис. 17.4. Укладка в пазы катушек всыпной обмотки**

Готовую катушечную группу укладывают в пазы (рис. 17.4). Окончив укладку катушек в пазы статора и расклиновку обмотки, собирают схему. Затем проверяют правильность соединений, а также отсутствие замыканий между фазами и «на корпус» путем подачи напряжения 1—1,5 кВ аппаратами СМ-1 или СМ-2. Последний имеет меньшую массу, габариты и диаметр электронно-лучевой трубки, поэтому его применяют как переносной прибор.

После проверки правильности сборки и отсутствия дефектов в обмотке провода обмотки соединяют пайкой или сваркой, присоединяя к началам и концам фаз выводные провода ПРГ. Для двигателей мощностью до 25 кВт провода обмотки обычно соединяют электродуговой сваркой клещами, подключенными к сварочному трансформатору 380—127/36-1-2 В, а свыше 25 кВт — пайкой твердыми припоями МФ либо оловянисто-свинцовыми припоями ПОС-40 или ПОС-50. В качестве флюса применяют канифоль.

**Ремонт роторов с короткозамкнутой обмоткой.** Короткозамкнутый ротор ремонтировать легче, чем обмотку статора, так как схема его обмотки очень проста. После удаления старой обмотки в пазы ротора забивают новые роторные стержни из красной меди, заготовленные по размерам старых. Замыкающие кольца изготовляют из материала, имеющего большее сопротивление, чем стержни (например, из бронзы). Стержни с замыкающими кольцами соединяют пайкой твердыми припоями или сваркой. После этого ротор протачивают и балансируют. Короткозамкнутые обмотки роторов часто изготовляют из алюминия отливкой. При этом наиболее частыми повреждениями алюминиевых роторов являются разрывы и трещины короткозамыкающих колец, а иногда и обрывы стержней. Неглубокие трещины запаивают припоем марки А, а перезаливают роторы расплавленным алюминием. При перезаливке алюминий сначала выплавляют в печи при температуре 700 — 750 °С, а потом заливают ротор статическим, центробежным или вибрационным способом под давлением.

## 17.5. Пропитка и сушка электродвигателей

Эксплуатационная надежность электрических машин определяется не только видом и качеством применяемых материалов для изоляции обмоток, но и правильной пропиткой обмоток, которая повышает электрические и механические качества изоляции, а также ее нагрево- и влагостойкость и теплопроводность.

Сущность процесса пропитки состоит в удалении влаги из пор изоляционных материалов, заполнении их жидким лаком и сушке лака для его затвердевания. Для механической защиты изоляции после окончательной пропитки и просушки обмоток их покрывают покровным лаком, состоящим из основы и растворителя, или эмалью. Покровные и пропиточные лаки выбирают в зависимости от конкретных условий работы ремонтируемого двигателя, окружающей среды, конструкции машины и класса изоляции. Лаки и растворители токсичны и пожароопасны, поэтому их хранят в специальных помещениях, оборудованных вентиляцией и необходимыми средствами пожаротушения, при оптимальной температуре 25 °С.

При ремонте обмоток применяют следующие способы пропитки.

**Пропитка погружением.** При этом способе обмотку помещают в горячий лак температурой 70—80 °С. Такая пропитка обеспечивает хорошее проникновение лака в изоляцию, однако длительна по времени.

**Пропитка с применением давления.** Часть двигателя с обмотками или катушки загружают в автоклавы, которые плотно закрывают и заполняют под давлением пропиточными составами. Давление в автоклавах в течение 5—10 мин поддерживается на уровне 5—7 кПа, а затем на 5—10 мин снижается до атмосферного. Такое

чередование давления повторяют от трех до пяти раз. Данный способ обеспечивает хорошее впитывание лака в изоляцию.

**Пропитка компаундированием с применением вакуум-сушки.** При этом способе обмотки пропитывают жидким битумом, смешанным с маслом и канифолью. Перед пропиткой из битумных масс выпариванием удаляют влагу.

Пропитка обмоток лаками состоит из предварительной сушки до пропитки, собственно пропитки (двукратной) и сушки после пропитки. Предварительную сушку производят для удаления влаги из волокнистой изоляции. Кроме того, подогрев обмоток улучшает проникновение лака при последующей пропитке. При пропитке водоэмульсионными лаками предварительная сушка обмоток не требуется.

Сушат обмотки в сушильных печах с температурой нагрева 150—200 °С с возможностью регулировки температуры. Желательно также наличие автоматического устройства и аппаратуры для поддержания температуры на требуемом уровне. При сушке обеспечивают циркуляцию горячего воздуха и удаление паров воды и разбавителя.

После сушки статор остужают до температуры 50—70 °С, а затем погружают его в ванну с лаком (на 150—200 мм ниже уровня лака), выдерживая до прекращения выделения пузырьков воздуха, свидетельствующего о полном проникновении лака в обмотку. После пропитки статор вынимают из ванны, устанавливают на решетку для стекания излишков лака и загружают в печь для сушки.

Как правило, осуществляют по две пропитки и сушки, увеличивая их количество до трех для электрических машин, работающих в тяжелых условиях эксплуатации. После каждой пропитки ветошью, смоченной в растворителе, удаляют лак с мест, не подлежащих пропитке, а поверхность выводных концов покрывают вазелиновым маслом.

**Сушка инфракрасными лучами.** Этот новый метод сушки производится лампами накаливания специальной конструкции типов ЗС-1, ЗС-2, ЗС-3, в которых 80—90% электроэнергии переходит в энергию теплового излучения. При отсутствии специальных ламп используют обычные лампы накаливания. В этом случае питание их производят напряжением до 10—15% ниже номинального. При ремонте статора облучение лампами может быть легко организовано на месте, что очень удобно. Для сушки статора при вынутом роторе лампы располагают у расточки статора; для сушки якоря — по окружности. Расстояние между лампами устанавливают в пределах 0,2—0,25 м, а между лампами и облучаемой поверхностью — 0,3—0,35 м. На поверхности обмоток температуру контролируют с помощью термометров или термопар, закрытых тафтяной лентой от непосредственного облучения.

После включения ламп через 1—2 ч измеряют и записывают температуру и величину сопротивления изоляции. Через каждые 2 ч непрерывного облучения после начала сушки лампы отключают на 10—15 мин для создания температурного перепада между внутренними и внешними слоями изоляции.

Для ускорения процесса сушки и удаления выделяющихся паров воды нагретые обмотки обдувают холодным воздухом в течение 10—15 мин через каждые 30—40 мин сушки.

**Компаундирование и вакуум-сушка.** Компаундировкой называют пропитку обмотки жидким битумом или битумом, смешанным с маслом и канифолью (краснодарский битум 74%, канифоль 5% и льняное масло). В отличие от лака разжижение массы не требует применения растворителей и достигается ее разогреванием. Поэтому после застывания массы получается более монолитная обмотка с хорошо заполненными пустотами, что обеспечивает повышение теплопроводности, влагостойкости и хорошие электрические качества изоляции. Компаундирование производят под давлением 6—8 кПа.

Для удаления влаги и воздуха перед компаундированием применяют сушку под вакуумом, т.е. с откачкой воздуха из бака, в котором происходит сушка. После пропитки и сушки обмотки покрывают лаком или эмалью (лакируют) при помощи пульверизатора или путем двух-трехкратного погружения в ванну с лакировочным составом. Обмотки, покрытые лаками или эмалями печной сушки, затвердевают при температуре 80—120 °С, лаки и эмали холодной сушки твердеют без нагрева.

## 17.6. Испытание электрических машин после ремонта

Отремонтированные машины в зависимости от мощности и назначения подвергаются приемосдаточным испытаниям согласно установленным нормам.

К числу основных испытаний, которым подвергают электрические машины, относят: проверку сопротивления изоляции всех обмоток относительно корпуса и между ними, правильность маркировки выводных концов; измерение сопротивления обмоток; проверку коэффициента трансформации асинхронных двигателей с фазным ротором и холостого хода; испытание на повышенную частоту вращения, контроль изоляции между витками, проведение опыта короткого замыкания, испытание на нагревание под нагрузкой, испытание электрической прочности изоляции.

Сопротивление обмоток постоянному току чаще всего измеряют методом измерительных мостов и методом амперметра—вольтметра. При этом измеренные сопротивления не должны отличаться друг от друга более чем на ±2%.

Электрическую прочность изоляции относительно корпуса испытывают переменным током частотой 50 Гц в течение 1 мин. Величина испытательного напряжения зависит от мощности и номинального напряжения машины и приводится в ПУЭ.

В частности, электрические машины мощностью до 1000 кВт подвергают следующим испытаниям:

1) проверке сопротивления изоляции всех обмоток относительно корпуса и между собой. Проверку проводят при номинальном напряжении для машин до 1 кВ мегомметром на напряжение 1000 В. Сопротивление изоляции должно быть в пределах 0,5—1 МОм;

2) испытанию изоляции электрической прочности повышенным напряжением переменным током промышленной частоты 50 Гц в течение 1 мин (величина напряжения для обмоток статора машин переменного тока приведена в табл. 6.1);

3) измерению величины зазоров между сталью ротора и статора, а также в подшипниках.

Измерение сопротивления изоляции постоянному току обмоток статора и ротора выполняется у электродвигателей номинальным напряжением 3 кВ и выше и мощностью 300 кВт и более.

Испытание на холостом ходу проводится для электродвигателей мощностью 100 кВт и более на номинальное напряжение 3 кВ и выше.

Проверка позволяет установить существенные неполадки, например: повышенный ток холостого хода указывает на увеличенный зазор между статором и ротором или малое число витков в обмотке статора; большие потери мощности при холостом ходе — на междувитковое замыкание, повреждение сердечника или повышенное трение в подшипниках.

Измерение тока холостого хода каждой фазы и пусковых токов проводят на специальных испытательных стендах, оборудованных источниками регулируемого напряжения, двигателями-генераторами, преобразователями, выпрямителями, трансформаторами, индукционными регуляторами с плавным регулированием напряжения от 60 до 500 В и другим оборудованием с необходимыми контрольно-измерительными приборами и аппаратурой. Испытательные стенды снабжены также приспособлениями для установки и крепления машин и пультов управления.

Обмотки ремонтируемых электродвигателей контролируют и испытывают на трех стадиях производства: после изготовления катушек обмоток, укладки обмоток в пазы и сборки двигателя.

Заключительные этапы проверки ремонтируемого электродвигателя — измерение зазоров и пробный пуск. Перед окончательными испытаниями на стенде проверяют правильность сборки и взаимодействия

всех частей двигателя путем пробного пуска и работы на холостом ходу в течение 30 мин.

Перед пробным пуском проверяют готовность машины к пуску и работе: наличие смазочного масла в подшипниках, правильность положения щеток (у электродвигателей с фазным ротором щетки должны быть опущены на контактные кольца, а пусковой реостат введен полностью), отсутствие в машине посторонних предметов, свободное вращение ротора без задевания вращающимися частями, прочное закрепление неподвижных подшипниковых щитов. Запустив машину с подшипниками скольжения, наблюдают за работой смазочного кольца: оно должно плавно вращаться и подавать масло на шейку вала. Шариковые и роликовые подшипники должны работать без шума.

По истечении 30 мин работы на холостом ходу двигатель останавливают и, приняв меры предосторожности, исключающие пуск его в работу, тщательно осматривают и ощупывают его обмотку, подшипники и другие части, чтобы выявить местные нагревы и дефекты деталей. Двигатель передают на испытательную станцию для окончательных испытаний, где в первую очередь определяют его номинальные данные.

Методика и объем испытаний для отремонтированного двигателя устанавливаются инструкциями, разработанными для конкретной испытательной станции ремонтного цеха, с учетом требований ГОСТ, ПУЭ и инструкций заводов-изготовителей электродвигателей. Результаты испытаний заносятся в протокол.

# 18. РЕМОНТ ОБМОТОК МАШИН ПОСТОЯННОГО ТОКА

## 18.1. Основные неисправности обмоток

В ремонтной практике встречаются следующие основные неисправности обмоток: замыкания витков на корпус из-за ухудшения состояния изоляции; замыкания между витками и секциями; распайки соединений; механические разрушения; неправильное соединение секций с коллектором или между собой и обрывы проводов. Проверка состояния изоляции по отношению к сердечнику якоря определяется мегомметром, а замыкание на корпус — контрольной лампочкой.

Универсальным методом, позволяющим определить междувитковые замыкания, распайки, обрывы и ошибки в шаге, является метод падения напряжения в секциях (метод милливольтметра). При этом через обмотку якоря пропускают постоянный ток (10—30% номинального) от аккумуляторов. Ток, регулируемый реостатом, подводится к якорной обмотке через проводники, наложенные друг от друга на расстоянии, равном полюсному делению. Щупами от вольтметра или милливольтметра измеряют напряжение между соседними пластинами коллектора. О неисправностях якорной обмотки свидетельствуют показания прибора приведенные ниже.

1. Замыкание между витками соседних секций или между соседними коллекторными пластинами дает пониженное отклонение стрелки милливольтметра на пластинах.

2. Замыкание между проводниками верхнего и нижнего слоев обмотки дает наибольшее отклонение стрелки на большой группе пластин.

3. Обрыв и распайка в обмотке характеризуются значительным отклонением стрелки милливольтметра на пластинах, соединенных с неисправными секциями.

4. Замыкание одной секции на себя не отклоняет стрелку ни на одной паре пластин.

Хорошо зарекомендовали себя при контроле поврежденных обмоток универсальные импульсные приборы типа СМ-1, СМ-2, СМ-4. В этих приборах с помощью разряда конденсатора на испытуемую обмотку подается кратковременный импульс высокого напряжения, что позволяет получить большое напряжение между витками и тем самым выявить качество междувитковой изоляции, наличие замыкания между витками, обрыв, ошибки в количестве витков и схеме соединения и др.

Места замыкания витков на корпус или между собой в доступной части обмотки, обнаруженные путем визуального осмотра или приборами, устраняют устройством изоляционных прокладок из электрокартона или изоляцией лакотканью с последующей пропиткой лаками № 458 и 317. Оборванные провода обмотки восстанавливают пайкой соединений.

## 18.2. Ремонт обмоток якоря, полюсов и бандажей

**Ремонт якорных секций** заключается в замене части обмотки или в полной ее перемотке. Обмотки якорей выполняют из круглых и прямоугольных проводов. В настоящем параграфе рассматривается ремонт обмоток якорных секций из круглых проводов.

Намотку производят ручным способом при наматывании из одного куска проволоки и шаблонным в пазы якоря при укладке отдельных катушек, изготовленных по шаблону. Шаблонные обмотки применяют почти во всех многополюсных, а иногда и в двухполюсных электрических машинах.

До начала разборки якоря, требующего перемотки, снимают точную схему имеющейся на ней обмотки или берут обмоточные данные этого типа машины из каталога. При разборке необходимо отметить расположение, количество витков и замков бандажей, их размеры, диаметр бандажной проволоки, материал и размеры подбандажной изоляции.

Перед началом разборки измеряют и записывают длину ее пазовой и лобовой изоляции, затем определяют тип обмотки (петлевая, волновая, последовательно-параллельная) и шаг по якорю и коллектору.

Для определения шага по коллектору отпаивают несколько проводников от пластин и делают пометки на соответствующих пластинах и проводниках. Затем с помощью контрольной лампы находят второй конец той же секции и устанавливают шаг по коллектору. Шаг по пазам якоря принимают по расположению двух пазовых сторон одной секции. При этом замечают, какие стороны катушек паза соединены с какой коллекторной пластиной. Это необходимо для сохранения прежнего расположения обмотки по отношению к коллектору, так как во многих машинах щетки неподвижны и сместить их на новое положение в случае сдвига обмотки по отношению к коллектору невозможно.

Извлечение обмоток якорей начинают со снятия проволочных бандажей; пазовые клинья выколачивают ударами молотка по выколотке или при помощи пневматического инструмента. Вынимают секции обмотки из пазов осторожно, стараясь не повреждать их. Это необходимо для снятия эскизов самой секции.

В обмотках, изготовленных из толстых проводников, непосредственно впаянных в шлицы коллекторных пластин, эти проводники сравнительно легко отсоединяют от коллектора. Если же обмотка соединена с пластинами через «петушки», то для разъединения рекомендуется прогревать коллектор паяльной лампой только до размягчения припоя, так как последний, вытекая, может залить коллекторные пластины и замкнуть их.

Наматывают новые секции на станках при помощи шаблона. Во время намотки следят за ровной и последовательной укладкой

проводников. Намотанную секцию или катушку снимают с шаблона и связывают в нескольких местах лентой, уложенной в прорези шаблона до намотки, а затем изолируют лакотканью, не нарушая прямоугольной формы секции. Намотанную секцию изгибают по форме старой секции. При массовой намотке пользуются универсальным шаблоном, который дает возможность изготовить секции нужных размеров и сразу после намотки изгибать их.

В пазы укладывают слой изоляции в виде П-образных прессшпановых прокладок, выступающие края которых отгибают в сторону зубцов якоря. При укладке секции должны плотно, но достаточно легко входить в пазы без применения молотка. Окончательную посадку секций на дно паза производят легким заколачиванием их узкой пластиной из мягкого дерева или фибры, рабочая часть которой должна соответствовать ширине паза. При этом необходимо следить, чтобы прессшпановая прокладка не изгибалась. В противном случае влитая прокладка не позволит уложить всю обмотку в паз.

Сначала в паз укладывают нижнюю сторону секции, затем соседние секции, заложив все нижние на расстоянии шага по пазам. Последующие секции можно укладывать полностью, сначала (по ходу укладки) нижние, а затем (в соответствующий паз) верхние их части. Верхние стороны секций первого шага по якорю укладывают только после укладки последних нижних секций по ходу укладки. Перед укладкой верхней половины секции в паз вводят межслойную изоляцию. После укладки всей обмотки ее окончательно осаживают в пазы, а отогнутые в стороны края П-образных прессшпановых скоб загибают внутрь паза и закрепляют обмотку клиньями.

После укладки и закрепления обмотки приступают к сборке ее схемы, т.е. присоединению концов секций к пластинам коллектора. Сначала соединяют с коллектором выводы сторон секций, уложенных в нижнем ряду. Слой изоляции прокладывают между лобовой частью якоря и секциями, а также между верхним и нижним слоем выводов, подключаемых к коллектору. Последний слой изоляции должен быть особенно надежным, так как между верхним и нижним рядом выводов действует полное напряжение.

После сборки якорь подготавливают к пайке: облуживают выводы, подгоняют к петушкам и проверяют, чтобы не было электрических соединений между обмоткой и корпусом, а также между витками. Проверив правильность сборки схемы, приступают к пайке коллектора.

Малые машины ремонтируют электрическим паяльником, большие — паяльной лампой. Якорь во время пайки устанавливают с небольшим уклоном в сторону коллектора во избежание попадания припоя между выводами обмотки.

**Ремонт бандажей.** Бандажи наматывают при полном или частичном ремонте якорных обмоток, а также в местах, где имеются бандажи, наложенные заводом-изготовителем, в случае повреждения или распайки бандажей при исправной обмотке. Витки бандажей соединяют между собой сплошным тонким слоем припоя и скобками из луженой жести на равных расстояниях друг от друга (до 200—250 мм по окружности). При намотке бандажей натяжение проволоки должно быть равномерным; усилие тяжения зависит от диаметра проволоки. Наматывают бандажи на специальных бандажировочных или токарных станках, для малых двигателей — вручную.

**Ремонт обмоток полюсов.** В обмотках полюсов (возбуждения) бывают такие же повреждения, как и в обмотках якоря. После определения характера повреждения катушку ремонтируют и восстанавливают тем же проводом. При большом количестве повреждений изоляции катушку изготовляют вновь по размерам существующей. При намотке новой катушки особое внимание уделяют изоляции и креплению выводов и переходов из одного слоя в другой. Для сохранения формы катушки и придания ей прочности слои обмотки перевязывают изоляционной лентой. Для изготовления стержневых секций применяют электролитическую медь требуемого сечения. Полосы рихтуют, облуживают с концов и изгибают по форме секции.

## 18.3. Изготовление полюсных катушек

При ремонте машин постоянного тока наиболее сложной операцией является изготовление на специальных станках новых полюсных катушек (рис. 18.1). Катушки главных полюсов наматывают на каркасы или шаблоны, руководствуясь обмоточными данными ремонтируемой

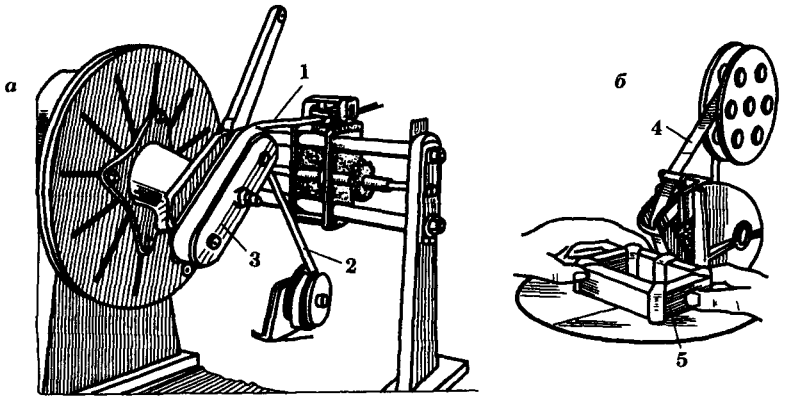



**Рис. 18.1 Станки для намотки катушки (*а*) и изоляции намотанной катушки (*б*): 1 — асбестовая лента; 2 — микалента; 3 — шаблон; 4 — изоляционная лента; 5 — полюсная катушка**

машины. Каркасы изготавливают из листового электрокартона, а шаблоны — из дерева или листовой стали. Шаблон из дерева применяют при намотке катушек малых машин, а из стали — при намотке катушек средних и крупных машин.

Намотку катушек главных полюсов выполняют в такой последовательности. Вручную изолируют каркас или шаблон по высоте несколькими слоями микафолия, а затем укрепляют изолированную лакотканью выводную пластину, припаянную к началу обмоточного провода. Каркас (шаблон) устанавливают на станок и наматывают катушку. При этом следят, чтобы провод укладывался равномерно, без зазоров и переходов через витки. Перед намоткой последнего слоя провода на каркас устанавливают вторую выводную пластину, к которой припоем ПОС-30 припаивают второй конец катушки. Намотанную катушку сушат и пропитывают, а затем покрывают лаком и сушат на воздухе в течение 10—12 ч. Готовую катушку (рис. 18.2) насаживают на полюс и крепят деревянными клиньями.

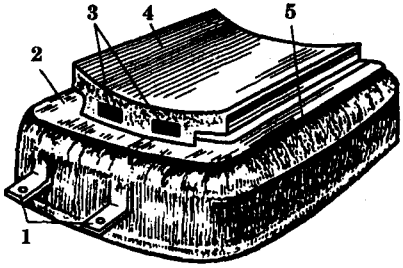



**Рис. 18.2. Полюсная катушка:**
**1 — выводные пластины;**
**2 — каркас; 3 — клинья;**
**4 — полюс; 5 — катушка**

Полюсные катушки изготовляют и другим способом, при котором провод наматывают не на каркас или шаблон, а непосредственно на изолированный полюс. При этом придерживаются такой последовательности операций. Сначала очищают поверхность полюса и покрывают ее глифталевым лаком. Затем отрезают полосу лакоткани шириной 80 мм и длиной, равной периметру полюса, и наклеивают ее таким образом, чтобы она прилегала к сердечнику полюса половиной ширины. После этого изолируют сердечник полюса, наматывая на него слои микафолия и асбеста, пропитанного лаком. Каждый слой микафолия проглаживают горячим утюгом и протирают чистой сухой ветошью. Наложив изоляцию требуемой толщины, загибают на сердечник свешивающийся край лакоткани и наклеивают ее на плоский слой микафолия. На изолированный полюс надевают нижнюю изоляционную шайбу, наматывают катушку и надевают верхнюю изоляционную шайбу. После этого катушку закрепляют на полюсе, расклинивая деревянными клиньями.

Катушки дополнительных полюсов мелких машин наматывают изолированным проводом, а средних и крупных — голым шинным проводом прямоугольного сечения, укладывая витки катушки плашмя или на ребро.

В катушках дополнительных полюсов повреждается не медь, а изоляция, поэтому и ремонт ее практически сводится к восстановлению изоляции. Изоляцией между витками служит асбестовая бумага толщиной 0,3 мм, которую нарезают по размеру витков в виде рамок и вкладывают между витками после намотки. Наружная изоляция катушки состоит из последовательно накладываемых слоев асбестовой ленты и микаленты, закрепляемых хлопчатобумажной лентой. При переизоляции катушку очищают от старой изоляции и надевают на специальную оправку.

Прокладки заготовляют из асбестовой бумаги, электрокартона или миканита. Число прокладок должно быть равно числу витков. Витки катушки на оправке раздвигают и вкладывают между слоем бакелитового или глифталевого лака. Затем стягивают катушку хлопчатобумажной лентой и прессуют на металлической оправке следующим образом. На оправку надевают торцевую изоляционную шайбу, устанавливают на ней катушку и накрывают второй шайбой, а затем сжимают катушку. После этого подключают катушку к сварочному трансформатору, нагревают ее до 120 °С и, дополнительно сжимая, прессуют окончательно, а затем охлаждают в запрессованном положении на оправке до 25—30 °С и снимают с оправки. Охлажденную катушку покрывают лаком воздушной сушки и выдерживают в течение 10—12 ч при 20—25 °С.

Наружную поверхность спрессованной катушки изолируют асбестовой, а затем миканитовой лентами, закрепляемыми хлопчатобумажной лентой, которую затем покрывают лаком. Готовую катушку насаживают на дополнительный полюс и закрепляют на нем деревянными клиньями.

## 18.4. Ремонт обмоток якорей из прямоугольного провода

На промышленных предприятиях ремонт обмоток якоря из прямоугольного провода, как правило, включает ремонт отдельных катушек или замену одной или нескольких катушек, вышедших из строя. Полную замену обмоток производят крайне редко, так как изготовление обмоток требует специальной оснастки и наличие медных проводов или шинки определенного сечения.

При ремонте отдельных катушек определяют вид неисправности и находят неисправную катушку и место повреждения. В случае повреждения стороны катушки, расположенной вверху паза, снимают бандаж со стороны коллектора, выбивают клинья, выпаивают катушку из коллектора, осторожно достают из паза сторону катушки и устраняют повреждение. Восстанавливают изоляцию между проводниками. В паз устанавливают изоляцию в виде простынки и опускают сторону катушки в паз. При этом изоляция должна быть такой толщины,

чтобы катушка могла войти в паз и не повредить ее. Для того чтобы катушка легче пошла в паз, ее натирают парафином. Затем катушку припаивают к коллекторной пластине и накладывают бандаж.

Более сложным является ремонт при замене катушки или ремонте ее стороны внизу паза. При таком ремонте снимают оба бандажа, выбивают клинья из пазов, распаивают необходимое количество коллекторных пластин и вынимают из пазов столько верхних слоев катушек, сколько нужно для того, чтобы достать поврежденную катушку. Затем проводят ремонт катушки: восстанавливают изоляцию, заменяют обгоревшие провода, в некоторых случаях восстанавливают провод, напаивая отдельные участки. При укладке в пазы устанавливают новые изоляционные простынки для верхних частей катушек. Последующие операции указаны выше. Замена катушек является сложной операцией, требующей высокой, квалификации рабочих.

### 18.5. Пропитка и сушка обмоток

В процессе эксплуатации изоляция обмоток электрических машин и аппаратов выходит из строя чаще всего из-за снижения ее электрической прочности (изоляционной способности) под действием увлажнения, теплового старения или механического износа. Надежность работы обмоток определяется в значительной мере не только свойствами применяемых изоляционных материалов, но и качеством их пропитки электроизоляционными лаками. Пропитка замедляет процессы теплового старения и увлажнения электроизоляционных материалов, заполняя поры, препятствуя проникновению влаги. Пропиточные лаки, цементируя витки обмотки, снижают механический износ их изоляции. Благодаря пропитке повышается и электрическая прочность изоляции обмоток вследствие заполнения пор и капилляров лаками, имеющими значительно более высокую электрическую прочность, чем воздух.

Некоторые применяемые в обмотках изоляционные материалы (электрокартон, хлопчатобумажные нити и ленты и др.) способны впитывать в себя влагу, содержащуюся в окружающей среде. Такие материалы называют гигроскопичными. Наличие влаги в электроизоляционных материалах не только снижает электрическую прочность изоляции и ее сопротивление, но и препятствует глубокому проникновению пропиточных лаков в поры и капилляры изоляционных деталей обмотки. Поэтому процесс пропитки обычно содержит сушку обмотки непосредственно перед пропиткой. Данную операцию можно не производить в том случае, когда обмотка выполнена из влагостойких материалов — эмалированных проводов или проводов со стекловолокнистой изоляцией, а пазовая изоляция — из стеклоткани или других подобных ей по изоляционным свойствам негигроскопичных электроизоляционных материалов.

Выбор температуры и времени предварительной (до пропитки) сушки обмотки зависит от применяемых в ней изоляционных материалов (их нагрево- и теплостойкости) и должен предотвращать их ускоренное старение и деформацию. Чем выше класс нагревостойкости материалов, примененных в обмотке, тем больше может быть и температура при предварительной сушке обмотки. Более высокая температура позволяет ускорить процесс сушки. Например, при увеличении температуры предварительной сушки со 110—120 до 130—140 °С продолжительность сушки может быть сокращена с 8 до 4 ч.

Обычно сушка обмоток до пропитки производится в специальных печах (камерах) в течение 3—6 ч при температуре 105—130 °С при классе нагревостойкости А материалов, при температуре 120—140 °С — при классе Е, 120—150 °С — при классе В, 120—180 °С — при классе F и 180—220 °С — при классе Н.

Просушенные обмотки пропитывают в специальных пропиточных ваннах, устанавливаемых в отдельном помещении, оборудованном проточно-вытяжной вентиляцией и обеспеченном необходимыми средствами пожаротушения. Пропитку обычно осуществляют погружением обмоток или деталей с обмотками в заполненную лаком ванну, размеры которой должны быть рассчитаны на габариты погружаемых деталей. Для повышения проникающей способности лака и улучшения качества пропитки ванны оборудуют устройствами для подогрева лака.

Обмотки пропитываются один, два или большее число раз, в зависимости от условий эксплуатации (в частности, от условий окружающей среды), конструкции обмотки, применяемых изоляционных материалов, свойств пропиточного лака и способа пропитки.

Перед пропиткой обмотки путем окунания (погружения) в лак ее следует прогреть до температуры 60—70 °С. При первой пропитке предварительно нагретой обмотки время погружения составляет 20—30 мин. При последующих пропитках время погружения следует сократить до 10—15 мин. При пропитке обмотки электрических машин, размещенной в пазах, ее следует устанавливать в таком положении, чтобы воздух лучше вытеснялся лаком, т.е. чтобы пазы располагались вертикально или наклонно.

При пропитке обмоток лаками без растворителей перед окунанием в лак их не нагревают. При холодном погружении обмоток время пропитки увеличивают вдвое. Лаки без растворителей применяют в том случае, когда требуется повышенная механическая прочность.

Более совершенный метод введения пропиточных материалов в изоляцию обмоток — пропитка компаундными составами под давлением после предварительной сушки обмотки в вакууме. Обычно применяемые для этого пропиточные компаундные составы разжижаются

при нагреве до определенной температуры (в зависимости от состава компаунда). При компаундировании обмотку сначала сушат в вакууме для более полного удаления влаги из изоляции. Затем ее погружают в нагретый компаунд и повышают давление, что способствует более глубокому проникновению пропиточной массы в глубь изоляции.

Рабочий процесс компаундирования происходит в автоклаве, имеющем устройства для нагрева, отсоса воздуха и паров при создании вакуума и для увеличения давления при пропитке изделия компаундом. После пропитки изделия и соответствующей термообработки компаунд загустевает (полимеризуется) и при остывании образует единую монолитную массу. Крупные электроремонтные цехи и заводы обычно располагают установками для компаундирования обмоток.

После пропитки обычными пропиточными электроизоляционными лаками обмотки сушат в специальных камерах (печах) подогретым воздухом. По способу нагрева сушильные камеры подразделяют на камеры с электрическим, газовым или паровым обогревом; по принципу циркуляции подогретого воздуха — с естественной или искусственной (принудительной) циркуляцией, а по режиму работы сушильные камеры периодического и непрерывного действия.

В целях лучшего использования теплоты подогретого воздуха и улучшения режима сушки в камерах применяют способ рециркуляции, при котором 50—60% отработавшего горячего воздуха вновь возвращается в сушильную камеру. Для сушки обмоток на большинстве электроремонтных заводов и в электроремонтных цехах промышленных предприятий используют сушильные камеры с электрическим обогревом.

Сушильная камера с электрообогревом представляет собой сварную каркасную конструкцию из стали, установленную на бетонном полу. Стены камеры выложены кирпичом и слоем шлаковаты. Воздух, подаваемый в камеру, подогревается электрическими калориферами, состоящими из комплекта трубчатых электронагревателей (ТЭНов). Мощность калорифера — до 36 кВт.

Во время сушки обмоток осуществляют непрерывный контроль за температурой в сушильной камере и выходящего из камеры воздуха. Время сушки зависит от конструкции и габаритов изделий, применяемых в обмотках изоляционных материалов, свойств пропиточного лака используемых растворителей и тепловой мощности калорифера.

Обмотки устанавливают в сушильной камере таким образом, чтобы они как можно лучше омывались горячим воздухом.

Процесс сушки происходит в две стадии: разогрев обмоток для удаления растворителя лака и запекание лаковой пленки. На первой стадии обмотка разогревается до 100—110 °С. Более высокая температура на этой стадии сушки нежелательна, так как может произойти

запекание лаковой пленки при неполном удалении растворителя, что обычно приводит к появлению пор и ухудшению изоляционных свойств. На второй стадии сушки пропитанных обмоток, т.е. при запекании лаковой пленки, температуру обмотки повышают до 130 и даже до 140 °С (для изоляции класса А) на 2—3 ч.

Критерием окончания процесса сушки является стабильное достаточно высокое для данного изделия, сопротивление изоляции обмотки.

## 18.6. Перерасчет параметров обмоток

**Уменьшение напряжения.** Перерасчет и переделку двигателей постоянного тока на меньшее напряжение осуществляют аналогично перерасчету и переделке генераторов. Снизить напряжение, получаемое от генератора постоянного тока, можно, уменьшив его обороты за счет приводного двигателя. Однако при этом необходимо обеспечить неизменность магнитного поля, т.е. ток в обмотке возбуждения не должен изменяться по величине. Если схему соединения катушек и, следовательно, сопротивление цепи оставить неизменными, то при понижении напряжения машины ток возбуждения уменьшится, ослабляя магнитное поле машины. В отдельных случаях, например при последовательном соединении катушек всех полюсов, сопротивление можно уменьшить вдвое (а, следовательно, вдвое увеличить ток возбуждения) переключением катушек на две параллельные ветви. Если ток, индуктируемый в обмотке якоря, не изменяется, а напряжение уменьшается вдвое, то мощность машины также снижается вдвое.

Если падение мощности генератора недопустимо, то для уменьшения напряжения отпаивают выводы обмотки, соединенные с коллектором, и изменяют схему соединения обмотки якоря (удваивают число параллельных ветвей в обмотке или, не изменяя диаметра провода, перематывают якорь, уменьшая в 2 раза количество витков и наматывая все витки двумя параллельными проволоками). При этом ток, отдаваемый генератором, увеличивается в 2 раза, а двукратное уменьшение напряжения не сказывается на изменении мощности.

Таким образом, для уменьшения напряжения генератора в несколько раз пропорционально снижают его обороты и увеличивают число параллельных ветвей в обмотке якоря, а катушки полюсов переключают в такое же число параллельных групп. При переключениях следует предусматривать первоначальное направление тока в катушках, чтобы не вызывать изменения полярности полюсов и обеспечить правильное их чередование.

Для повышения рабочего напряжения машины увеличивают число последовательно соединенных проводников каждой параллельной ветви обмотки якоря. В этих целях соответственно уменьшают сечение провода для намотки якоря. Однако сечение проводов приходится

уменьшать намного больше, чем того требует увеличение напряжения, так как общий слой изоляции, оставаясь неизменным на каждом проводнике, возрастает при увеличении количества проводников в пазу. При этом не следует опасаться перегрева машины, так как меньшие сечения проводников при переменном токе (индуктируемом в обмотках якоря машины постоянного тока) допускают большие плотности тока.

Таким образом, для переделки машины на большее напряжение необходимо определить:

коэффициент увеличения напряжения $k_{н} = U_{нов} / U_{ст}$;

новый диаметр провода $d_{нов} = d_{ст} / \sqrt{k_{н}}$;

количество проводников в пазу $W_{нов} = k_{н} W_{ст}$,

а затем провести проверочный расчет, чтобы установить, уложится ли новое количество проводников уменьшенного сечения в пазах машины. Возможно, что расчет покажет необходимость дальнейшего уменьшения сечения обмоточного провода. Тогда снова проводят проверочный расчет по известной площади $S_{ст}$ старой обмотки в пазу и устанавливают окончательное сечение $S_{нов} \approx S_{ст}$. Затем перематывают якорь с увеличенным числом проводников в пазу, а следовательно, и в каждой секции обмотки.

Поскольку полюсные катушки были рассчитаны на меньшее напряжение, то их перематывают, уменьшив в $k_{н}$ раз сечение их проводов. Во избежание перегрева соответственно уменьшают ток в новых катушках, увеличивая общую длину провода, т.е. наматывают большее число витков на катушках пропорционально коэффициенту увеличения напряжения. Число витков в каждой катушке увеличивают также для того, чтобы магнитный поток каждого полюса оставался неизменным.

Переделка некоторых машин на большее напряжение возможна простым переключением в ее электрических цепях. Например, если обмотка якоря машины выполнена в два параллельных провода, а катушки полюсов соединены в две параллельные ветви, то такую машину легко переделать на вдвое большее рабочее напряжение. Для этого в каждой секции обмотки пересоединяют последовательно два параллельных проводника, отпаяв (или отрезав) соответствующую пару концов от коллектора. Полюса такой машины пересоединяют в одну последовательную цепь. Сила тока прежней величины в обмотках возбуждения обеспечивается возросшим вдвое напряжением.

Переделка машины на повышенные напряжения приводит к увеличению числа витков в каждой секции и катушке обмотки якоря.

В связи с этим к каждой паре коллекторных пластин будет подключаться большее число витков обмотки якоря, что приведет к ухудшению коммутации, так как при переходе щетки с пластины на пластину будет замыкаться накоротко большее число витков обмотки. В результате значительно возрастет электродвижущая сила и ток коммутации, что вызовет усиленное искривление на коллекторе. Для уменьшения искрения старые щетки заменяют на щетки с большим сопротивлением. Иногда искрение настолько велико, что делает невозможной работу машины при повышенном напряжении.

**Изменение числа оборотов машины.** Частота вращения машины обратно пропорциональна числу проводников в пазу. Поэтому для увеличения частоты вращения пропорционально уменьшают число проводников в пазу и увеличивают сечение проводников, чтобы сохранить их прежнее общее сечение.

При переходе на повышенную скорость возрастают центробежные усилия. Поэтому для предупреждения возможного вырывания обмотки якоря из пазов увеличенными центробежными силами, возрастающими пропорционально квадрату окружной скорости, усиливают бандажи якоря машины. Это особенно важно для машин с большим диаметром. При уменьшении частоты вращения увеличивают число проводников в пазу, одновременно уменьшая их сечение.

При перерасчете числа оборотов машины параллельная обмотка возбуждения остается прежней, потому что рабочее напряжение машины, как и ток в обмотке возбуждения, не изменяется. Поскольку при любых переделках соблюдается условие неизменности магнитного поля машины, то нет необходимости менять число витков катушек возбуждения.

Сечение обмоток полюсов машины с последовательным возбуждением и дополнительных полюсов должно меняться пропорционально изменению сечения обмотки якоря. Число витков этих обмоток изменяется обратно пропорционально изменению их сечения (для сохранения прежних параметров этих обмоток).

твердотянутой (под влиянием больших температур медь также теряет свои пластические свойства). Для обмотки электродвигателей такая проволока непригодна и ее отжигают в печи без доступа воздуха для предотвращения окисления.

Процесс отжига в зависимости от диаметра проводника осуществляется при температуре 400—500 °С в течение 30—50 мин. В случае отжига в окисляющей атмосфере окись и закись меди удаляют с поверхности протравливанием в ванне с 5%-ным раствором серной кислоты при температуре 30—40 °С в течение 5—10 мин, а затем нейтрализуют в 1%-ном мыльном растворе при температуре 60—70 °С в течение 10—20 мин.

После сушки проволоку наматывают на катушки. При выполнении обмоточных работ приходится не только наносить изоляцию на провода, но и снимать ее в местах соединений. Однако у проводов с высокопрочной эмалевой изоляцией это довольно трудно. Обычно для этой цели используют специальные станки, в которых изоляция снимается с проводов вращающимися проволочными щетками. Для удаления пыли станки оборудуются вытяжной вентиляцией.

## 19.2. Технология изолирования при восстановлении изоляции обмоточных проводов

Обмотки электрических машин и трансформаторов в основном изготовляют из медных обмоточных проводов, которые являются весьма дефицитным материалом. Поэтому при ремонте обмоток электрических машин медные обмоточные провода поврежденных обмоток используют повторно. Для этого обмотку разбирают, извлекая из пазов сердечника статора, фазного ротора или якоря коллекторной машины.

Разборка обмоток, размещенных в открытых пазах, состоит из выбивания пазовых клиньев, распайки соединений между катушками и подъема катушек из пазов. Если катушки туго сидят в пазах, их поднимают, забивая текстолитовые клинья сначала между верхними и нижними катушками, а затем между нижней катушкой и дном паза.

Разборка обмоток статоров, роторов и якорей с полуоткрытыми и полузакрытыми пазами затрудняется тем, что катушки прочно склеены со стенками паза и между собой пропиточным лаком. Для облегчения размотки статора, ротора или якоря их нагревают до температуры 350 °С, выжигая изоляцию. Допускается также пропускание через обмотку электрического тока низкого напряжения (40—60 В) при нагревании ее до выгорания изоляции и нарушения сцепления между витками. Кроме того, извлекают обмотки путем погружения статора, ротора или якоря на 8—12 ч в водный 3%-ный раствор кальцинированной соды, нагретый до 80—100 °С. При этом лак разрушается и обмотка легко выходит из пазов.

Обмотку, уложенную в электрическую машину со статором, ротором или якорем, имеющую закрытые пазы, демонтируют путем ее разматывания.

Чтобы удалить старую изоляцию, демонтированную обмотку чаще всего обжигают в печи при температуре 450—500 °С. Температурный режим обжига следует строго контролировать, так как при более низкой температуре усложняется в дальнейшем удаление необожженной изоляции, а при недопустимом повышении температуры происходит пережог провода, что приводит к изменению структуры металла и резкому ухудшению его электрических и механических свойств.

Обожженную горячую обмотку промывают в воде температурой 60—70 °С, полностью очищая от истлевшей в печи изоляции. Затем провод рихтуют, протягивая между двумя сжатыми деревянными плашками, и изолируют на специальном станке.

В ремонтной практике восстановление изоляции обмоточного провода поврежденных обмоток осуществляется преимущественно с помощью приспособлений, пристраиваемых к обычному токарному станку.

В качестве изолирующих материалов обмоточных проводов трансформаторов зачастую применяют бумажную ленту, кабельную или телефонную бумагу толщиной 0,05—0,12, шириной 15—25 мм, спиралью навиваемую на провод с перекрытием на 1/3 или 1/2 (полуперекрытием) ширины ленты. Тонкую бумагу (0,05—0,07 мм) накладывают на провод в два или три слоя, причем нижний слой навивают встык, а верхний — с перекрытием на 1/2 ширины ленты. Полосы изолирующей бумажной ленты склеивают друг с другом и на концах оплетенного провода бакелитовым лаком.

При необходимости получения изолированного провода большой длины, например при изготовлении непрерывной обмотки, отдельные куски обожженного провода предварительно сваривают встык, а затем участок соединения обрабатывают (опиливают), устраняя образовавшееся на стыке утолщение.

### 19.3. Намотка изоляции на провода

После снятия изоляции и очистки старых обмоточных проводов производят намотку на них изоляции. Недостающие провода обычно заменяют проводами марки ПБД.

Провод ПБД имеет двойную хлопчатобумажную изоляцию. Подготовка пряжи и ее наложение на провод являются очень ответственными операциями. Толщина изоляции провода зависит от его диаметра. Проще всего восстанавливать следующие обмотки:

— провода марок ПБО — медная жила, изолированная одним слоем обмотки из хлопчатобумажной пряжи. Провода этой марки используют лишь при ремонте катушек возбуждения;

— провода марок ПБД — медная жила, изолированная двумя слоями обмотки из хлопчатобумажной пряжи. Провода этой марки применяют как основной обмоточный провод, особенно для обмоток, имеющих крутые изгибы. Изоляция на таких проводах реже раскрывается при изгибах благодаря тому, что ее два слоя намотаны в разные стороны. Кроме того, провод марки ПБД применяют при значительной разнице потенциалов между витками катушек.

**Выбор номера пряжи и технологии оплетки проводов.** Хлопчатобумажную пряжу для обмотки проводов выбирают по табл. 19.1.

Номера пряжи, приведенные в табл. 19.1, определяют толщину обмоточной нити: цифра номера равна числу метров нити в одном грамме пряжи. Пряжу, начиная от № 100 и выше, изготовляют из длинноволокнистого хлопка. Для улучшения электрических качеств пряжу промывают. Обычные для текстильного производства номера пряжи (40, 50, 60) дают толстую изоляцию, применение которой может стать причиной снижения мощности двигателя из-за ухудшения коэффициента заполнения пазов.

Таблица 19.1

**Номера хлопчатобумажной пряжи для обмоток проводов**

| Марка провода | Диаметр оголенного провода, мм | Номер пряжи |
|---|---|---|
| ПБО | 0,1—0,25 | 160 |
| | 0,27—1,04 | 120 |
| | 1,08—2,02 | 100 |
| | 2,10—3,80 | 80 |
| ПБД | 0,51—1,04 | 120 |
| | 1,08—2,02 | 100 |
| | 2,10—3,80 | 80 |

Прядильные фабрики отпускают пряжу в виде початков или цевок, намотанных в одну нить. Чтобы получить плотный слой обмоток (без пропусков), нужно на один погонный метр провода уложить от 1200 до 20 тыс. витков пряжи. Для ускорения обмотку производят несколькими (6—24) нитями сразу. С этой целью пряжу предварительно перематывают на катушки, размер которых определяется конструкцией обмоточной машины. Затем производят намотку пряжи на провода из хлопчатобумажной или асбестовой и стеклянной пряжи.

При очистке обмоток от изоляции с повышенной нагревостойкостью (стеклянной и асбестовой) способы, используемые для удаления других видов изоляции, не применимы.

Одной из особенностей оплетки проводов стеклянной изоляцией является ее скольжение. Поэтому на заводах, изготовляющих провода со стеклянной изоляцией, последнюю накладывают на лаковую основу

(подклейка лаковой изоляции на проводнике). Так как при этой технологии требуется сложное специальное оборудование, ремонтные цехи на предприятиях применяют упрощенную технологию оплетки проводов стеклянной пряжей. В этом случае ее накладывают на проводник, добавляя хлопчатобумажную пряжу, которая препятствует скольжению стеклянной.

**Испытание проводов.** Приемку и испытание восстановленных обмоток проводят в соответствии с требованиями ГОСТа.

В ходе восстановления проводят контроль качества оплетки: извлекают ее из пазов машины, осматривают и замеряют диаметр. После удаления старой изоляции, сварки, волочения и отжига проверяют механические и электрические свойства провода. От бухты отрезают образец длиной 1 м и замеряют его оммическое сопротивление мостиком. Сопротивление на разрыв определяют на разрывной машине. После оплетки, пропитки и подсушки осматривают и проверяют наложенную изоляцию на электрическую прочность, изгиб и оползание (выпускные испытания). Провод хранят намотанным на деревянные катушки в закрытом, сухом и отапливаемом помещении без резких колебаний температуры. Размеры катушек стандартизируют в зависимости от диаметров наматываемых проводов. Провода диаметром более 1,68 мм оставляют в бухтах.

# 20. РЕМОНТ ПУСКОРЕГУЛИРУЮЩЕЙ АППАРАТУРЫ

## 20.1. Виды и причины повреждений пускорегулирующей аппаратуры

В пускорегулирующей аппаратуре отмечаются следующие виды повреждений: чрезмерный нагрев катушек пускателей, контакторов и автоматов; междувитковые замыкания и замыкания на корпус катушек; чрезмерный нагрев и износ контактов; неудовлетворительное состояние изоляции; механические неполадки.

Причиной перегрева катушек переменного тока является заклинивание якоря электромагнита в разомкнутом положении и низкое напряжение питания катушек. Магнитная катушка потребляет больший ток, чем при втянутом якоре и нормальном напряжении, и в результате быстро перегревается и сгорает.

Междувитковые замыкания могут произойти вследствие неправильной намотки катушки, особенно в том случае, когда прилегающие к фланцам каркаса катушки соскальзывают в расположенные ниже слои. В результате возникают относительно большие разности напряжений, повреждающие междувитковую изоляцию. Междувитковые замыкания происходят главным образом в катушках переменного тока ввиду больших, чем у катушек постоянного тока, междувитковых амплитудных напряжений. К тому же они подвержены усиленным сотрясениям от вибрирующего стального каркаса.

На нагрев контактов влияют токовая нагрузка, давление, размеры и раствор контактов, а также условия охлаждения и окисление их поверхности, механические дефекты в контактной системе. При сильном нагреве контактов повышается температура соседних частей аппарата и, как следствие, разрушается изоляционный материал. При неблагоприятных условиях гашения электрической дуги контакты окисляются. На соприкасающихся поверхностях образуется плохо проводящий слой. Применяемые для смазки окисляющиеся жиры отшлаковываются, поэтому на контакты следует наносить тонкий слой бескислотных вазелинов.

Применяемые в наружных установках для смазки контактов консистентные жиры не должны содержать известкового (кальциевого) мыла, так как на холоде появляются выделения, приводящие к заеданиям и другим неполадкам.

Износ контактов зависит от силы тока, напряжения и продолжительности горения электрической дуги между контактами, частоты и продолжительности включений, качества и твердости материала.

Неисправность изоляции проявляется в виде образования на ее поверхности токов утечки (пробои изоляции очень редки), поэтому необходимо защищать ее от скопления грязи и пыли. Большая часть

всех неисправностей вызывается увлажнением изоляции и ее нарушением во время строительно-монтажных, работ и транспортировки.

Механические неполадки в аппаратах возникают в результате образования ржавчины, поломки осей, пружин, подшипников и других конструктивных элементов.

## 20.2. Ремонт выключателей, предохранителей и магнитопроводов

**Ремонт контакторов.** В контакторах быстрее всего изнашиваются контакты, дугогасительные устройства, катушки электромагнитов и подвижная система. Перед ремонтом осматривают все основные части контактора, устанавливая, какие детали подлежат замене и восстановлению.

При ремонте следует использовать запасные части завода-изготовителя и лишь при их отсутствии применять новые.

Ремонт контакторов сводится прежде всего к восстановлению контактов. Обгоревшую контактную поверхность очищают от копоти и наплывов обычным напильником и стеклянной бумагой (применение наждачной бумаги не рекомендуется). Зачистку нужно производить осторожно, снимая небольшой слой металла. Смазывать контактные поверхности не рекомендуется, так как при возникновении дуги смазка сгорает и загрязняет поверхность, ухудшая работу контакта. Однако если поверхность контактов покрыта слоем серебра, чистить их напильником не рекомендуется. При уменьшении толщины контактов до 0,5 от первоначальной их заменяют новыми. Для изготовления контактов применяют медные цилиндрические или фасонные прутки из твердой меди марки М-1.

После ремонта щуп толщиной 0,05 мм должен проходить при сомкнутых контактах не более чем на 25% контактной поверхности.

При изготовлении катушки определяют число витков ее обмотки и диаметр провода. Новое число витков должно точно соответствовать старому. Несоблюдение этого условия может привести к изменению параметров работы контактора. Выбор прежнего диаметра провода необходим для сохранения старых размеров катушки. В случае утери данных по числу витков и диаметру провода катушки необходимо выполнить расчет катушки.

**Ремонт магнитных пускателей.** Ремонт магнитных пускателей мало чем отличается от ремонта контакторов и заключается в замене неисправных катушек и тепловых элементов. Катушки пускателя подлежат замене также в том случае, если напряжение сети отличается от нормативного.

При изготовлении новых катушек необходимо сохранять их конструкцию (обмоточные данные должны соответствовать паспорту).

Тепловые элементы пускателей в условиях мастерских ремонтировать трудно, поэтому при выходе из строя их обычно заменяют новыми заводскими, подбирая номер по инструкции в зависимости от номинального тока двигателя.

**Ремонт предохранителей.** Наиболее частыми повреждениями предохранителя являются оплавление болтов и зажимов вследствие их перегрева, разрушение, трещины или появление нагара изоляционной плиты и перегорание плавких вставок.

Контактные ножи и губки со следами расплавленного металла, копоти, подгаров или с неплотным прилеганием протирают ветошью или шлифуют стеклянной шкуркой до полного устранения дефекта.

Плавкие вставки подбирают в соответствии с нагрузкой и номинальным током предохранителя (по справочникам).

**При ремонте магнитопровода** загрязнения удаляют хлопчатобумажной салфеткой, смоченной в бензине; следы коррозии тщательно зачищают стальной щеткой и шлифовальной шкуркой; наклеп на поверхностях соприкосновения сердечника и ярма устраняют шлифовкой поверхности напильником на шлифовальном станке.

Площадь соприкосновения сердечника и ярма проверяют следующим образом. Сложенными листами белой и копировальной бумаги сжимают с определенным усилием ярмо и сердечник и получают отпечаток площади соприкосновения, которая должна быть не менее 70% площади сердечника. Плотность прилегания проверяют щупом 0,05 мм, который должен входить в пространство между ярмом и сердечником более чем на 5 мм. Места неровностей шабрят вдоль листов стали.

## 20.3. Ремонт изоляционных частей, дугогасительных камер, катушек контакторов и магнитных пускателей

**Ремонт катушек электромагнитов.** Катушки бывают *каркасными* и *бескаркасными*. Наиболее часто встречающееся повреждение — трещины в каркасе длиной до 15 мм. Их устраняют следующим образом. Поверхность каркаса вокруг трещины очищают от пыли и масла хлопчатобумажной салфеткой, смоченной в бензине. На поверхность трещины наносят слой клея БФ и в течение 10—15 мин подсушивают на воздухе, затем наносят второй слой и выдерживают еще 5—10 мин. Склеиваемые части каркаса стягивают тафтяной или хлопчатобумажной изоляционной лентой и высушивают в сушильном шкафу в течение 1,5—2 ч при температуре 100—110 °С, после чего охлаждают и снимают бандаж.

При пониженном сопротивлении изоляции (менее 0,5 МОм) катушку помещают в сушильный шкаф с температурой 60—70 °С на несколько часов. По достижении значения изоляции (не менее 1 МОм) производят ее пропитку лаком БТ-988 или БТ-987-М и вторично сушат в течение 8 ч при температуре 105 °С.

При повреждении наружного слоя изоляции катушки или обрыве обмоточного провода в верхних слоях обмотки снимают наружную изоляцию обмотки и поврежденные витки до места повреждения или обрыва, припаивают, изолируют место пайки нового обмоточного провода и доматывают требуемое количество витков аналогично намотке новых катушек.

При значительных повреждениях каркаса, междувитковых замыканиях, обгорании изоляции обмотки на большую глубину катушку заменяют новой.

**Ремонт каркасных катушек.** Следующие виды каркасов: *прессованные* (каркасы заводского изготовления); *сборные* из слоистой изоляции, состоящие из гетинаксовой прямоугольной трубки и шайб из гетинакса или текстолита, кроме того, каркасы могут быть собраны из деталей, отштампованных из гетинакса толщиной 1—2 мм в зависимости от величины катушки; после сборки каркаса углы между щеками и боковыми стенками заклеивают шеллачным или бакелитовым лаком; *клееные*, в которых шайбы и трубки из электрокартона склеивают посредством полотняных разрезных шайб или лент, расположенных по всей окружности каркаса.

Намотку катушек осуществляют на любом намоточном станке, однако конструкцию последнего (автомат, полуавтомат, ручные намоточные станки) следует учитывать при расчете катушки.

Подбирают необходимый для катушки каркас и провод, параметры которого должны соответствовать паспортным данным. Концы провода катушки зачищают шлифовальной шкуркой, лудят припоем ПОС-30 и припаивают к проводнику вывода. Вывод состоит из листовой или латунной детали с припаянным к ней проводником большего сечения, чем провод обмотки, для обеспечения механической прочности вывода. Место пайки изолируют.

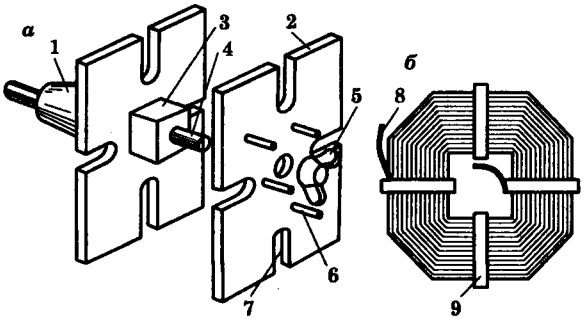



**Рис. 20.1. Разъемная оправка (*а*) к бескаркасной катушке (*б*): 1 — деталь; 2 — щеки; 3 — втулка; 4 — штырь; 5 — гайка; 6 — шпилька; 7 — щель; 8 — вывод; 9 — бандаж**

**Ремонт бескаркасных катушек.** По размерам дефектной катушки изготовляют разъемную оправку (рис. 20.1, *а*).

Размер ее с учетом изоляции катушки должен соответствовать сердечнику, для которого предназначена катушка.

Оправку устанавливают на токарном станке, закрепляя за деталь 1, или на специальном намоточном приспособлении. На оправку в четырех местах по периметру укладывают тафтяную ленту с таким расчетом, чтобы после намотки катушки ее хватило для устройства бандажа (рис. 20.1, *б*). По тафтяной ленте втулку оправки оборачивают двумя слоями электрокартона толщиной 0,2—0,3 мм и шириной, равной высоте катушки. К началу обмотки припоем ПОС-30 припаивают кусок гибкого медного провода (вывод 8). Место пайки изолируют полоской миканита.

При намотке катушки каждый слой покрывают пропиточным лаком и тонкой электротехнической бумагой шириной на 5—7 мм больше высоты катушки. Края бумаги завертывают под крайние витки следующего слоя катушки.

К концу обмотки припаивают также кусок гибкого провода для вывода. Катушку бандажируют ранее уложенной тафтяной лентой. Изготовленные катушки сушат в течение 2 ч в сушильном шкафу при температуре 80—90 °С, проверяют сопротивление изоляции и целостность обмотки. Сразу же после сушки, еще в теплом состоянии, катушку опускают в пропиточную ванну с лаком МЛ-92, где выдерживают до прекращения выделения пузырьков, после чего еще раз сушат в течение 4—5 ч при температуре 100—110 °С. Высушенную обмотку катушки обматывают двумя-тремя слоями изоляционной бумаги, двумя слоями лакоткани или тафтяной ленты, очищают выводы и каркас от слоя лака и наклеивают бирку.

**Пропитка и сушка катушек.** Бескаркасные катушки после изготовления и проверки величины сопротивления их изоляции пропитывают черными асфальтомасляными лаками (отделка катушки).

Перед пропиткой катушки необходимо просушить при температуре 105—110 °С в течение 3 ч, затем охладить до 60—70 °С и теплыми погрузить в подогреваемый до 60—70 °С лак на 4 ч. После этого катушки вынимают и раскладывают на 30 мин на сетке для стекания лака и затем снова сушат при температуре 110—120 °С в течение 10 ч. При пропитке катушек с эмалевой изоляцией асфальтовый лак не должен содержать в себе в качестве растворителя бензол, разрушающе действующий на эмалевую изоляцию.

## 20.4. Ремонт рубильников, резисторов и реостатов

В рубильниках износу наиболее часто подвергаются точки соприкосновения ножей и губок. При небольшом обгорании последних их подвергают мелкому восстановительному ремонту — осторожно, не снимая большой слой металла, очищают обгоревшие поверхности от копоти, наплывов и других неровностей личным напильником и стеклянной бумагой. В случае сильного обгорания ножи и губки заменяют.

Повреждения ножей рубильника в виде изгиба исправляют рихтовкой, которую выполняют молотком с медным бойком на рихтовочном станке. Для изготовления ножей и губок используют твердую неотожженную полосовую или листовую медь и латунь, а также фосфористую, бериллиевую и алюминиевую бронзу; для изготовления пружин — круглую рольную проволоку или полосовую пружинную сталь. Размеры и конфигурация изготовляемых деталей обычно соответствуют их прежним размерам. Рубильники проверяют на одновременность замыкания и размыкания всех фаз. Для этого на ввод рубильника подают питание, а на выходе в каждой фазе присоединяют лампочки, вторые концы которых заземляют. При медленном включении и выключении рубильника лампочки должны загораться и гаснуть одновременно. Качество ремонта и регулировки рубильников и переключателей проверяют 10—15-кратным включением и отключением. При этом не должно быть признаков нарушения регулировки.

Одним из способов контроля качества контактных соединений отремонтированных рубильников и переключателей является измерение падения напряжения между их контактными частями при протекании через них постоянного тока, равного номинальному току аппарата.

**Электрические сопротивления** обычно состоят из нескольких отдельных элементов: проволочных и ленточных, бескаркасных и каркасных, штампованных сопротивлений, чугунных и др. Наиболее частый вид поломки реостата — перегорание проволочных элементов сопротивлений, которые необходимо изготовлять заново. Проволочные и ленточные элементы сопротивления изготовляют из проволоки или ленты медно-никелевых, марганцево-медных, хромоникелевых, железохромоалюминиевых сплавов, а также из стальной низкоуглеродистой проволоки. Резистор обычно выполняют из материалов с большим сопротивлением: константана, нихрома, фехраля и др.

При выходе из строя щеточных контактов реостата их заменяют новыми, изготовленными из медных пластин. Длину полос рассчитывают на два контакта. В пластинах сверлят или штампуют отверстия для заклепок и болтов, крепящих пакет. После сборки пластин в пакет его разрезают на два контакта и последние очищают от заусенцев, образовавшихся при разрезке.

На предприятиях в качестве реостатов применяют ящики сопротивлений с чугунными элементами, которые работают в тяжелых условиях нагрева (до 300—400 °С), сотрясений и вибраций.

Для капитального ремонта ящики сопротивления снимают с рабочего места, доставляют в мастерскую и полностью разбирают. При нестандартном исполнении ящиков составляют схему соединений чугунных элементов и расположения выводных зажимов. Стержни с поврежденной резьбой заменяют новыми; также заменяют пересохшую

и поврежденную изоляцию. В качестве изоляции применяют миканит и стекломиканит для внутренних изоляционных слоев и асбестовую бумагу для наружных слоев. Поврежденные изоляторы не ремонтируют, а заменяют новыми.

Сборка ящиков проста и при наличии соответствующего чертежа, эскиза или образца не вызывает затруднений. После ремонта (с разборкой) у каждого ящика измеряют омическое сопротивление и производят испытание изоляции стержней от корпуса и от элементов переменным током напряжением 5 кВ *в течение 1 мин.* Отклонение омического сопротивления для всего комплекта элементов и между отдельными зажимами не должно превышать 10% от номинальной величины.

## 20.5. Проверка и испытание отремонтированных аппаратов

У отремонтированных аппаратов проверяют *зазоры, провалы, контактное нажатие и одновременность включения контактов.* В качестве примера приведем способ проверок контактора КТ-6000.

Сначала проверяют *зазор* контактов А — кратчайшее расстояние между подвижной 2 и неподвижной 1 контакт-деталью (рис. 20.2, *а*) в их разомкнутом *положении.* Затем проверяют *провал контакта* — расстояние, на которое может переместиться из замкнутого положения одна контакт-деталь (подвижный контакт) при удалении другой контакт-детали (неподвижный контакт).

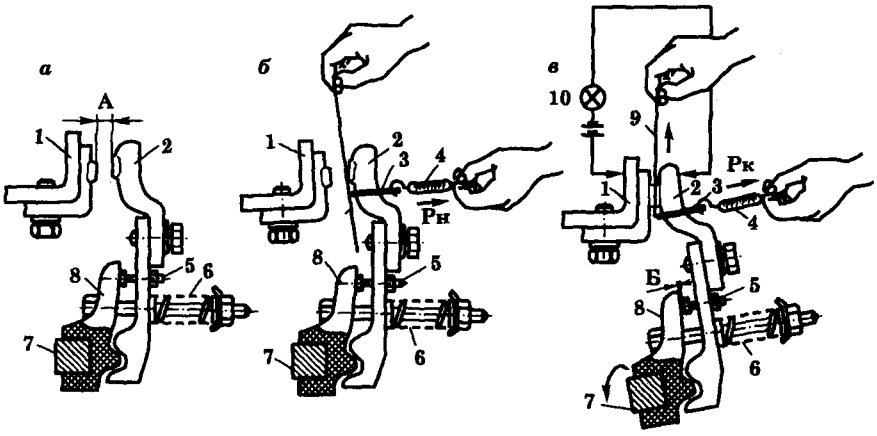



**Рис. 20.2. Способы проверки контактов:**
***а* — зазора, *б* — начального нажатия, *в* — конечного нажатия:**
**1 — неподвижная контакт-деталь, 2 — подвижная контакт-деталь, 3 — петля, 4—динамометр, 5 — регулировочный винт, 6 — контактная пружина, 7 — вал, 8 — держатель, 9 — тонкая полоса бумаги, 10 — сигнальная лампа; А — зазор контактов, Б — провал контактов**

Зазор и провал контактов регулируется в зависимости от конструкции аппарата и приводится в соответствующих инструкциях по эксплуатации. В нашем примере они устанавливаются регулировочным винтом 5. Зазор и провал контактов замеряют шаблоном, щупом или нутромером.

После этого проверяют начальное *контактное нажатие*, т.е. усилие, возникающее в момент начала замыкания контакт-деталей. Контактное нажатие определяется упругостью контактных пружин 6. Проверка начального нажатия производится при разомкнутых контактах (отсутствии тока в катушке) не на линии касания контактов, а между держателем 8 (или выступом вала) и регулировочным винтом. Тонкая полоска бумаги 9 зажимается между держателем и винтом. Динамометром 4 и петлей 3 сделанной из стальной проволоки, подвижной контакт оттягивается и освобождает полоску бумаги, которую легко потягивают рукой (рис. 20.2, *б*). Показание динамометра в этот момент соответствует величине начального нажатия в ньютонах. Конечное контактное нажатие (контактное нажатие после окончания замыкания контакт-деталей) определяется показаниями динамометра при освобождении полоски бумаги с помощью динамометра или погасания лампы 10 по схеме (рис. 20.2, *в*).

Затем проверяют *одновременность включения контактов* аппарата путем отключения аппарата от сети и подводя рукой подвижные контакты (ножи рубильника, разъединителя, контактора) примерно до 0,5 мм к неподвижным. Производят замер расстояния щупом и регулировку одновременности касания контактов согласно заводским требованиям. Сопротивление изоляции между токоведущими частями аппарата и его корпусом, частями, которые должны быть заземлены, а также токоведущими частями и теми, к которым возможно прикосновение, выполняют мегомметром. Сопротивление изоляции должно быть не ниже 0,5 МОм.

Испытание электрической прочности изоляции выполняется на специальных установках. Прочность изоляции контакторов, магнитных пускателей и другой аппаратуры проверяется с разомкнутыми подвижными и неподвижными контактами одного полюса, соседними полюсами, токоведущими и заземляемыми частями, выводами втягивающей электромагнитной катушки и магнитопроводом. Изоляция должна выдерживать напряжение 5 кВ в течение 1 мин без пробоя и перекрытия скользящими разрядами.

При испытании напряжение плавно повышают от 0 до 1 кВ, выдерживают в течение 1 мин и так же плавно снижают.

# 21. РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ

## 21.1. Основные виды повреждений силовых трансформаторов

Наибольшее количество повреждений трансформаторов наблюдается в устройствах обмоток главной и продольной изоляции, вводов и переключателей. При повреждении главной изоляции (рис. 21.1) или обмоток трансформатор подлежит капитальному ремонту с разборкой активной части.

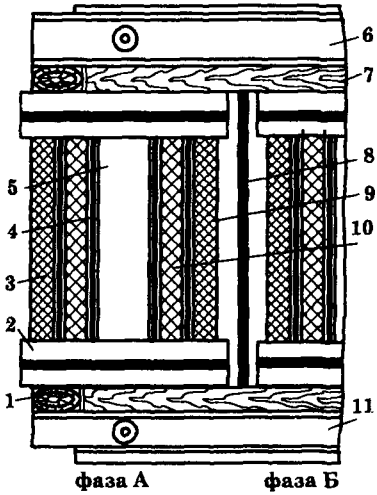



**Рис. 21.1. Схема главной изоляции обмоток: 1 — нижняя уравнительная изоляция; 2 — ярмовая изоляция; 3 — изоляционный цилиндр и масляный канал; 4 — цилиндр между обмотками НН и стержнем; 5 — стержень; 6 — верхняя ярмовая балка; 7 — верхняя уравнительная изоляция; 8 — междуфазная перегородка; 9 — обмотка ВН; 10 — обмотка НН; 11 — нижняя ярмовая балка**

Повреждения трансформаторов вызываются следующими причинами: нарушением действующих правил эксплуатации, аварийными и ненормальными режимами работы, старением изоляции обмоток, некачественной сборкой их на заводе или при монтаже и ремонте. Опыт монтажа и ремонта трансформаторов показывает, что две трети повреждений возникает в результате неудовлетворительного ремонта, монтажа и эксплуатации и одна треть — вследствие заводских дефектов.

Наиболее серьезная неисправность трансформаторов возникает при повреждении магнитопровода вследствие нарушения изоляции между отдельными листами стали натягивающими их болтами. В стыковых магнитопроводах причиной аварий бывает нарушение изоляции в стыках между ярмом и стержнями. Местные нагревы стали магнитопровода возникают в результате разрушения или износа изоляции стяжных болтов, повреждения междулистовой изоляции и плохого контакта электрических соединений.

Междувитковые замыкания в обмотках и секционные пробои и замыкания возникают при толчкообразных нагрузках или коротких замыканиях и в результате деформации секций от механических усилий при токах короткого замыкания и повреждении изоляции трансформатора от атмосферных перенапряжений. Обмотки — наиболее

уязвимая часть трансформаторов, часто выходящие из строя. Наиболее распространенные повреждения обмотки — замыкания между витками и на корпус, междусекционные пробои, электродинамические разрушения и обрыв цепи. Перечисленные повреждения происходят в результате естественного износа изоляции, нарушения ее механической прочности при продолжительности работы более 15 лет. Изоляция разрушается также при длительных перегрузках трансформатора, сопровождаемых перегревом обмоток (около 105 °С).

При сквозных токах коротких замыканий вследствие динамических усилий наблюдается деформация обмоток, сдвиг их в осевом направлении и, как правило, механическое разрушение изоляции. Отгорание выводных концов, электродинамические усилия, небрежное соединение концов вызывают обрыв цепи обмоток, замыкание их на корпус или пробои с выходом трансформатора из строя.

Основные неисправности выводов трансформаторов: трещины, сколы и разрушения изоляторов в результате атмосферных перенапряжений, наброса металлических предметов или попадания животных на трансформатор, которые приводят к междуфазному короткому замыканию на выводах; загрязнения изоляторов; некачественная армировка и уплотнение; срыв резьбы стержня при неправильном навинчивании и затягивании гайки. Наиболее характерные повреждения выводов — течь масла между фланцем вывода и крышкой, в армировке или в месте выхода стержня. Фланец представляет собой чугунную обойму и предназначен для крепления фарфорового вывода (изолятора) на крышке трансформатора. Фарфоровый изолятор армирован во фланце армировочной замазкой; фланец закрепляется на крышке трансформатора болтами. Между фланцем и крышкой плотно уложена резиновая прокладка, которую необходимо обследовать при ремонте.

Наиболее частые повреждения переключателей — оплавление или полное выгорание контактных поверхностей, вызываемое термическим действием токов короткого замыкания при недостаточном давлении (нажатии) подвижных контактов на неподвижные или при неполном их соприкосновении.

Нарушение прочности сварных швов и недостаточная плотность прокладки между баком и крышкой вызывает течь масла из бака. Последнюю устраняют сваркой, а небольшие волосяные трещины — чеканкой. Материалом для уплотнения служит маслоупорная резина марок С-90 и М-14 и пробковая прокладка; в отдельных случаях применяют неэлектрический картон, хлопчатобумажную или пеньковую веревку, асбестовый шнур.

Информацию о неисправностях трансформатора, а также о том, что именно подлежит исправлению, получают у персонала, осуществляющего эксплуатацию. Тщательно осмотрев трансформатор, составляют

дефектную ведомость, в которой указывают объем ремонтных работ, перечисляют требуемые материалы и инструменты. Одновременно с этим проверяют количество и качество масла, находящегося в трансформаторе, и состояние изоляции его обмоток.

Если в результате проведенного обследования будет установлено отсутствие внутренних неисправностей в трансформаторе и годность масла для дальнейшей эксплуатации, остальные видимые дефекты устраняют без выемки из бака сердечника с обмотками.

## 21.2. Разборка силовых трансформаторов

Подъем активной части магнитопровода начинают после слива масла из бака трансформатора. Слив осуществляют при открытом отверстии в крышке. После того как уровень масла опустится ниже рамы трансформатора, отвинчивают болты крышки и вместе с гайками и шайбами складывают их в отдельную емкость. После этого, если крышка не связана с активной частью, открыв на ней люки, отсоединяют отводы от контактных зажимов вводов и шарнирную часть привода переключателя. Если крышка связана с активной частью, отсоединения переключателя не требуется. У трансформаторов с устройством для регулировки напряжения под нагрузкой (с РПН) перед подъемом активной части снимают горизонтальный вал, соединяющий переключатель с контактами, и отключают отводы от контактов, предварительно промаркировав их.

Подняв активную часть трансформатора, осматривают ее. Обычно на магнитопроводе и обмотках обнаруживают осадки грязи и продуктов разложения масла. Для их удаления магнитопровод и обмотки промывают струей теплого масла под небольшим давлением над баком. Твердые парафиновые отложения счищают плотными тряпками или мягкими кистями, смоченными в бензине. Внимательно осматривают обмотки; подгоревшие или почерневшие места указывают на наличие междувитковых замыканий обмоток или пробоев на корпус. Мегомметром на 1 кВ проверяют отсутствие обрывов и качество изоляции обмоток низкого и высокого напряжений на корпус и между обмотками.

В активной части проверяют также надежность контактов концов обмотки с выводами, места паек, изоляцию шпилек магнитопровода. При внешнем осмотре обращают внимание на состояние переключателей, бака, расширителя, соединительных трубопроводов и уплотнений, изоляторов выводов и их армировку.

Разобрав трансформатор, тщательно осматривают каждую его деталь. Все обнаруженные дефекты фиксируют в дефектационной карте стандартного образца. При дефектации трансформаторов старых конструкций с поврежденными обмотками, сведения о которых отсутствуют в типовых альбомах, снимают эскизы обмоток и выводов для изготовления новых.

### 21.3. Ремонт обмоток и магнитопровода

**Ремонт обмоток.** В большинстве случаев ремонт обмоток сводится к замене поврежденной изоляции проводов, клиньев, прокладок и других изолирующих обмотку элементов (рис. 21.2). Для проводов прямоугольного профиля большого сечения ограничиваются заменой поврежденной витковой изоляции. Переизолировку провода небольших однослойных катушек часто выполняют вручную. Поврежденные многослойные и другие сложные по конструкции обмотки, выполненные из проводов мелких сечений, как правило, заменяют новыми.

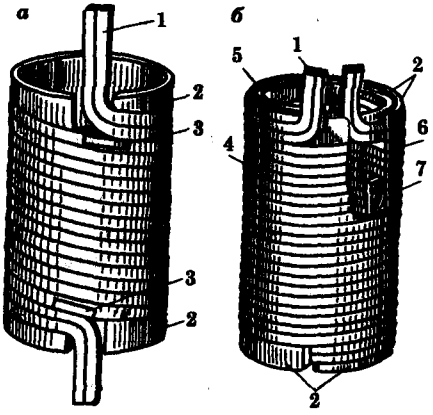



**Рис. 21.2. Цилиндрические обмотки: *а* — однослойная, *б* — двухслойная; 1 — провод; 2 — выравнивающий поясок; 3 — коробочка из электрокартона; 4 — наружный слой обмотки; 5 — вертикальный масляный канал; 6 — внутренний слой обмотки; 7 — планки из бука**

При ремонте старую поврежденную изоляцию удаляют обжиганием обмоток в специальных печах при температуре 260—300 °С. Для того чтобы витки обмотки при обжиге не разошлись, на обмотку в осевом направлении накладывают несколько проволочных бандажей, которые после обжига аккуратно снимают. Медный провод освобождают от остатков обгоревшей изоляции, зачищают наждачной бумагой. Витки обмотки изолируют бумажной или тафтяной лентой в два слоя в полный перекрой.

Для изготовления новых обмоток применяют обмоточные станки с ручным или моторным приводом, снабженные редуктором, счетчиком числа оборотов, приспособлением для натяжения и выравнивания провода, пусковым устройством (для моторного привода), конусной вертушкой с обмоточным проводом, тормозным устройством и шаблоном, придающим катушке нужные размеры и форму. Способ изготовления катушек зависит от конструкции и типа обмоток.

**Ремонт магнитопровода.** Разбирают магнитопровод в следующем порядке: распаивают соединения катушек и выводов; снимают болты или шпильки, стягивающие верхнее ярмо; расшихтовывают его; записывают порядок укладки отдельных листов; обвязывают концы стержней сердечника миткалевой лентой таким образом, чтобы они не расходились веером и не портили изоляции катушек;

снимают катушки. Затем, если это требуется для ремонта, следует расшихтовать весь магнитопровод.

Переизолирование листов стали начинают с удаления старого слоя изоляции одним из следующих способов: ручными или вращающимися стальными щетками, кипячением листов, покрытых бумажной изоляцией, в воде с последующей очисткой их от размякшей бумаги и клейстера и тщательной сушкой очищенных листов стали с равномерным нагревом их при температуре 250—300 °С в течение 2—3 мин в среде с ограниченным доступом воздуха.

Лучший способ изолирования листов — покрытие их маслостойкими изоляционными лаками (например, № 202 и 302). Лаковая пленка обладает высокой механической прочностью, нагревостойкостью и значительным электрическим сопротивлением.

При изготовлении новых листов стали для магнитопровода трансформатора раскрой стали выполняют таким образом, чтобы длинная сторона изготовляемого листа обязательно располагалась вдоль проката, так как совпадение направления магнитного потока с направлением проката снижает сопротивление магнитопровода; листы не должны иметь заусенцев — это достигается либо штамповкой листов, либо последующим снятием заусенцев, образующихся при вырезании листов ручными кровельными ножницами; отверстия в стали для стяжных шпилек выполняют только штампом, сверление не допускается; перед нанесением изолирующего слоя из лака листы разрезают на определенные размеры, штампуют в них отверстия, которые тщательно зачищают; при изолировании бумагой сталь аккуратно очищают, режут и со стороны наклеенной бумаги штампуют отверстия с последующим удалением заусенцев, образовавшихся на неоклеенной стороне. Для восстановления изоляции стяжной шпильки применяют бакелитовые или бумажно-бакелитовые трубки заводского изготовления (рис. 21.3).

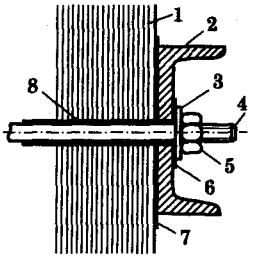



**Рис. 21.3. Изоляция стяжной шпильки ярма:**
**1 — ярмо; 2 — ярмовая балка; 3 — стальная шайба; 4 — шпилька; 5 — гайка; 6 — изоляционная шайба; 7 — изоляционная прокладка; 8 — изоляционная труба**

## 21.4. Ремонт вводов, бака, расширителей и переключателей напряжения

**Ремонт вводов.** Основные неисправности вводов (рис. 21.4) следующие: трещины и сколы изоляторов, некачественные армировка и уплотнения, срыв резьбы контактного зажима при неправильном

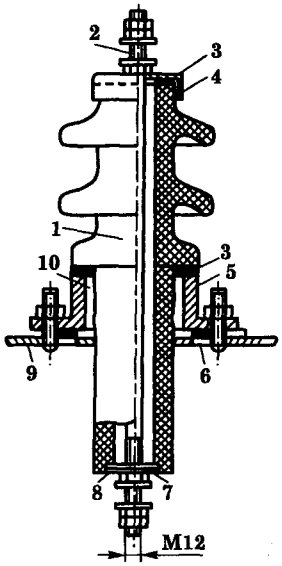



**Рис. 21.4. Армированный ввод 6—10 кВ наружной установки: 1 — фарфоровый изолятор; 2 — токоведущий стержень; 3 — резиновая шайба; 4 — колпак; 5 — фланец; 6 — прокладка; 7 — картонная шайба; 8 — стальная шайба; 9 — крышка трансформатора; 10 — армировочная масса**

навинчивании и затягивании гаек. При значительных сколах и трещинах ввод заменяется новым.

Срыв резьбы на токоведущих стержнях и нарушение армировочной замазки устраняют путем переармировки фарфоровых изоляторов, изготовления и установки новых токоведущих стержней взамен испорченных, склейки изоляторов или замены выводов новыми.

На новый стержень, изготовленный по размерам заменяемого, навинчивают стальной или бронзовый колпак и закрепляют его контргайкой. С внутренней стороны колпак приваривают к стержню газовой сваркой, предварительно нагрев их в газовой камерной печи или другим доступным способом до температуры 600—700 °С. Качество сварки проверяют на специальном приспособлении сжатым воздухом.

В качестве армировочных цементирующих замазок для изоляторов напряжением до 10 кВ применяют глетоглицериновую и портландцементную замазки.

Выводы испытывают давлением масла, которое устанавливают при проверке кожуха трансформаторов на герметичность. Стенд испытаний представляет собой набор сварных металлических бачков с заплечиками, в которых предусмотрены отверстия для крепления крышек и фланцев изоляторов. К бачкам через пробковые краны присоединен маслонапорный трубопровод. Установку монтируют на раме над противнем из листового железа. Маслонапорная труба через пробковый кран шлангом соединена с напорным масляным бачком вместимостью 30 л, расположенным на стене на высоте 4 м. На соответствующем бачке через резиновую прокладку устанавливают испытуемый изолятор, открывают пробковый кран бачка, а затем и общий кран. Изолятор находится под давлением масла в течение 24 ч. Армировка считается качественной, если за это время через нее не будет протекать масло.

**Ремонт бака.** Перед началом ремонта пустой бак очищают от осадков и грязи, промывают, а затем ополаскивают теплым маслом и проверяют исправность работы спускного крана. Отмеченные места течи масла предварительно тщательно очищают от масла и краски, постепенно просушивают их газовой горелкой или паяльной лампой и заваривают газовой горелкой.

Места заварки в течение 1—2 ч испытывают избыточным давлением столба масла высотой 1,5 м над уровнем масла в расширителе. Для этого в отверстие под пробку расширителя устанавливают трубу и заполняют ее маслом. На время испытания все дыхательные отверстия в маслоуказателе и предохранительной (выхлопной) трубе герметически уплотняются. По окончании испытания масло сливают из трубы до максимального уровня в расширителе, а в отверстие завинчивают пробку. После этого удаляют герметические уплотнения и устанавливают необходимый уровень масла по маслоуказателю, сливая его избыток из расширителя. Одновременно проверяют исправность действия маслоуказателя и пробок расширителя.

**Ремонт расширителя** чаще всего ограничивают промывкой его маслом. Однако иногда возникает необходимость очистить их внутреннюю поверхность от ржавчины, обнаруженной на плоскости верхнего ярма под отверстием патрубка расширителя или под отверстием выхлопной трубы при снятой крышке бака.

Ржавчину можно обнаружить при постукивании деревянным молотком по поверхности расширителя по характерному шуму, издаваемому осыпающейся ржавчиной. При этом в местах глубокого ржавления сталь проламывается и такой расширитель подлежит замене. Для очистки ржавчины в расширителе, как правило, вырезают днище либо делают постоянный лаз в виде заглушки на прокладках. Очистив ржавчину с внутренней поверхности, расширитель протирают ветошью, смоченной бензином, и после полного высыхания покрывают лаком № 1201 или эмалью 624С с последующей просушкой. Днище, обработанное таким же способом, приваривают на прежнее место, затем внутреннюю поверхность расширителя вторично покрывают лаком. Отлакированный расширитель высушивают в печи при температуре 85—90 °С в течение 6—12 ч.

**Ремонт предохранительной (выхлопной) трубы** сводится к очистке внутренней поверхности дыхательной пробки и верхней части колена от ржавчины с последующим покрытием лаком и замене стекла диафрагмы. Способ очистки тот же, что и при ремонте расширителя.

**Ремонт крышки.** Крышки трансформаторов, не имеющих расширителя, с внутренней стороны часто покрываются ржавчиной, которая, осыпаясь, портит качество масла. После удаления ржавчины крышку покрывают антиконденсационной эмалью, состоящей из

100 весовых частей лака № 1201 и 10 весовых частей пробковой крошки. Эмаль наносят на горизонтально лежащую крышку кистью в два слоя. В качестве растворителя применяют бензол или толуол. После 20-минутной выдержки крышку просушивают в сушильном шкафу в течение 30 мин или на открытом воздухе в течение 4—6 ч. Работа с этой эмалью требует строгого соблюдения правил пожарной безопасности. Хранят эмаль в герметически закрытой таре.

**Ремонт маслоуказателя** состоит в прочистке в арматуре маслопроводящих каналов и отверстий, замене стеклянной трубки (если она повреждена) и пришедших в негодность уплотняющих арматуру шайб и прокладок.

При установке нового стекла следят за тем, чтобы оно точно подходило по длине и имело ровные торцовые кромки стенок. Обжимающий трубку колпачок устанавливают таким образом, чтобы при нажиме на него не разбить трубку.

При установке стеклянной трубки в арматуру маслоуказателя контролируют, чтобы в нижней части ее была вставлена трубка, обеспечивающая свободный доступ масла в трубку указателя. Отсутствие трубки может привести к тому, что резиновая прокладка, уплотняющая торец стеклянной трубки указателя, разбухнет и закроет доступ масла в трубку.

**Ремонт переключателей напряжения.** Наиболее частыми повреждениями переключателей являются оплавления и подгорания контактных поверхностей. При значительных оплавлениях и полном выгорании контактов переключатель заменяют новым.

Ремонт переключателей в основном сводится к чистке их контактов и проверке работы путем перевода их из одного положения в другое по всем ступеням переключения. Иногда на контактных поверхностях переключателей образуется очень стойкая и твердая тончайшая пленка продуктов разложения масла. Эта пленка в значительной мере увеличивает переходное сопротивление в контактах, что и приводит к неправильным результатам измерения сопротивления обмоток постоянного тока, создающим ложное представление об их исправности. При таком состоянии контактирующих поверхностей переключателей отмечается большой разброс результатов измерений. В этом случае проводят измерения самих обмоток без переключателей, для того чтобы убедиться в исправности обмоток и неисправности контактов переключателя. Пленку, создающую большое переходное сопротивление, удаляют ветошью, смоченной трихлорэтиленом или ацетоном, не прибегая к очистке даже самой тонкой наждачной бумагой. Другие неполадки в работе переключателей наблюдаются только вследствие неправильной регулировки головки привода из-за неточной установки конусной шайбы.

## 21.5. Сборка силовых трансформаторов

После того как отремонтированы все детали, приступают к сборке трансформатора. На стержни магнитопровода насаживают отремонтированные обмотки: сначала НН, затем ВН. Обмотки расклинивают на стержнях и между собой.

Полностью собранную выемную часть трансформатора сушат, так как она имеет много изоляционных деталей, которые в процессе ремонта могли увлажниться. Существует несколько методов сушки выемной части трансформаторов, но наиболее распространенным в ремонтной практике является способ индукционного нагрева.

После сборки и установки выемной части в бак приступают к присоединению отводов от обмоток к фарфоровым выводам (если выводы в кожухе, а не в крышке трансформатора), установке подкрышечного уплотнения и крышки трансформатора на место. До установки крышки надежно присоединяют все отводы обмоток к фарфоровым выводам. Установив выемную часть на место, крышку укрепляют болтами, равномерно затягивая их по всему периметру. Собранный трансформатор заливают маслом через отверстие в крышке.

## 21.6. Ремонт сварочных трансформаторов и регуляторов тока

При выполнении электромонтажных работ широкое применение получили сварочные аппараты переменного тока. Наиболее уязвимой в конструкции сварочных трансформаторов является клеммная доска, или колодка, к которой подключены концы сварочных проводов и кабелей. Слабый контакт в болтовом соединении в сочетании с большим сварочным током приводит к нагреву самого соединения, а от него — обмоток трансформатора. Чрезмерный нагрев разрушает болтовое соединение, нарушает изоляцию обмоток и в итоге выводит из строя трансформатор.

При ремонте сварочных агрегатов особое внимание обращают на обеспечение максимальной надежности всех болтовых соединений электрической схемы. Конструктивное исполнение этих соединений должно исключать возможность ослабления контактов от тряски или температурных колебаний. Тяжелые технологические режимы работы сварочных трансформаторов, а также постоянная необходимость их частых перемещений и погрузок являются причиной расслабления стяжных болтов, бандажей и узлов механических креплений, что приводит к нарушению нормальной работы трансформатора. По этим же причинам крепления катушек постоянно ослабевают, смещаются витки, а сами катушки провисают и повреждаются на острых углах сердечника.

При работе сварочных трансформаторов и регуляторов возникают следующие основные неисправности:

— замыкание в витках обмотки регулятора (трансформатор потребляет из сети большой ток). Ремонт выполняют, сняв кожух трансформатора и устранив замыкание в обмотках;

— витковое замыкание в первичных обмотках трансформатора. При ремонте обмотки трансформатора подлежат полной или частичной перемотке;

— ослабление натяжения пружины и внутреннего привода (регулятор при сварке сильно гудит). Ремонт заключается в регулировании натяжения пружины и устранении неисправностей приводов;

— замыкание между зажимами регулятора (регулятор не регулирует ток трансформатора). При ремонте ликвидируют замыкание между зажимами регулятора;

— сильный нагрев контактов в соединениях в результате их плохого соединения. При ремонте перебирают греющиеся соединения, зачищают и плотно пригоняют контактные поверхности затяжным зажимом.

## 21.7. Испытание силовых трансформаторов после ремонта

Все трансформаторы, прошедшие ремонт, подвергают контрольным испытаниям в соответствии с установленными нормами.

Целью испытаний является проверка качества ремонта, правильности сборки и соответствия технических характеристик собранного трансформатора требованиям стандарта.

В процессе ремонта и сборки отдельных частей трансформатора проводят промежуточные испытания, по которым судят о качестве ремонта.

После капитального ремонта трансформаторов с заменой обмоток проводят химический анализ и проверяют электрическую прочность трансформаторного масла, испытывают повышенным напряжением переменного тока, определяют потери тока холостого хода, проверяют группы соединений и коэффициент трансформации, измеряют оммическое сопротивление обмоток, сопротивление изоляции обмоток, сопротивление обмоток постоянному току, изоляцию стяжных болтов и ярмовых балок, характеристики изоляции масляных трансформаторов, потери и напряжение короткого замыкания, проводят испытание бака на отсутствие течи и просасывание масла, на нагрев, динамическую и термическую устойчивость при внезапных коротких замыканиях, проверяют также величину давления контактов переключателя.

Измерения характеристик изоляции производят при температуре изоляции не ниже 10 °С не ранее чем через 12 ч после окончания

заливки маслом. Если температура масла ниже 10 °С, то для изменения характеристик изоляции трансформатор должен быть нагрет.

Трансформаторы испытывают в собранном виде с установленными на них деталями и узлами, которые могут оказать влияние на результаты испытаний. Все полученные результаты заносят в паспорт трансформатора. После капитального ремонта без смены обмоток допускается не определять ток холостого хода, не проверять группы соединений и коэффициенты трансформации.

Для трансформаторов мощностью до 630 кВ·А включительно (без смены обмоток) количество испытаний сводят к минимуму и ограничиваются измерением сопротивления изоляции, испытанием повышенным напряжением, анализом и испытанием масла.

## ЛИТЕРАТУРА


1. Андриевский В.Н., Голованов А.Г., Зеличенко А.С. Эксплуатация воздушных линий электропередачи. — М.: Энергия, 1978.

2. Антонов М.В. и др. Эксплуатация и ремонт электрических машин. — М.: Высш. шк., 1989.

3. Атабеков В.Б. Монтаж электрических сетей и силового электрооборудования. — М.: Высш. шк., 1985.

4. Атабеков В.Б. Ремонт трансформаторов, электрических машин и аппаратов: Учеб. для ПТУ. — М.: Высш. шк., 1988.

5. Афанасьев Н.А., Юшков М.А. Система технического обслуживания и ремонта оборудования энергохозяйств промышленных предприятий. — М.: Энергоатомиздат, 1989.

6. Вайлов А.М., Эйгель Ф.И. Контроль состояния аккумуляторов. — М.: Энергоатомиздат, 1992.

7. Вернер В.В. Электромонтер-ремонтник. — М.: Высш. шк., 1987.

8. Голоднов Ю.М. Контроль за состоянием трансформаторов. — М.: Энергоатомиздат, 1988.

9. Гордон С.В. Монтаж заземляющих устройств. — М.: Энергоатомиздат, 1987.

10. Дзекнер Н.Н., Книгель В.А. Монтаж контактных соединений в электроустановках. Справочник электромонтажника. — М.: Энергоатомиздат, 1995.

11. Елкин Ю.С. Монтаж электрических машин и трансформаторов. — М.: Энергия, 1979.

12. Живов М.С. Электромонтажник по распределительным устройствам промышленных предприятий. — М.: Высш. шк., 1987.

13. Заратуйченко В.Д. Опыт эксплуатации концевых и соединительных муфт фирмы «Райхем» на кабельных линиях 0,4—10 кВ // Энергетик. — 1997. — № 1. — С. 30.

14. Зюзин А.Ф., Поконов Н.З., Антонов М.В. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок. — М.: Высш. шк., 1986.

15. Зюзин А.Ф., Поконов Н.З., Виштак А.М. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок. — М.: Высш. шк., 1980.

16. Иванов Н.А., Лернер Н.М., Рябцев Ю.И. Справочник по монтажу распределительных устройств выше 1 кВ на электростанциях и подстанциях. — М.: Энергоатомиздат, 1987.

17. Индустриально-поточный ремонт электрооборудования промышленных предприятий. — Киев: Техника, 1988.

18. Иноземцев Е.К. Ремонт мощных двигателей. — М.: Энергоатомиздат, 1985.

19. ВСН 123-79. Инструкция по оформлению приемо-сдаточной документации по электромонтажным работам. ММСС СССР. — М.: Минмонтажспецстрой СССР, 1981.

20. Инструкция по эксплуатации воздушных линий напряжением 0,38 кВ с изолированными проводами (ВЛИ). — Мн.: Минтопэнерго Республики Беларусь, 1996.

21. Каминский М.Л. Монтаж и испытания электрических машин промышленных предприятий. — М.: Энергоатомиздат, 1985.

22. Камнев В.А. Пусконаладочные работы при монтаже электроустановок. — М.: Высш. шк., 1986.

23. Карякин Р.Н., Солнцев В.И. Заземляющие устройства промышленных электроустановок: Справ. электромонтажника. — М.: Энергоатомиздат, 1989.

24. Киреев М.И., Коварский А.И. Монтаж и эксплуатация электрооборудования станций, подстанций и линий электропередачи: Учеб. пособие. — М.: Мир, 1988.

25. Клоков Б.К., Уманцев Р.Б. Ремонт обмоток электрических машин высокого напряжения. — М.: Высш. шк., 1991.

26. Клюев С.А. Освещение производственных помещений.— М.: Энергоатомиздат, 1992.

27. Князевский Б.А., Трунковский Л.Е. Монтаж и эксплуатация электроустановок промышленных предприятий. — М.: Высш. шк., 1984.

28. Коварский Л.Г. Расчетные основы оптимизации ремонта энергооборудования. — Л.: Энергоатомиздат, 1985.

29. Кожемякин В.А. Монтаж силового электрооборудования промышленных предприятий. — М.: Энергоатомиздат, 1987.

30. Кокорев А.С. Контроль и испытание электрических машин, аппаратов и приборов: Учебник. — М.: Высш. шк., 1990.

31. Коптев А.А. Монтаж цеховых электрических сетей напряжением до 1 кВ: Справ. электромонтажника. — М.: Энергоатомиздат, 1988.

32. Коротков Г.С. и др. Эксплуатация подстанций 6—10 кВ городского типа. — М.: Энергоатомиздат, 1983.

33. Коротков Г.С., Членов М.Я. Ремонт оборудования и аппаратуры распределительных устройств. — М.: Высш. шк., 1990.

34. Крюков В.И. Обслуживание и ремонт электрооборудования подстанций и распределительных устройств: Учеб. пособие для ПТУ. — М.: Высш. шк., 1989.

35. Ктиторов А.Ф. Практическое руководство по монтажу электрических сетей. — М.: Высш. шк., 1987.

36. Лукьянов Т.Л., Егоров Е.П. Техническая эксплуатация электроустановок промышленных предприятий. — М.: Энергоатомиздат, 1985.

37. Магидин Ф.А. Сооружение линий электропередачи. Учеб. для ПТУ. — М.: Высш. шк., 1987.

38. Методические указания по применению сезонных коэффициентов заземляющих устройств электроустановок 0,38—10 кВ в Белорусской энергосистеме. — Мн.: Белэнерго, 1999.

39. Методическое пособие по проектированию, строительству и эксплуатации заземляющих устройств распределительных электрических сетей напряжением 0,4—10 кВ в Белорусской энергосистеме. — Мн.: Белэнерго, 1999.

40. Могузов В.Ф. Обслуживание силовых трансформаторов. — М.: Энергоатомиздат, 1991.

41. Мусаэлян Э.С. Как оценить возможности включения в работу нового электрооборудования. — М.: Энергоатомиздат, 1994.

42. Никельберг В.Д., Кожухаров В.Н. Монтаж освещения промышленных и жилых зданий. — М.: Энергоатомиздат, 1987.

43. Объем и нормы испытаний электрооборудования. — 6-е изд. — М.: ИЦ ЭНАС, 1998.

44. Опель Г.Г. Монтаж распределительных устройств промышленных предприятий. — М.: Энергоатомиздат, 1985.

45. Пантелеев Е.Г. Монтаж и ремонт кабельных линий: Справочник электромонтажника. — М.: Энергоатомиздат, 1990.

46. Перельмутер Н.М. Электромонтер обмотчик и изолировщик по ремонту электрических машин и трансформаторов. — М.: Высш. шк., 1984.

47. Пирогов В.Е., Зевин М.Б. Монтаж электроустановок во взрывоопасных зонах. — М.: Энергоатомиздат, 1987.

48. Пособие для изучения Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей: Разд. 6. Электрическое оборудование. Разд. 7. Оперативно-диспетчерское управление. — М.: Энергия, 1979.

49. Постников М.П., Петруненко Г.В., Максимова Г.Г. Монтаж электрооборудования промышленных предприятий: Курсовое и дипломное проектирование для техникумов. — СПб.: Стройиздат, 1991.

50. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. — М.: Госэнергонадзор: Энергосервис, 1988.

51. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. — М.: Энергоатомиздат, 1988.

52. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. — М.: Энергоатомиздат, 1992.

53. Правила устройства воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 кВ с изолированными самонесущими проводами (ПУ ВЛИ 0,38 кВ). — Мн.: Минтопэнерго Республики Беларусь, 1996.

54. Правила устройства электроустановок. — 6-е изд. перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1985.

55. СНиП 3.01.04—87. Приемка в эксплуатацию законченных строительных объектов: Общие положения. — М.: ЦИТБ Госстроя СССР, 1988.

56. Рекомендации по выбору и применению ограничителей перенапряжений типа ОПН-КР/TEL-6(10) УХЛ1 (2) / Предприятие «Таврида электрик», 1998.

57. Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования. — М.: Энергосервис, 1998.

58. Селивахин А.И., Сагутдинов Р.Ш. Эксплуатация электрических распределительных сетей: Учеб. пособие. — М.: Высш. шк. (профтехобразование), 1990.

59. Сибикин Ю.Д. Обслуживание электроустановок промышленных предприятий: Практ. пособие. — М.: Высш. шк., 1989.

60. Сибикин Ю.Д. Справочник молодого рабочего по эксплуатации электроустановок промышленных предприятий: Для ПТУ. — М.: Высш. шк., 1992.

61. Сибикин Ю.Д. Эксплуатация и ремонт электрооборудования и сетей машиностроительных предприятий: Справочник. — М.: Машиностроение, 1981.

62. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Технология электромонтажных работ: Для учащихся нач. проф. образования, — М.: Высш. шк., 1999.

63. Синягин Н.Н., Афанасьев Н.А., Новиков С.А. Система планово-предупредительного ремонта оборудования и сетей промышленной энергетики. — М.: Энергия, 1984.

64. СНиП 3.05.06—85. Электротехнические устройства. — М.: Госстрой СССР, 1988.

65. Соколов Б.А., Соколова Н.Б. Монтаж электрических установок. — М.: Энергоатомиздат, 1990.

66. Сооружение и эксплуатация кабельных линий. — М.: Энергия, 1974.

67. Справочник по монтажу электроустановок промышленных предприятий: В 2 кн. — М.: Энергоиздат, 1982.

68. Техническая документация на кабельные муфты для силовых кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией до 35 кВ. — М.: Энергоатомиздат, 1982.

69. Устиков П.И. Обслуживание стационарных аккумуляторов. — М.: Энергия, 1974.

70. Федоров А.А., Попов Ю.П. Эксплуатация электрооборудования промышленных предприятий. — М.: Энергоатомиздат, 1986.

71. Филатов А.А. Обслуживание электрических подстанций оперативным персоналом. — М.: Энергоатомиздат, 1990.

72. Филиппшин В.Я. Монтаж силовых трансформаторов. — М.: Энергоиздат, 1981.

73. Шонин Ю.П. Капитальный ремонт со сменой обмоток силовых трансформаторов напряжением 6—110 кВ. — М.: Энергоатомиздат, 1992.

74. Эксплуатация сварочного оборудования. — Киев: Будивельник, 1982.

# Часть 2

# ПРАКТИКА МОНТАЖА, ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

## ОГЛАВЛЕНИЕ

**Часть 2. ПРАКТИКА МОНТАЖА, ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК** ... 259

Оглавление ... 260

**РАЗДЕЛ I. МОНТАЖ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ** ... 263

1. МОНТАЖ ВНУТРЕННИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ... 263
1.1. Электропроводки в трубах ... 263
1.1.1. Область применения и выбор труб ... 263
1.1.2. Общие правила монтажа труб для электропроводок ... 266
1.1.3. Технология монтажа стальных труб и электропроводок в трубах ... 270
1.1.4. Проверка и испытание трубных проводок ... 275
1.2. Тросовые электропроводки ... 275
1.2.1. Конструкция тросовых проводок ... 275
1.2.2. Проводки на собственном несущем тросе ... 279
1.2.3. Проводки с креплением проводов и кабелей непосредственно к натянутому тросу или проволоке ... 282
1.2.4. Технология монтажа тросовых проводок ... 282
1.2.5. Проверка и испытание тросовых проводок ... 285
2. МОНТАЖ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 10 кВ ... 286
2.1. Классификация и область применения кабельных муфт и заделок ... 286
2.2. Испытание бумажной изоляции кабеля на отсутствие влаги ... 288
2.3. Технология разделки силового кабеля с бумажной изоляцией на напряжение до 10 кВ ... 289
2.4. Силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена ... 292
2.5. Термоусаживаемые соединительные и концевые муфты ... 298
2.6. Технология монтажа термоусаживаемой соединительной муфты типа 10 СТп ЗАО «Термофит» ... 301
3. МОНТАЖ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 10 кВ ... 307
3.1. Технология сборки и установки опор ВЛ 0,38 кВ ... 307
3.2. Защита от грозовых перенапряжений ВЛ 0,38 кВ с заземленной нейтралью ... 310
3.3. Технология монтажа проводов ВЛ 0,38 кВ ... 311
4. МОНТАЖ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ... 314
4.1. Состав и ревизия электрооборудования трансформаторных подстанций ... 314
4.2. Технология строительно-монтажных работ ... 317
4.3. Технология испытаний трансформаторов после монтажа ... 320
5. МОНТАЖ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ДВИГАТЕЛЕЙ ... 325
5.1. Конструкция электродвигателей и фундаменты ... 325
5.2. Технология погрузочно-разгрузочных работ, ревизии и сушки электродвигателей ... 326
5.3. Технология монтажа электродвигателей, входящих в комплект технологических механизмов ... 327

**РАЗДЕЛ II. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ** ..... 331
6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ВНУТРИЦЕХОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ..... 331
6.1. Конструкция и особенности эксплуатации осветительных установок ..... 331
6.2. Технология проверки осветительных установок ..... 335
7. ЭКСПЛУАТАЦИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ..... 338
7.1. Классификация видов повреждения и методов определения мест повреждений кабельных линий ..... 338
7.2. Технология определения места повреждения кабельной линии ..... 342
7.3. Технология измерения температуры жил силовых кабелей ..... 345
8. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 10 кВ ..... 351
8.1. Конструкция, защита и заземление воздушных линий электропередачи с изолированными проводами ..... 351
8.2. Технология испытаний и эксплуатации воздушных линий электропередачи с изолированными проводами ..... 354
8.3. Периодичность и технология выполнения ремонтов воздушных линий электропередачи с изолированными проводами ..... 357
9. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ..... 358
9.1. Классификация видов и методов сушки изоляции обмоток трансформаторов ..... 358
9.2. Последовательность подготовительных мероприятий и выполнения сушки изоляции обмоток трансформаторов ..... 367
9.3. Классификация высоковольтной изоляции трансформаторов и измерение ее электрических параметров ..... 369
9.4. Технология измерения емкостных характеристик высоковольтной изоляции прибором ПКВ-13 ..... 375
10. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ ..... 379
10.1. Технология измерения сопротивления изоляции обмоток электродвигателей ..... 379
10.2. Технология измерения температуры обмоток электродвигателя переменного тока по их сопротивлению ..... 383
10.3. Классификация методов определения геометрической нейтрали машин постоянного тока ..... 390
10.4. Классификация методов сушки изоляции обмоток электродвигателей ..... 393
11. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕРМИЧЕСКИХ И СВАРОЧНЫХ УСТАНОВОК ..... 401
11.1. Расчет коэффициента полезного действия сварочной дуги ..... 401
**РАЗДЕЛ III. РЕМОНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ** ..... 405
12. МЕХАНИЧЕСКИЙ РЕМОНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН ..... 405
12.1. Технология центровки валов электрических машин ..... 405
12.2. Технология определения воздушных зазоров в электрических машинах ..... 410

12.3. Технология проверки качества ремонта стальных листов шихтованных сердечников ..... 414
13. РЕМОНТ ОБМОТОК МАШИН ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ..... 421
13.1. Технология дефектации асинхронного двигателя при ремонте ..... 421
13.2. Технология испытания асинхронного двигателя с фазным ротором после ремонта ..... 425
13.3. Технология определения соединений обмоток машин переменного тока ..... 430
14. РЕМОНТ ОБМОТОК МАШИН ПОСТОЯННОГО ТОКА ..... 435
14.1. Классификация дефектов в обмотках машин постоянного тока ..... 435
14.2. Технология выполнения дефектации ..... 439
15. РЕМОНТ ПУСКОРЕГУЛИРУЮЩЕЙ АППАРАТУРЫ ..... 442
15.1. Наладка и испытание контакторов переменного тока ..... 442
15.1.1. Подготовка контактора к включению и его наладка в условиях эксплуатации ..... 442
15.1.2. Измерение сопротивления изоляции ..... 444
15.1.3. Испытание электрической прочности изоляции ..... 445
15.1.4. Измерение сопротивления катушек постоянному току ..... 446
15.1.5. Регулировка контактов контакторов ..... 447
15.1.6. Определение величин срабатывания контакторов ..... 449
15.1.7. Испытание работы электрической схемы контактора ..... 450
16. РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ ..... 451
16.1. Технология дефектации и предремонтные испытания трансформатора ..... 451
16.2. Технология дефектации трансформатора при разборке (выемной части) ..... 452
16.3. Технология испытаний трансформатора после ремонта ..... 453
17. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ..... 457
17.1. Требования безопасности при производстве работ в электроустановках ..... 457
17.2. Требования Госэнергонадзора Республики Беларусь по применению устройств защитного отключения ..... 459
Приложения ..... 462
Литература ..... 463

# РАЗДЕЛ I. МОНТАЖ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

## 1. МОНТАЖ ВНУТРЕННИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

### 1.1. Электропроводки в трубах

#### 1.1.1. Область применения и выбор труб

**Область применения труб.** Открытые и скрытые электропроводки в трубах требуют затраты дефицитных материалов и трудоемки в монтаже [1—10]. Поэтому их применяют в основном при необходимости защиты проводов от механических повреждений или защиты изоляции и жил проводов от разрушения при воздействии агрессивных сред (например, сырости, взрывоопасных смесей, химически активных газов).

Для электропроводок применяют: стальные обыкновенные водогазопроводные трубы; стальные легкие (тонкостенные) водогазопроводные трубы; полиэтиленовые и полипропиленовые трубы; винипластовые трубы; металлические глухие стальные короба; металлические гибкие рукава. Правилами устройства электроустановок установлены ограничения на применение труб (табл. 1.1).

Таблица 1.1

**Условия применения труб**

| Трубы | Область применения и способ соединения | Применение запрещается |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| Обыкновенные водогазопроводные | В помещениях со взрывоопасной средой; соединение труб на резьбе с уплотнением мест соединения труб и мест вводов в коробки | Во всех помещениях электроустановок (кроме обоснованных случаев) |
| Легкие водогазопроводные | Во всех электроустановках и помещениях с химически неактивной средой в обоснованных проектом случаях: при открытой прокладке в пожаро- и взрывоопасных зонах и при скрытой прокладке с уплотнением мест ввода труб в коробки и без резьбовых соединений или с выполнением накатной резьбы для соединений; при открытой прокладке — во всех других случаях без уплотнения без резьбовых соединений и вводов | |
| Полиэтиленовые и полипропиленовые | Во всех помещениях, в том числе с химически активной средой, скрыто непосредственно по несгораемым основаниям; в подливках полов и фундаментах оборудования только средние и тяжелые трубы, которые могут прокладываться без защиты от механических повреждений | В помещениях со взрыво- и пожароопасной средой, в зданиях ниже второй степени огнестойкости, в чердачных помещениях |

Окончание табл. 1.1

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| Винипластовые | Во всех помещениях, в том числе с химически активной средой: при открытой прокладке непосредственно по несгораемым и трудносгораемым стенам, перекрытиям и конструкциям; при скрытой прокладке непосредственно по несгораемым и трудносгораемым стенам, перекрытиям и конструкциям; при скрытой прокладке по сгораемым стенам, перекрытиям и конструкциям — по слою листового асбеста толщиной не менее 3 мм или по намету штукатурки толщиной не менее 5 мм, выступающих с каждой стороны труб не менее чем на 5 мм с последующим заштукатуриванием слоем толщиной 10 мм | В помещениях со взрыво- и пожароопасной средой и для открытой прокладки в чердачных помещениях |

Экономия материально-технических ресурсов, и в первую очередь металлопроката, является важнейшей задачей проектных и строительно-монтажных организаций. Одним из основных направлений в решении этой задачи является применение полимерных труб (винипластовых, полиэтиленовых и др.) вместо стальных для прокладки электропроводок.

Стальные трубы допускается применять для электропроводок только в специально обоснованных проектом случаях в соответствии с требованиями нормативных документов.

Применение полимерных труб для электропроводок повышает надежность их работы в условиях агрессивных сред; уменьшает вероятность замыкания электрических сетей на землю; снижает трудовые затраты по сравнению с монтажом электропроводок в стальных трубах за счет исключения операции окраски, нарезания резьбы.

Обеспечивается также упрощение и облегчение заготовок элементов труб в мастерских электромонтажных заготовок (МЭЗ) и непосредственно в монтажной зоне.

**Выбор труб.** Для электропроводок применяются стальные водогазопроводные трубы по ГОСТ 3262—75 (легкие и обыкновенные), стальные электросварные прямошовные трубы по ГОСТ 10704—91 и стальные электросварные трубы для прокладки проводов и кабелей по ТУ 14—3—Р729—78.

Винипластовые трубы применяют для открытой и скрытой прокладки по несгораемым и трудносгораемым основаниям в помещениях и снаружи, а также для скрытой прокладки по сгораемым основаниям по слою асбеста не менее 3 мм или по намету штукатурки толщиной

не менее 5 мм, выступающих с каждой стороны труб не менее чем на 5 мм с последующим заштукатуриванием трубы слоем не менее 10 мм.

Полиэтиленовые и полипропиленовые трубы применяют только для скрытой прокладки по несгораемым основаниям, в подливках полов и фундаментах под оборудование. Винипластовые, полиэтиленовые и полипропиленовые трубы не применяют во взрывоопасных зонах, а также в случаях, в которых, согласно табл. 1.1, регламентировано применение стальных труб.

Разрешается применение открытых и скрытых электропроводок в винипластовых трубах и скрытых электропроводок в полиэтиленовых трубах в пожароопасных зонах в пределах каждого этажа, кроме складских помещений, а также транзитных горизонтальных и вертикальных прокладок. Необходимо иметь в виду, что в сырых, особо сырых помещениях и в наружных установках толщина стенок стальных труб должна быть не менее 2 мм.

Диаметр труб выбирают в зависимости от числа и диаметра прокладываемых в них проводов, а также количества изгибов трубы на трассе между протяжными или ответвительными коробками. Для определения диаметра труб устанавливают группу сложности (I, II или III) прокладки в них проводов в зависимости от длины участка трубной трассы, числа и углов изгибов участка.

Группа сложности прокладки проводов для участков трубных проводок в зависимости от их конфигурации и длины:

| Группа сложности | I | II | III |
|---|---|---|---|
| Прямые участки, м | 100 | 75 | 50 |
| Участки с одним углом 90° или двумя большими, м | 75 | 50 | 30 |
| Участки с тремя углами 90° или четырьмя большими, м | 40 | — | — |
| Участки с четырьмя углами 90° или пятью большими, м | 30 | 20 | 10 |

Затем по табл. 1.2 определяют внутренний диаметр трубы $D$ в зависимости от числа проводов $n$, $n_1$, $n_2$, $n_3$, их наружного диаметра $d$, $d_1$, $d_2$, $d_3$ и группы сложности прокладки проводов.

Таблица 1.2

**Выбор труб для прокладки проводов**

| Количество проводов в трубах | Выбор внутреннего диаметра трубы в зависимости от группы сложности прокладки проводов | | |
|---|---|---|---|
| | I | II | III |
| 1 | $D \geq 1{,}65d$ | $D \geq 1{,}4d$ | $D \geq 1{,}25d$ |
| 2 | $D = 1{,}35(d_1 + d_2)$ | $D >> 1{,}25(d_1 + d_2)$ | $D >> 1{,}2(d_1 + d_2)$ |
| 3 и более | $0{,}32D^2 >> n_1d_1^2 + n_2d_2^2 + n_3d_3^2 + \ldots$ | $0{,}4D^2 >> n_1d_1^2 + n_2d_2^2 + n_3d_3^2 + \ldots$ | $0{,}45D^2 >> n_1d_1^2 + n_2d_2^2 + n_3d_3^2 + \ldots$ |

### 1.1.2. Общие правила монтажа труб для электропроводок

При монтаже труб из пластиката и стальных труб как при открытой, так и при скрытой прокладке, как правило, выполняют предварительную заготовку труб в МЭЗ. На месте монтажа выполняют лишь сборку элементов трубной трассы.

Заготовку труб осуществляют по проектным чертежам или по эскизам, выполненным монтажниками на основе проектных чертежей планов и разрезов электропроводок или по замерам трубной трассы в натуре на месте монтажа.

В трубозаготовительной ведомости для каждой трубы указывают: номер (маркировку), диаметр, расчетную длину, концевые точки начала и конца трубы по трассе, а также длину прямых участков трубы между концами или точками пересечения осевых линий труб в местах изгиба и значения углов изгиба в градусах. При заготовке труб применяют нормализованные углы поворота (90, 120 и 135°) и радиусы изгиба труб (400, 800 и 1000 мм). Радиус изгиба 400 мм применяют для труб, прокладываемых в перекрытиях, для вертикальных выходов труб и в стесненных местах, а 800 и 1000 мм — при укладке труб в монолитных фундаментах и прокладке в трубах кабелей с однопроволочными жилами.

Эскизы трубных трасс выполняют на замерных бланках с использованием условных графических обозначений (рис. 1.1—1.7). При выполнении эскизов соблюдают следующие правила.

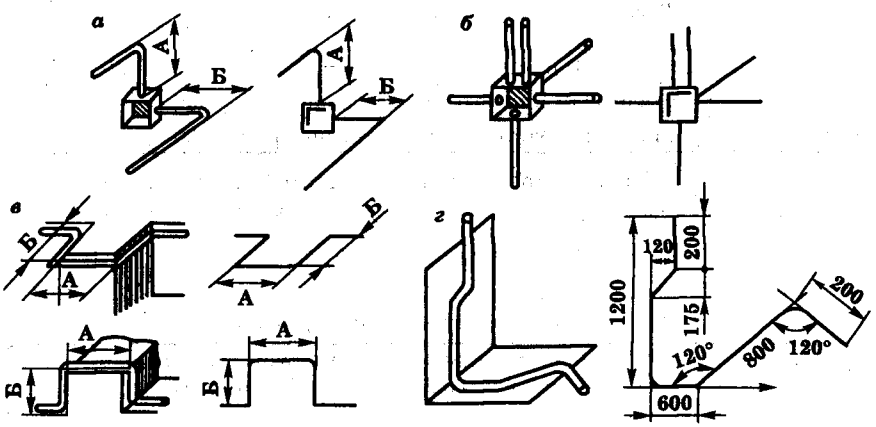



**Рис. 1.1. Примеры условных обозначений для составления замерочных эскизов трубных трасс: *а* — выход труб от коробки с изгибом вперед; *б* — выход труб из всех стенок коробки; *в* — обход выступов в горизонтальной и вертикальной плоскостях; *г* — участок трубопровода с «уткой» и изгибами под разными углами; А и Б — замеряемые участки трассы**

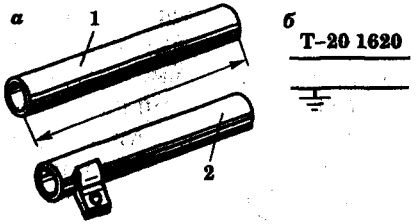



**Рис. 1.2. Стальные трубы без резьбы: *а* — отрезки трубы; 1 — труба диаметром 20 длиной 1620 мм; 2 — труба с флажком для болта зануления; *б* — условное обозначение**

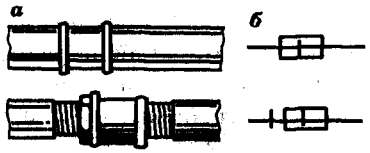



**Рис. 1.4. Трубы, соединенные муфтой: *а* — на сгоне и полусгоне; *б* — условное обозначение**

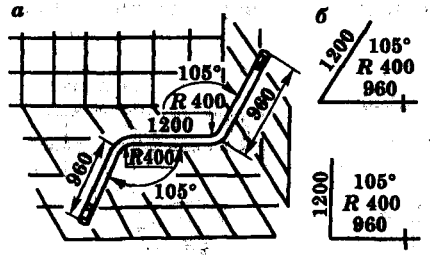



**Рис. 1.6. Труба, изогнутая под углом 105° с радиусом 400 мм: *а* — в горизонтальной плоскости (условное обозначение — острый угол) и вертикальной плоскости (условное обозначение — прямой угол); *б* — условное обозначение**

Участки труб, прокладываемых в натуре в горизонтальной плоскости, на эскизе показывают горизонтальными линиями

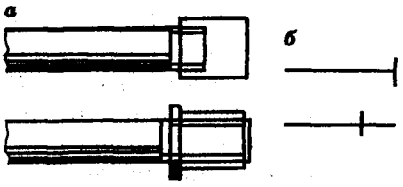



**Рис. 1.3. Трубы, оканчивающиеся резьбой: *а* — короткий (полусгон — 0,5 длины муфты) и длинный (сгон для муфты и контргайки); *б* — условное обозначение**

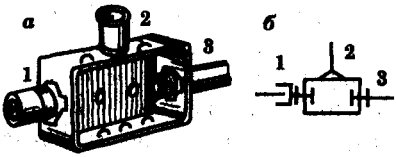



**Рис. 1.5. Ответвительная коробка с присоединением труб к корпусу: *а* — внешний вид; *б* — условное обозначение; 1 — патрубок с заземляющими царапающими гайками; 2 — муфта, приваренная к коробке; 3 — ввод трубы с полусгоном**

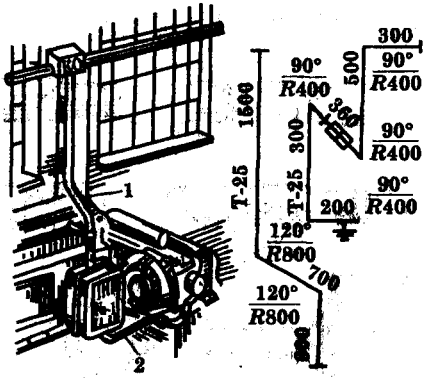



**Рис. 1.7. Пример выполнения замерочного эскиза для трубной заготовки на ответвлении к электродвигателю: 1 — участок от коробки ответвления до магнитного пускателя; 2 — участок от пускателя до электродвигателя**

параллельно тексту бланка. Изгибы в горизонтальной плоскости наносят под острыми углами к горизонтальным линиям. Внутри угла указывают значение угла изгиба в градусах и радиус изгиба в миллиметрах. Длины участков, измеренные в натуре, записывают вдоль линий на эскизе. Участки трубной электропроводки в вертикальной плоскости изображают на эскизе линиями, перпендикулярными строкам текста бланка.

Изгибы труб в вертикальной плоскости наносят линиями, наклонными к строкам текста под тупым углом. Переходы из горизонтальной плоскости в вертикальную наносят на эскизе в виде прямого угла.

Диаметр труб [5, лист 15.10] выбирают в зависимости от числа, площади сечения проводов и сложности трассы.

Сложные узлы трубных электропроводок с большим числом труб, размещаемых в разных плоскостях на небольшой площади, рекомендуется заготовлять макетным способом. При этом на специальной площадке воспроизводят в натуральную величину макет монтируемой электроустановки, наносят оси строительных конструкций и размещения технологического оборудования, фиксируют места вывода труб к оборудованию и электроустановкам. После этого производят заготовку, укладку и маркировку элементов труб на макете.

Затем трубы разбирают на удобные в транспортировке узлы и отдельные элементы, перевозят и вновь собирают уже на месте монтажа. При монтаже и заготовке электропроводок, как правило, используют заводские изделия — ответвительные и протяжные коробки, вводные патрубки, сальники, фитинги, втулки, царапающие гайки, крепежные изделия (рис. 1.8).

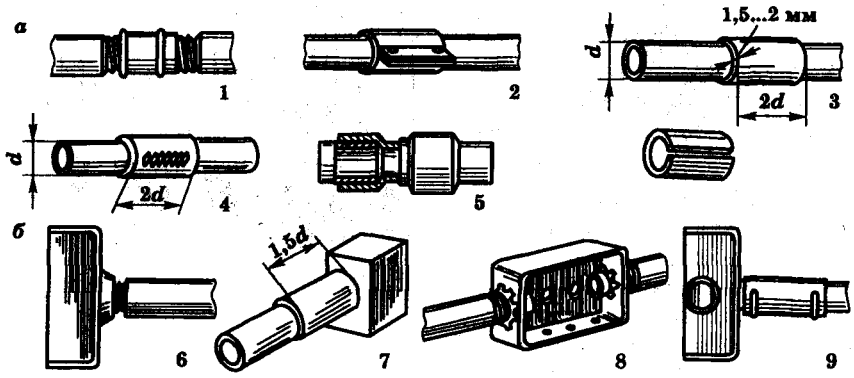



**Рис. 1.8. Соединения (*а*) и вводы стальных труб в коробки (*б*): 1 — муфтой на резьбе; 2, 9 — гильзой на винтах; 3 — отрезком трубы с приваркой по краям; 4, 7 — гильзой на сварке; 5 — муфтой с раструбом; 6 — на резьбе в патрубок коробки; 8 — установочными заземляющими гайками с обеих сторон**

После этого размечают трассу трубной электропроводки, устанавливают ответвительные и протяжные коробки, токоприемники и оборудование и уточняют места подсоединения к ним электропроводки. Если по общей трассе параллельно прокладывают несколько труб, их обычно объединяют в однослойные пакеты или многослойные блоки, которые изготовляют по чертежам в МЭЗ и в готовом виде доставляют на место монтажа.

На горизонтальных участках трубы укладывают с уклоном для того, чтобы в них не скапливалась конденсирующаяся влага и не создавались водяные мешки. В самых низких местах (например, при обходе колонн) рекомендуется устанавливать протяжные коробки. Перед засыпкой грунта, бетонированием перекрытий и фундаментов проверяют качество соединения труб, надежность их крепления и непрерывность цепей заземления и составляют акт освидетельствования скрытых работ.

В местах пересечения скрыто проложенными трубами осадочных и температурных швов, а также при переходе из фундаментов в грунт во избежание разрушения на трубы надевают гильзы, футляры, а при открытой прокладке устанавливают компенсаторы (рис. 1.9). При выводе скрыто проложенных полимерных труб из фундаментов и подливок в помещение применяют отрезки или колена из стальных тонкостенных труб или короб для защиты их от механических повреждений (рис. 1.10).

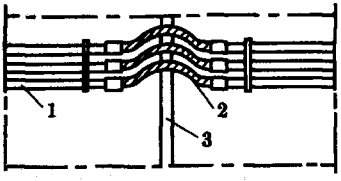



**Рис. 1.9. Компенсатор из металлического рукава или гибкого ввода для открыто проложенных труб: 1 — труба; 2 — неметаллическая труба; 3 — стальной короб**

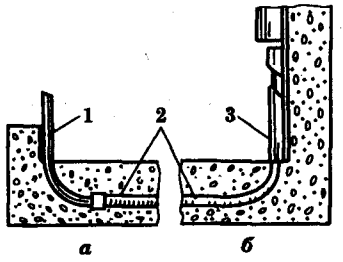



**Рис. 1.10. Вывод неметаллических труб из пола: *а* — оконцевание стальной трубой; *б* — защита коробом; 1 — стальная труба; 2 — неметаллическая труба; 3 — стальной короб**

Длина участков труб между протяжными коробками (ящиками) не должна превышать: 75 м — на прямых участках; 50 — при одном; 40 — при двух и 20 м — при трех изгибах трубы.

Как указано выше, обычно применяют нормализованные углы и радиусы изгиба труб. Значения радиусов изгиба труб принимают не менее допустимых значений радиусов изгиба проводов и кабелей, прокладываемых в данных трубах, в соответствии с табл. 1.3.

Таблица 1.3

**Радиус изгиба труб в зависимости от места их прокладки и типа кабеля**

| Место прокладки и конструкция кабеля | Радиус изгиба труб |
|---|---|
| В бетонных массивах и во всех случаях при протягивании кабелей с голой свинцовой, алюминиевой или поливинилхлоридной оболочками | $10D_н$ |
| Скрыто, если вскрытие трубопровода не представляет особых трудностей, и открыто для труб с диаметром условного прохода 75 мм и более (кроме случаев протягивания кабелей с голыми оболочками) | $6D_н$ |
| Открыто для труб с диаметром условного прохода до 70 мм включительно (кроме случаев протягивания кабелей с голыми оболочками) | $4D_н$ |

*Примечания*:

1. $D_н$ — наружный диаметр.

2. Для нормализованных углов 90, 105, 120, 135 и 150° рекомендуемый радиус изгиба 800 мм (400 мм только при невозможности выполнения радиуса 800 мм).

### 1.1.3. Технология монтажа стальных труб и электропроводок в трубах

При монтаже стальных труб, выбранных в соответствии с табл. 1.1, кроме перечисленных требований необходимо выполнять также требования ПУЭ.

Операции по выполнению трубопровода на трассе приведены в табл. 1.4, а по затягиванию проводов в трубопроводы — в табл. 1.5.

Таблица 1.4

**Выполнение трубопровода на трассе**

| Операция | Содержание работ |
|---|---|
| 1 | 2 |
| Разбивка трасс | Нанесение краской на строительных элементах (технологическом оборудовании) отметок мест крепления труб, опорных конструкций, протяжных ящиков, коробок |
| Подготовка к прокладке труб | Пробивка проемов, отверстий, борозд для скрытой прокладки и гнезд для установки опорных конструкций, не выполненных в процессе строительства, установка опорных конструкций, силовых пунктов, осветительных щитков и т.п. |
| Доставка трубных заготовок на трассу | Доставка труб, пакетов, блоков и узлов в монтажную зону, заготовок по трассе к месту их прокладки |
| Прокладка труб | Укладка и закрепление одиночных труб, пакетов, блоков и узлов |

Окончание табл. 1.4

| 1 | 2 |
|---|---|
| Соединение труб | Свинчивание концов труб при помощи муфт или выполнение безрезьбовых соединений (в том числе муфтами с опрессовкой пиротехническим прессом) |
| Ввод труб в оболочки | Ввод труб в коробки, протяжные ящики и аппараты |
| Заземление | Заземление протяжных стальных коробок с пластмассовыми трубами. Проверка непрерывности металлической цепи «фаза — нуль», устранение выявленных дефектов |
| Проверка трубопроводов перед затягиванием проводов | Установление соответствия трубопроводов проекту. Установка заглушек |

Таблица 1.5

**Затягивание проводов в трубопроводы**

| Операция | Содержание работ |
|---|---|
| Подготовка трубной канализации к затягиванию проводов | Удаление заглушек, продувка труб сжатым воздухом с добавлением талька, затягивание стальной проволоки, в том числе при помощи «змейки» |
| Подготовка проводов к затягиванию | Доставка заготовленных проводов и кабелей к местам затяжки, выравнивание проводов, протирка их тальком |
| Затягивание проводов | Установка механизмов и приспособлений, соединение проводов со стальной проволокой, затягивание проводов |
| Прочие работы | Закрепление проводов в вертикально проложенных трубах, уплотнение места выхода проводов из труб, маркировка проводов, соединение, оконцевание и присоединение к аппаратам. Проверка надежности и правильности соединения проводов, замер сопротивления изоляции |

В местах выхода проводов из стальных труб следует устанавливать изоляционные втулки. Стальные трубы для электропроводки, укладываемые в фундаменты под технологическое оборудование, до бетонирования фундаментов должны быть закреплены на опорных конструкциях или на арматуре. В местах пересечения трубами температурных и осадочных швов должны быть выполнены компенсирующие устройства в соответствии с указаниями в рабочих чертежах.

Расстояния между точками крепления открыто проложенных стальных труб с условным проходом 15—20; 25—32; 40—80; 100 мм не должны превышать соответственно 2,5; 3; 3,5—4 и 6 м. Крепление стальных труб электропроводки непосредственно к технологическим

трубопроводам, а также их приварка непосредственно к различным конструкциям не допускаются.

При изгибании труб применять нормализованные углы поворота 90, 120 и 135° и нормализованные радиусы изгиба 400, 800 и 1000 мм. При заготовке пакетов и блоков труб также следует придерживаться указанных нормализованных узлов и радиусов изгиба.

При прокладке проводов в вертикально проложенных трубах (стояках) должно быть предусмотрено их закрепление, причем точки закрепления должны отстоять друг от друга на расстояние, не превышающее для проводов сечением до 50 мм$^2$ — 30 м, от 70 до 150 мм$^2$ — 20 м, от 185 до 240 мм$^2$ — 15 м. Закрепление проводов следует выполнять с помощью клиц или зажимов в протяжных или ответвительных коробках либо на концах труб.

Трубы при скрытой прокладке в полу должны быть заглублены не менее чем на 20 мм и защищены слоем цементного раствора. В полу разрешается устанавливать ответвительные и протяжные коробки, например для модульных проводок. Расстояния между протяжными коробками (ящиками) не должны превышать: на прямых участках — 75 м, при одном изгибе трубы — 50, при двух — 40, при трех — 20 м.

Трубы, прокладываемые в помещениях с химически активной средой, внутри и снаружи должны иметь антикоррозионное покрытие, устойчивое к воздействию среды. Наружную поверхность открыто прокладываемых труб во всех помещениях окрашивают в соответствии с архитектурными требованиями или отличительным цветом в соответствии с требованиями ГОСТа. Трубы, подвергшиеся значительной коррозии, очищают механическим (вращающиеся ершики, щетки, на вибрационных станках) или химическим способом. Трубы режут на мерные длины на станках или маятниковых дисковых пилах с абразивными армированными кругами.

Гибку труб диаметром 30—60 мм производят на универсальных шинотрубогибах типа УШТМ-2У2. Для гибки труб диаметром до 50 мм применяют также гидравлические трубогибы типа ТГ-2А, а для тонкостенных труб диаметром до 24 мм с толщиной стенки до 1,5 мм — ручной трубогиб типа ТРТ-24. Гибка труб выполняется обжимом на секторах нормализованных радиусов без предварительного подогрева и заполнения песком. Соединение стальных труб, прокладываемых открыто в сухих непыльных помещениях, кроме взрыво-, пожароопасных, а также помещений, в которых возможно попадание в трубы масла, воды или эмульсии, допускается производить раструбами, манжетами или гильзами без уплотнения мест соединения.

Во всех других случаях открытой прокладки труб в помещениях и снаружи, а также во всех случаях скрытой прокладки труб соединения выполняют при помощи муфт на резьбе с уплотнением

лентой ФУМ или пеньковым волокном на сурике. На одном конце соединяемых труб выполняют длинную резьбу (сгон), длина которой должна быть равна длине стандартной муфты плюс высота контргайки. На втором конце соединяемых труб выполняют короткую резьбу. Длина резьбы для труб разного диаметра определяется по установленным нормам.

Тонкостенные стальные трубы соединяют между собой и присоединяют к ответвительным коробкам при помощи муфт с накатной резьбой, а также муфт с раструбом или манжетами (в сухих и влажных помещениях).

Соединения стальных тонкостенных электросварных труб с наружными диаметрами 20, 25 и 32 мм осуществляют с помощью порохового пресса ППСТ муфтой длиной 40 мм, изготовляемой из трубы большего диаметра — соответственно 25, 32 и 40 мм.

Такие соединения, выполненные ударной опрессовкой, удовлетворяют требованиям непрерывности электрической цепи нулевых защитных проводников. Перед опрессовкой концы соединяемых труб и внутренняя поверхность муфты должны быть очищены от грязи, коррозии и краски.

Для протяжки проводов и кабелей в местах их соединения и разветвления устанавливают протяжные и ответвительные коробки и ящики. Пыленепроницаемые и взрывобезопасные коробки (фитинги) изготовляют из чугуна только для резьбового подсоединения одиночных труб. Эти изделия выпускают в проходном, тройниковом и крестообразном исполнениях. Пылеводонепроницаемые коробки имеют уплотненные крышки на болтах, а взрывобезопасные — крышки на болтах или на резьбе.

Для подсоединения электропроводок в стальных трубах к электродвигателям и аппаратам, а также при обходе препятствий часто применяют гибкие металлорукава. Крепление открыто проложенных стальных труб выполняют скобами или хомутами, а пакетов труб — дополнительно накладками. Открыто проложенные трубы укрепляют как на горизонтальных, так и на вертикальных участках на расстояниях, установленных в ПУЭ.

Скрыто проложенные трубы из пола и фундаментов в цехах выводят на высоту 200 мм, при вводе в установленные на полу шкафы и щиты — на 100 мм, а в пульты управления — на 50 мм. Обрезка труб во всех случаях выполняется перпендикулярно оси трубы. Во избежание засорения концы скрыто проложенных труб до затяжки проводок закрывают полиэтиленовыми заглушками. При прокладке стальных труб, используемых в качестве заземляющих и нулевых защитных проводников, обеспечивают непрерывность цепи заземления и надежный

электрический контакт труб между собой, а также с металлическими коробками, корпусами аппаратов и машин. Для этой цели применяют установочные заземляющие (царапающие) гайки или приваривают к трубам в двух-трех точках соединительные муфты, манжеты, гильзы корпуса коробок и т.п.

При установке чугунных муфт и коробок электрический контакт между трубами обеспечивают путем приварки перемычек. В случае применения гибких вводов из металлических рукавов непрерывность цепи заземления достигается установкой муфт с гибкими медными перемычками.

Перед затяжкой проводов в трубы удаляют заглушки на их выводных концах и проверяют отсутствие загрязнения в трубах, при необходимости продувая их сжатым воздухом под давлением 0,5—0,7 кПа. В случаях сильного загрязнения труб через них предварительно протаскивают цепи или ерши. Во избежание повреждения изоляции проводов при протяжке на концы труб устанавливают втулки или оконцеватели. Для облегчения затяжки проводов трубопроводы продувают тальком, а на сложных трассах при протяжке натирают тальком также и провода.

Провода протягивают при помощи стальной проволоки, предварительно введенной в трубы. Перед затяжкой провода выравнивают и прикрепляют к протяжной проволоке. Оплетка протягиваемых проводов должна быть сухой. Провода с влажной оплеткой просушивают воздуходувкой при температуре 40—50 °С.

Затяжку проводов больших сечений осуществляют с помощью ручных или электрифицированных механизмов (лебедок) и приспособлений. Затяжку проводов производят в соответствии с кабельным журналом или чертежами, на которых приведены марки, сечения и количество проводов, прокладываемых в трубах.

При выходе из труб оставляют концы проводов длиной, необходимой для их разводки и подсоединения к зажимам щитов, приборов, аппаратов и машин или соединения проводов между собой.

В вертикально проложенные трубы провода рекомендуется затягивать снизу вверх. Соединения и ответвления проводов, проложенных в трубах, выполняют в коробках и ящиках. ***Соединение проводов непосредственно в трубах запрещается.*** По окончании работ по затяжке проводов, их соединению и проверке их маркируют в соответствии с проектом и кабельным журналом. Зануление и заземление электропроводок выполняют гибкой медной перемычкой от трубы к корпусу или через трубу заземляющими гайками. Вставки из металлорукава соединяют заземляющей перемычкой из троса при помощи муфты ТР (рис. 1.11).

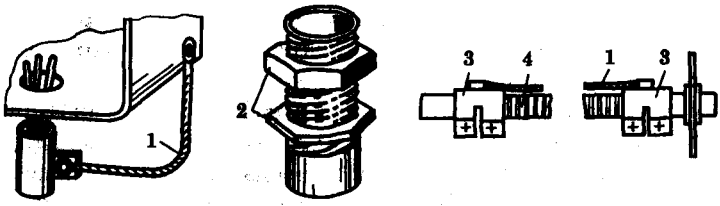



**Рис. 1.11. Зануление (заземление) труб:**
**1 — гибкая перемычка; 2 — заземляющие гайки;**
**3 — муфта типа ТР; 4 — металлорукав**

### 1.1.4. Проверка и испытание трубных проводок

Смонтированные электропроводки осматривают на соответствие проекту. Допущенные отступления от проекта, согласованные с заказчиком и не нарушающие требований ПУЭ, СНиП, ПТБ и ПТЭ, вносят в исполнительные рабочие чертежи. Проверке подлежат: надежность креплений и соединений, наличие зануления, соединения проводов в коробках и с оборудованием.

У электропроводок в трубах испытывают: сопротивление изоляции проводов между собой и между каждым проводом и землей/трубой (норма не менее 0,5 МОм); непрерывность цепи зануления между корпусом электроприемника и нулевой шиной вводного щита. Испытания проводят мегомметром напряжением 1 кВ.

## 1.2. Тросовые электропроводки

### 1.2.1. Конструкция тросовых проводок

Тросовыми называют открытые электропроводки, выполненные изолированными и защищенными проводами и кабелями, подвешенными к стальному тросу, или специальными проводами, которые имеют между тремя или четырьмя свитыми жилами собственный несущий оцинкованный трос [1, 3—5, 7—10]. По сравнению с другими тросовые электропроводки имеют простое и надежное крепление к железобетонным основаниям при ограниченном количестве закладных частей на единицу длины; отличаются простотой демонтажа и переноса линии, возможностью подвески линии на любой отметке и многократного использования проводов, а также всех монтажных деталей. Эти электропроводки могут быть приспособлены к любым условиям среды, включая взрывоопасные зоны.

Линию электропроводки образует стальной несущий трос (или катанка), к которому подвешены изолированные незащищенные или защищенные провода или кабели. Проводки на несущих тросах являются универсальными по способу их подвески: на специальных тросовых подвесках; непосредственно к тросу (струнные подвески); на

подвесных и опорных конструкциях с изоляторами; на рейках, коробах, лотках, трубах и других конструкциях, подвешенных к тросу; на несущем тросе, вмонтированном в провод.

Кроме несущего троса, проводов и кабелей в состав линии тросовой электропроводки входят анкерные, натяжные и поддерживающие устройства, детали крепления провода или кабеля к несущему тросу, ответвительные коробки с деталями крепления к тросу.

Для комплектации электропроводок применяют изделия и детали заводского изготовления, необходимые как для заготовки линий проводки, так и для их монтажа: натяжные муфты стальных тросов (или проволоки разных диаметров) с ходом винта 50, 100 и 300 мм; анкеры концевого крепления стальных канатов (или проволоки) к строительным элементам зданий; зажимы соединения подвесов, растяжек и оттяжек с несущим тросом, в том числе тросовые зажимы, скрепляющие петли на конце стального троса; серьги, крепящие трос к стальным фермам; серию тросовых коробок, ответвительные зажимы в пластмассовом корпусе и др.

В качестве несущего применяют стальной трос диаметром от 3 до 6,5 мм или стальную горячекатаную проволоку (оцинкованную, покрытую полимером или окрашенную) диаметром от 5 до 8 мм. Анкерные и натяжные устройства служат для концевого крепления несущего троса, регулировки натяжения и стрелы провеса. С помощью натяжных анкеров тросы прикрепляют к строительным элементам здания на распорных дюбелях, в обхват балки, фермы и т.д. Натяжение троса обеспечивается натяжными муфтами. Концевое крепление осуществляется также с помощью анкерных болтов, выполненных в виде крюков с удлиненной резьбой. Болты выполняют роль натяжных устройств.

Поддерживающие устройства представляют собой струнные подвески и вертикальные, продольные и поперечные оттяжки, прикрепляемые к нижним поясам ферм, колоннам и перекрытиям. Промежуточные крепления устраивают при больших пролетах и массе монтируемой проводки через каждые 18—24 м, чем уменьшают стрелу провеса и придают всей линии значительную устойчивость и механическую прочность. Для подвесок и оттяжек применяют оцинкованную проволоку диаметром от 2 до 5 мм.

Промежуточные крепления троса также могут быть выполнены непосредственно к балкам, фермам, колоннам и перекрытиям с помощью отдельных деталей — шпилек, серег, дюбелей, закрепляемых в щелях между уголками ферм, плит перекрытия, или обхватных конструкций.

Для удержания троса на промежуточных участках используют трехболтовые тросовые зажимы, с помощью которых концы троса, подвесок и растяжек оконцовывают петлями. Концы проволоки оконцовывают петлями с использованием гильз и обойм.

Основной объем монтажных работ выполняют в МЭЗ вне зоны монтажа, где заготовляют и собирают узлы электропроводок, комплектуют анкерные конструкции, натяжные и поддерживающие устройства. Заготовку узлов тросовых проводок производят по замерам, выполненным на месте монтажа, или рабочим чертежам без предварительных замеров по месту.

При заготовке тросовых проводок без замеров по месту составляют эскиз-заказ по рабочему чертежу. Длину троса определяют по размерам помещения, указанным на чертеже, с соответствующей разбивкой мест установки светильников. В типовом эскизе указывают также вид анкерного крепления, марки проводов и тип светильников. На технологических линиях выполняют заготовку и обработку проводов и крепление к тросу. Незащищенные изолированные провода укрепляют на тросе с помощью подвесок с пластмассовыми клицами на два и четыре провода для промежуточного крепления и с обоймой для подвески светильника до 5 кг.

Ответвление от проводов выполняют в зажимах с пластмассовым корпусом. Расстояние между подвесками составляет 1,5 м по длине троса. Допускается непосредственное крепление изолированных проводов к тросу (для сухих и влажных помещений) поливинилхлоридной перфорированной лентой с кнопками или пряжками через каждые 0,5 м. Защищенные провода и кабели прикрепляют к тросу клицами, стальными полосками с пряжками и пластмассовыми полосками с кнопками (рис. 1.12).

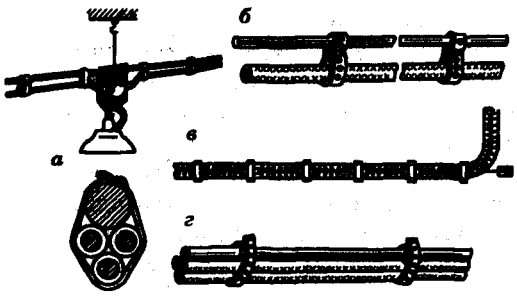



**Рис. 1.12. Способы крепления проводов и кабелей на тросах или струне: *а* — клицами; *б, в* — стальными полосками с пряжками; *г* — пластмассовыми полосками с кнопками**

Ответвления к светильникам и другим электроприемникам выполняют в ответвительных пластмассовых коробках при непосредственном креплении проводов и кабелей к тросу и с помощью ответвительных сжимов в пластмассовом корпусе при креплении проводов на подвесках.

Струнные электропроводки являются разновидностью электропроводок на тросах и отличаются от последних подвеской проводов на натянутой стальной проволоке, закрепляемой вплотную к строительным основаниям (перекрытиям, фермам, балкам, стенам, колоннам и др.). В электропроводках на струнах проще и удобней осуществлять ответвления

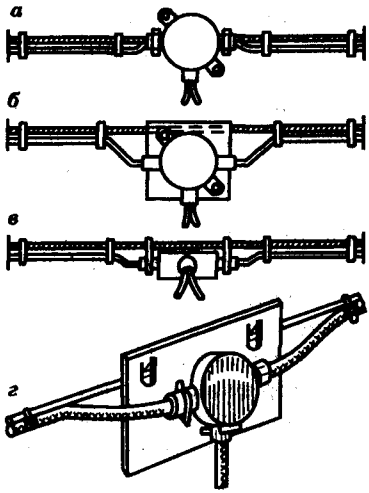



**Рис. 1.13. Способы прикрепления ответвительных коробок к несущему тросу или струне: *а*, *в* — полосками непосредственно на тросе или струне; *б* — на подвесной пластине; *г* — на пластине для безметизного крепления коробок**

к устанавливаемым на стенах щиткам, выключателям и другим аппаратам.

Способы крепления коробок к несущему тросу или струне показаны на рис. 1.13.

Концевые крепления струнных проводок выполняют глухими или с помощью натяжных устройств с одного конца, промежуточные — через 10—15 м с использованием крепежных деталей, предназначенных для установки коробок и светильников. Последние выполняют скользящими для обеспечения постоянного натяжения струны по всей длине. Струнные проводки экономичней тросовых, поскольку требуют меньше металла (диаметр струны 2—4 вместо 6—8 мм при тросовой проводке) и крепежных деталей для промежуточных креплений, а также затрат труда.

Светильники в зависимости от типа, массы, условий транспортировки, отдаленности объекта и других местных условий монтируют либо на технологической линии (без стекла), либо непосредственно на монтажном участке. В этом случае в мастерской только комплектуют светильники и подготавливают места их крепления. Светильники, подвешиваемые к тросу, должны располагаться на одной горизонтали, что достигается изменением длины подвесок. Тросовые проводки размещают вдоль линии расположения светильников или силовых электроприемников. Трос натягивают и закрепляют по торцам к стенкам и подвешивают или жестко прикрепляют через 6—12 м к фермам или балкам в зависимости от длины строительных пролетов, а также частоты размещения светильников и их массы.

Стрелу провеса для пролета в 6 м рекомендуется принимать равной 100—150 мм, а для пролета в 12 м — 200—250 мм. По СНиПу стрела провеса троса в пролетах между креплениями должна составлять от 1/40 до 1/60 длины пролета.

Несущие тросы заземляют в двух точках на концах линии. На линиях с нулевым проводом несущий трос присоединяют к этому проводу гибкой медной перемычкой сечением 2,5 мм, а на линиях с изолированной нейтралью — к шине, соединенной с контуром заземления.

***Не допускается использовать несущий трос в качестве заземляющего проводника.***

Для люминесцентных светильников можно применять электропроводку на тросах с использованием специальных коробов типов КЛ-1 (при однорядной подвеске светильников) и КЛ-2 (при двухрядной подвеске), в которых размещаются провода.

Короба соединяют в секции и подвешивают на одном или двух тросах. Электропроводки на тросах выполняют также с прокладкой изолированных проводов с креплением в пластмассовых клицах и подвеской на тросе силовых и контрольных кабелей.

### 1.2.2. Проводки на собственном несущем тросе

Проводки на собственном несущем тросе (рис. 1.14, *а*) выполняют специальными тросовыми проводами марок АРТ, АВТ-1, АВТС-1 и др., в конструкции которых предусматривается многопроволочный трос, обвитый 2—4 изолированными проводниками.

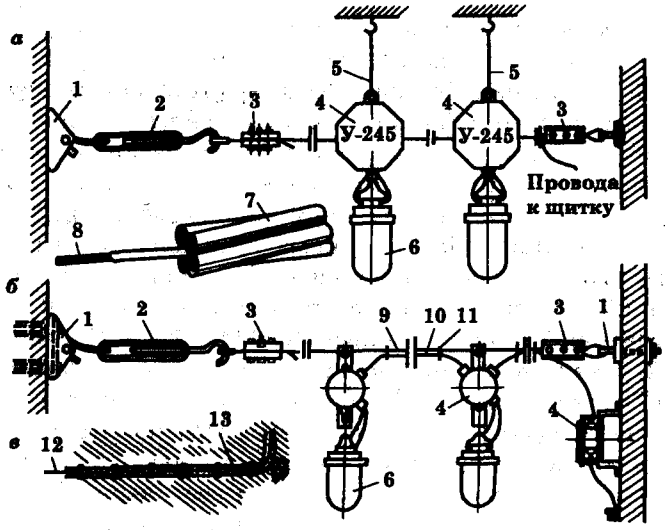



**Рис. 1.14. Виды проводок: *а* — тросовая; *б* — кабельная; *в* — струнная; 1 — анкерное крепление; 2 — натяжная муфта; 3 — тросовый зажим; 4 — ответвительная коробка; 5 — струнная подвеска; 6 — светильник; 7 — провод АРТ; 8 — трос; 9 — несущий трос; 10 — кабель; 11 — крепление кабеля к тросу; 12 — струна; 13 — провод**

Для распознавания одноименных жил в процессе монтажа на изоляции проводов имеется отличительная маркировка в виде полосок.

Наиболее совершенны проводки на тросах со специальными изолированными проводами и несущим тросом марок АРТ и АВТ (табл. 1.6).

Таблица 1.6

**Проводки на тросах проводами марок АРТ и АВТ**

| Марка | Характеристика | Прокладка |
|---|---|---|
| АРТ | С алюминиевыми жилами, резиновой изоляцией, несущим тросом | Внутри помещений в сетях до 660 В |
| АВТ-1 | С алюминиевыми жилами, утолщенной изоляцией из поливинилхлоридного пластиката, несущим тросом | Наружная (для ввода в жилые дома и хозяйственные постройки) в сетях 380 В в I и II районах по гололеду |
| АВТ-2 | То же, с усиленным несущим тросом | То же, в III и IV районах по гололеду |
| АВТС-1 | С алюминиевыми жилами, изоляцией из поливинилхлоридного пластиката, несущим тросом (для сельского хозяйства) | Внутри помещений (в том числе животноводческих) в сетях 380 В |
| АВТС-2 | То же, с усиленным несущим тросом | |

Монтаж электропроводок проводами АРТ имеет некоторые особенности. Тросовые провода АРТ применяются для прокладки внутри помещений в сетях напряжением 660 В промышленных электроустановок и представляют собой алюминиевые жилы с резиновой изоляцией, скрученные вокруг изолированного оцинкованного троса. Провода изготовляют двух-, трех- и четырехжильными сечением от 2,5 до 35 м$^2$. Жилы проводов имеют отличительную маркировку в виде полосок на поверхности изоляции. Для наружных прокладок (вводы в здания) выпускают тросовые провода марки АВТ с утолщенной поливинилхлоридной изоляцией, для сельского хозяйства — марки АВТС. Цифровые обозначения 1 и 2 в марке проводов (АВТ-1 и АВТ-2 или АВТС-1 и АВТС-2) означают наличие во вторых усиленного несущего троса. Провод АРТ соответствует требованиям индустриального монтажа.

Для электроустановок, выполняемых этим проводом, выпускают специальные коробки, предназначенные не только для соединения и ответвления, но и для подвески провода и светильников. Внутри коробки имеется устройство для закрепления троса. Ответвление осуществляется в ответвительных сжимах (рис. 1.15) с пластмассовым корпусом без разрезания фазных и нулевого проводов. Внутри коробки находится скоба с планкой для закрепления на тросе; выступающие из коробки концы скобы имеют отверстия для закрепления коробки на вертикальной подвеске и подвески светильника.

Зануление троса провода АРТ выполняют гибкой перемычкой из медного провода ПГВ сечением 2,5 мм$^2$, соединяемой с нулевым проводом (внутри коробки) и тросом (снаружи коробки) ответвительными сжимами. Трос должен быть заземлен у концов линии не менее чем в

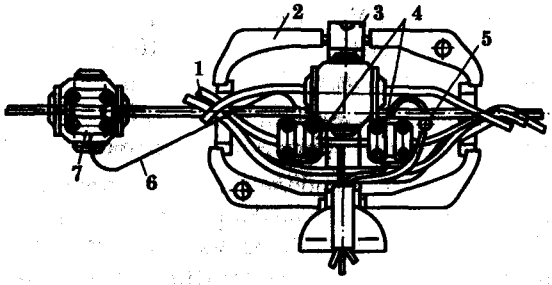



**Рис. 1.15. Устройство ответвления тросовой проводки проводом АРТ: 1 — провод АРТ; 2 — тросовая коробка У-245; 3 — скоба; 4, 7 — ответвительные сжимы; 5 — винт зануления; 6 — гибкая перемычка**

двух местах. Можно выполнить заземление троса подсоединением свободного конца петли или гибкой стальной перемычкой ПГС-35, привариваемой к шине заземления. На нулевом проводе внутри коробки устанавливают ответвительный зажим, которым выполняют ее зануление, для чего петлей под винт коробки заводят провод зануления светильника и фиксируют шайбой-звездочкой.

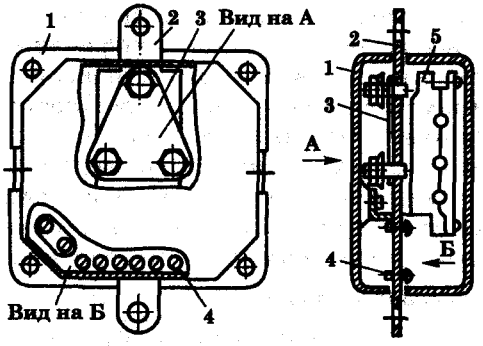



**Рис. 1.16. Ответвительные тросовые коробки типа У-230: 1 — корпус; 2 — скоба для подвешивания коробки и светильника; 3 — анкер с тремя шпильками; 4 — зажим для заземления; 5 — пластмассовый набор зажимов**

Тросовые провода выпускают с двумя, тремя и четырьмя токопроводящими жилами сечением 2,5—25 мм². Для электропроводок с несущим тросом сечения (4×4—4×10) м² используют ответвительные коробки типа У-230 (рис. 1.16), состоящие из двух разъемных половин, соединяемых винтами, что позволяет с помощью зажимов устанавливать пластмассовые коробки на провод, не разрезая его.

Коробка содержит анкерное устройство с тремя приваренными шпильками, обеспечивающее при натяжении тросовой линии петлю запаса троса и проводов; зажим для присоединения нейтрального провода и шесть контактных винтов для присоединения заземляющих (зануляющих) проводников, идущих на ответвления к светильникам. Таким образом, к коробке У-230 может быть присоединено до трех светильников.

Электропроводки на тросах можно выполнять изолированными проводами или кабелями, подвешенными на отдельном тросе или проволоке. При этом для устройства ответвлений применяют ответвительные коробки типов У-245, У-246. Несущий трос (или проволока) может проходить как внутри, так и снаружи коробки с креплением к

ней специальной скобой. Коробки типа У-245 используют и для проводов с несущим тросом марок АРТ и АВТ сечением до 10 мм², а коробки типа У-246 — для проводов сечением до 25 мм².

### 1.2.3. Проводки с креплением проводов и кабелей непосредственно к натянутому тросу или проволоке

Проводки с креплением проводов и кабелей непосредственно к натянутому тросу или проволоке выполняют незащищенными проводами марок АПВ, АПРВ, ПВ и др., а также кабелями марок АВРГ, АВВГ, ВРГ и др. Их разновидностью являются струнные проводки. Струну изготавливают из стальной проволоки диаметром 2—4 мм.

Струнные проводки применяют для монтажа проводов по железобетонным стенам, балкам и иным конструкциям, где крепление проводок другими способами затруднено.

При прокладке кабелей на тросах их оболочки (свинцовые или алюминиевые) соединяют в общую цепь перемычками из гибкого медного провода сечением не менее 2,5 мм². Перемычки закрепляют на кабелях бандажом из стальной или медной проволоки, припаивают к оболочкам и присоединяют к металлоконструкциям, на которых подвешены кабели, а также к корпусам ответвительных коробок.

Стальные лотки и короба, подвешиваемые на тросах, соединяют между собой болтами и с контуром заземления цеха не менее чем в двух местах. Если лотки и короба используют в качестве заземляющих проводников, то в местах болтового соединения их приваривают в двух-трех точках.

### 1.2.4. Технология монтажа тросовых проводок

При больших объемах работ по монтажу тросовых проводок организуют их централизованное изготовление на технологических линиях. В этих целях составляют замерочные эскизы (рис. 1.17) с указанием марки, площади сечения и числа жил проводов или кабелей; общей длины и размеров отдельных участков проводок; марки и диаметра несущего троса; способов закрепления проводов к тросу; типов концевых анкерных креплений, промежуточных подвесов и другие сведения.

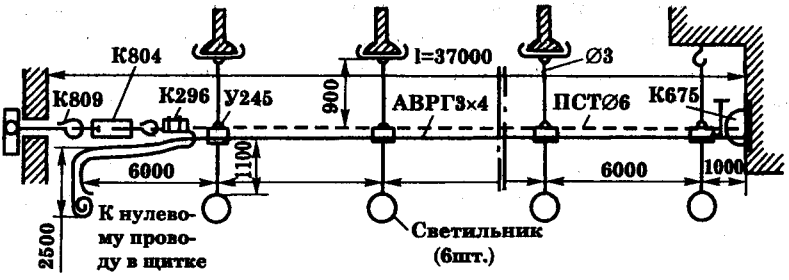



**Рис. 1.17. Пример замерочного эскиза осветительной тросовой электропроводки**

В условиях электромонтажного участка заготовку тросовых проводок организуют в мастерской, оснащенной инструментом и приспособлениями для работы. Отрезок или часть несущего троса приспособлениями натягивают между противоположными стенами на высоте 1,2—1,5 м. На верстаке при помощи механизмов для резки, зачистки и оконцевания проводов и тросов по замерочному эскизу нарезают отрезки проводов и кабелей. Предварительно подготовленные провода и материалы укладывает на передвижной монтажный столик, расположенный под тросом. Электромонтер, перемещаясь со столиком вдоль троса, собирает проводку в соответствии с эскизом. По мере готовности проводку наматывают на барабан и доставляют на объект.

Монтаж тросовых проводок выполняют в две стадии.

На *первой стадии* по фактическим замерам на объекте составляют замерочные эскизы и выдают задания на заготовку проводок. В зависимости от условий и сложности монтажа проводки выполняют полностью с установкой ответвительных коробок и светильников (без стекла) или секциями со светильниками или без них.

В качестве несущего троса рекомендуют использовать многопроволочный оцинкованный трос диаметром 3—6 мм. Допускается использовать оцинкованную, а также горячекатаную проволоку (катанку) диаметром 5—8 мм, спрессованную слоем поливинилхлорида или защищенную другим антикоррозийным покрытием. Материал и диаметр несущего троса выбирают в соответствии с проектом.

Концевое крепление троса к строительным основаниям называют анкерным, оно воспринимает усилие натяжения троса. Анкерные крепления различают по конструкции: болтовой анкер с крюком; анкеры для крепления дюбелями или приваривании; анкер для крепления к металлическим фермам и др. Конструкцию анкера выбирают в зависимости от строительного основания. Соединение несущего троса с анкером выполняют через натяжную муфту, которая предназначена для натяжения и регулирования стрелы провеса троса. В качестве натяжной муфты можно использовать болтовой анкер с удлиненной резьбой.

Трос закрепляют на крюке муфты или анкера болтовым зажимом при помощи коуша, а проволоку — стальной обоймой или закручиванием. На конце троса или проволоки устанавливают заземляющий наконечник для присоединения нулевого защитного проводника (рис. 1.18). Крепление проводов и кабелей к тросу выполняют стальными полосками с пряжками или пластмассовыми перфорированными лентами (рис. 1.19).

Расстояние между креплениями должно быть не более 500 мм. Кабели и провода на тросе и в местах их перехода с троса на конструкции зданий должны быть разгружены от механических усилий.

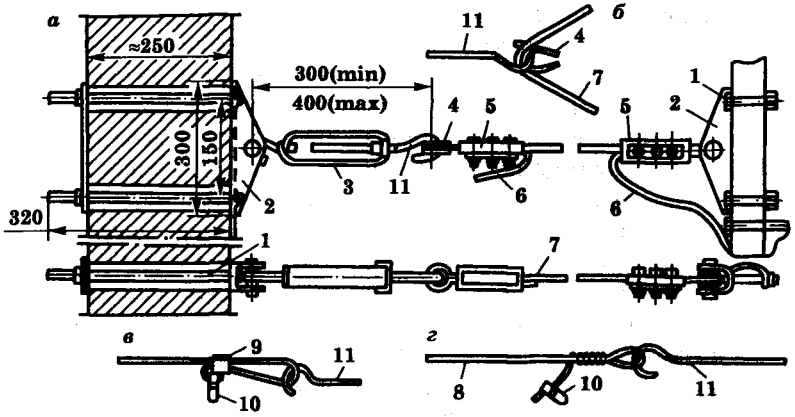



**Рис. 1.18. Технология крепления анкеров и тросов:**
***а* — технология крепления анкеров к строительным конструкциям;**
***б* — технология установки коуша; *в* — технология крепления проволоки к крюку муфты при помощи обоймы; *г* — то же, при помощи скрутки; 1 — шпильки; 2 — анкер К-300; 3 — натяжная муфта К-679; 4 — коуш; 5 — болтовой зажим; 6 — конец троса для зануления; 7 — трос; 8 — проволока; 9 — обойма; 10 — наконечник для зануления; 11 — крюк с резьбой муфты 3**

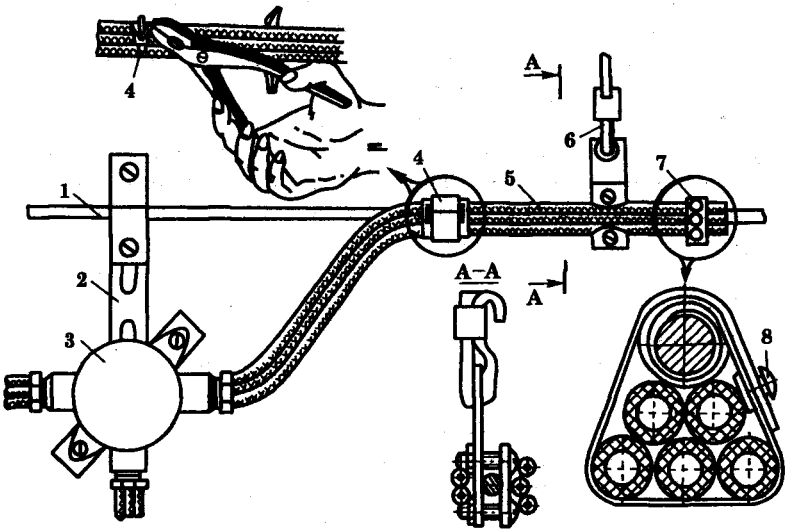



**Рис. 1.19. Технология крепления проводов и коробок к тросу:**
**1 — трос; 2 — монтажная полоса; 3 — ответвительная коробка; 4 — пряжка; 5 — провода; 6 — тросодержатель; 7 — пластмассовая лента; 8 — кнопка**

Ответвительные коробки для присоединения светильников к проводам и кабелям крепят к монтажной полосе или пластине, которые подвешивают на трос. Можно прикреплять коробки при помощи скоб непосредственно к тросу. Для ответвления от тросовых проводов устанавливают специальные тросовые коробки типа У-245. Ответвление проводов в коробке выполняют только ответвительными сжимами без разрезания провода. Светильники подвешивают к пластинам или коробкам на подвесах. ***Подвешивать светильники на проводах не допускается.***

На *второй стадии* монтажа заготовленные в мастерских секции проводок доставляют на объект, раскатывают на полу вдоль линии расположения светильников и временно подвешивают на подставках высотой 1,2—1,5 м для осмотра проводки, выпрямления проводов и подключения светильников. Подготовленную проводку поднимают, одним концом крепят к анкерной конструкции, натягивают вручную или полиспастом и прикрепляют второй конец к противоположному анкеру.

В сетях с глухозаземленной нейтралью несущий трос зануляют в двух точках на концах линий — соединением троса и нулевого провода гибкой перемычкой. Затем полиспастом или лебедкой окончательно натягивают трос. Стрела провеса троса, контролируемая динамометром или прямым замером (визированием), должна быть в пределах 1/40—1/60 длины пролета (для пролетов 6 м рекомендуют стрелу 100—150 мм, 12 м — 200—250 мм). Стрелу провеса регулируют натяжными муфтами.

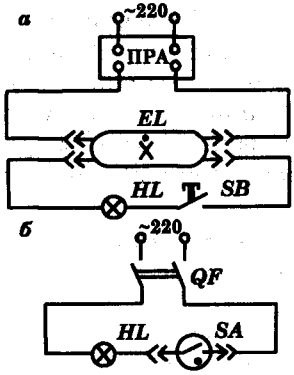



**Рис. 1.20. Электрические схемы стендов для проверки люминесцентных ламп и пускорегулирующей аппаратуры (*а*), ламп накаливания и стартеров (*б*): *HL* — лампа накаливания; *SB* — кнопка; *SA* — стартер; *QF* — выключатель**

### 1.2.5. Проверка и испытание тросовых проводок

Электропроводки на тросах и струнах после окончания монтажа, а также в процессе эксплуатации в установленные сроки проверяют путем измерения *сопротивления изоляции* проводов и кабелей мегомметром на 1 кВ при снятых плавких вставках предохранителей, вывинченных лампах в светильниках и отключенных других электроприемниках. Сопротивление изоляции должно быть *не менее 0,5 МОм*.

Проверяют также наличие металлической связи в цепи заземления (зануления). Затем элементы светильников испытывают на стендах (рис. 1.20). После установки ламп и защитных стекол электропроводки опробуют под напряжением на световой эффект.

## 2. МОНТАЖ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 10 кВ

### 2.1. Классификация и область применения кабельных муфт и заделок

При монтаже кабельных линий возникает необходимость как соединения кабелей между собой (для чего применяют соединительные и ответвительные муфты), так и подсоединения их к различным электрическим аппаратам и устройствам (для чего применяют концевые заделки и муфты) [4, 6, 7, 11—15]. Для выполнения муфт и заделок сначала производится ступенчатая разделка кабеля. Технология выполнения разделки кабеля зависит от назначения муфты или заделки, ее материала и номинального напряжения, при котором она должна применяться.

В маркировку муфт и заделок входят буквенные и цифровые символы. Первой в обозначении ставится буква, определяющая назначение муфты (заделки): С — муфта соединительная; О — муфта ответвительная; Ст — муфта стопорная; СП — муфта переходная; КВ — муфта концевая внутренней установки; КН — муфта концевая наружной установки.

Затем следует буква, обозначающая материал муфты: Ч — чугун; С — свинец; А — алюминий; Э — эпоксидный компаунд; Б — стальная воронка, заливаемая битумным составом.

После обозначения материала ставятся буквы, определяющие различные характеристики муфт и заделок: ТВ — с термоусаживаемыми поливинилхлоридными трубками; Н — с трубками из найритовой резины; Т — с трехслойными трубками; З (в сочетании Рз) — с заполнением изоляционным составом; (в сочетании сл) — с подмоткой из самоклеящихся лент; В — с корпусом, имеющим продольный разъем в вертикальной плоскости; С — отливаемая в съемной форме; О — овальной формы; К — круглой формы.

Если перед обозначением исполнения муфты (заделки) ставится буква П, то это означает, что муфта предназначена для кабелей с пластмассовой изоляцией.

**Кабельная муфта** — устройство, предназначенное для соединения, ответвления кабелей и присоединения их к электроаппаратам или воздушным линиям электропередачи.

**Соединительная кабельная муфта** — устройство, предназначенное для соединения кабелей.

**Переходная муфта** — специальная соединительная муфта при соединении кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией.

**Стопорная кабельная муфта** — специальная соединительная муфта, предназначенная для соединения кабелей и предотвращения стекания кабельной массы при прокладке кабелей на наклонных трассах.

**Ответвительная кабельная муфта** — специальная муфта, предназначенная для присоединения ответвительного кабеля к магистральной кабельной линии.

**Концевая кабельная муфта** — устройство, предназначенное для присоединения кабелей к электроаппаратам наружной и внутренней установки или воздушным линиям электропередачи.

**Концевая кабельная заделка** — устройство, предназначенное для присоединения кабелей к электроаппаратам внутренней установки.

Выбор марок муфт для различных условий эксплуатации определяется Технической документацией на муфты для силовых кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией до 35 кВ [14], а также дополнениями к ней и другими инструктивными документами, утвержденными в установленном порядке. Обозначения применяемых при монтаже и ремонте кабельных муфт и заделок, а также защитных кожухов для кабельных линий напряжением до 10 кВ приведены ниже.

**Соединительные муфты для кабелей с бумажной изоляцией:** СЧ — соединительная чугунная муфта до 1 кВ; СЧм — то же, малогабаритная до 1 кВ; ОЧт — ответвительная чугунная Т-образная муфта до 1 кВ для ответвления кабеля под углом 90°; ОЧу — то же, У-образная муфта для ответвления кабелей до 1 кВ под углом 30°; ОЧк — то же, крестообразная муфта для ответвления двух кабелей до 1 кВ; СЭс — соединительная эпоксидная муфта до 1 кВ, отливаемая в съемной пластмассовой или металлической форме; СЭ — соединительная эпоксидная муфта на 1, 6 и 10 кВ с корпусом, имеющим поперечный разъем; СЭв — то же, с корпусом, имеющим продольный разъем в вертикальной плоскости; СС — соединительная свинцовая муфта 6—10 кВ с подмоткой из бумажных роликов и рулонов; ССсл — то же, с подмоткой из самоклеящихся лент.

**Соединительные муфты для кабелей с пластмассовой изоляцией:** ПСсл — соединительная муфта из самоклеящихся лент для кабелей до 10 кВ при прокладке в земле или в кабельных сооружениях; ПСОсл — соединительная однофазная муфта на 10 кВ из самоклеящихся лент при прокладке в земле или в кабельных сооружениях; ПОЭт — ответвительная эпоксидная муфта Т-образной формы до 1 кВ.

**Переходные соединительные муфты:** СПЧсл — переходная чугунная муфта с подмоткой из самоклеящихся лент для соединения кабелей с пластмассовой и бумажной изоляцией до 1 кВ; СПСсл — переходная свинцовая муфта на 6 и 10 кВ с подмоткой из самоклеящихся лент для соединения кабелей с пластмассовой и бумажной изоляцией.

**Концевые муфты наружной установки для кабелей с бумажной изоляцией:** КНА — концевая муфта наружной установки

на 6—10 кВ с алюминиевым корпусом; КНЧ — то же, с чугунным корпусом; КНСт — то же, со стальным корпусом; КМА — концевая мачтовая муфта наружной установку на 6—10 кВ с алюминиевым корпусом; КМЧ — то же, с чугунным корпусом; 3КМЧ — концевые мачтовые муфты на 1 кВ с чугунным корпусом; 4МКЧ — для трех- и четырехжильных кабелей; КНЭ — концевая эпоксидная муфта наружной установки на 1, 6 и 10 кВ.

**Концевые заделки внутренней установки для кабелей с пластмассовой изоляцией:** СПКВ — концевая заделка внутренней установки с подмотками из липких пластмассовых или самоклеящихся лент на 1, 3, 6 и 10 кВ для сухих и влажных помещений; ПКВТн — концевая заделка внутренней установки с термоусаживаемой полиэтиленовой перчаткой до 1 кВ; ПКВЭ — концевая заделка внутренней установки с эпоксидным корпусом на 1, 3, 6 и 10 кВ в сырых и особо сырых помещениях; ПКВЭО — концевая заделка внутренней установки на 1, 3 и 10 кВ с эпоксидным корпусом однофазная для сырых и особо сырых помещений.

**Защитные кожухи для соединительных муфт на 6—10 кВ:** КСРб — кожух стальной с разъемом на болтовых соединениях для защиты соединительных эпоксидных и свинцовых муфт в кабельных сооружениях; КСРш — то же, с шарнирным разъемом; КСН — кожух стальной неразъемный для защиты соединительных эпоксидных и свинцовых муфт в кабельных сооружениях; КзЧ — кожух подземный защитный чугунный негерметичного исполнения для свинцовых соединительных муфт; КзЧг — то же, герметичного исполнения; КзП — кожух защитный подземный пластмассовый (из стеклопластика) для соединительных свинцовых муфт; Кв — кожух защитный подводный для соединительных муфт.

## 2.2. Испытание бумажной изоляции кабеля на отсутствие влаги

Бумажную изоляцию кабелей перед монтажом муфт обязательно проверяют на отсутствие влаги. Испытания проводят на каждом конце разделываемого кабеля: проверяют ленты, прилегающие к свинцовой или алюминиевой оболочке и жилам кабеля. Кроме того, проверяют наличие влаги на проволоках многопроволочных жил.

Бумажные ленты погружают в нагретый до 150 °С парафин. Признаком наличия влаги являются потрескивание и выделение пены. Ленты для проверки берут с помощью чистого и сухого пинцета во избежание увлажнения их и искажения результатов испытаний. Проверка бумажных лент на отсутствие влаги при помощи зажженной спички не допускается, так как может привести к ошибочным результатам.

При обнаружении увлажненной бумажной изоляции от конца кабеля отрезают участки длиной 250—300 мм и производят повторную проверку. Операцию повторяют до получения положительного результата.

## 2.3. Технология разделки силового кабеля с бумажной изоляцией на напряжение до 10 кВ

Для производства работ необходимо наличие следующих материалов и инструментов: ножовки-бронерезки, монтерского ножа, плоскогубцев, складного метра, напильника, ключа для снятия гофрированной оболочки, суровых нитей, набора заземляющих проводов, оцинкованной стальной проволоки диаметром 1—1,5 мм, стальной проволоки диаметром 2 мм.

Разделку в зависимости от ее назначения (для соединительных муфт или для концевых заделок) следует производить в соответствии с рис. 2.1. При наличии у кабеля гофрированной алюминиевой оболочки, ее удаляют с помощью ключа. Размеры разделки кабелей приведены в табл. 2.1 и 2.2.

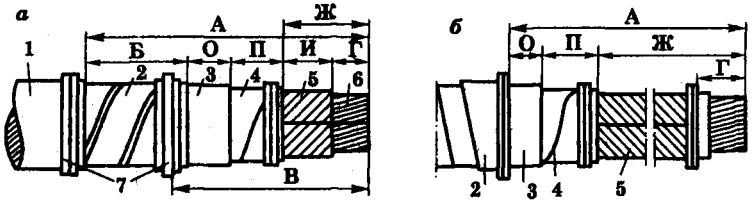



**Рис. 2.1. Разделка конца трехжильного кабеля с поясной бумажной изоляцией (*а*) и с бумажной изоляцией для монтажа концевых заделок (*б*); 1 — наружный покров, 2 — броня, 3 — свинцовая или алюминиевая оболочка, 4 — поясная изоляция, 5 — изоляция жил, 6 — жилы кабеля, 7 — проволочные бандажи**

Таблица 2.1

**Разделка кабелей с бумажной изоляцией до 10 кВ при монтаже соединительных и ответвительных муфт**

| Маркоразмер муфты | Размер разделки, мм (рис. 2.1, *а*) | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | А | Б | О | П | Ж | В |
| СС-60 | 330 | 60 | 70 | 25 | 175 | 270 |
| СС-70 | 345 | 60 | 70 | 25 | 190 | 285 |
| СС-80 | 370 | 60 | 70 | 25 | 215 | 310 |
| СС-90 | 380 | 60 | 70 | 25 | 225 | 320 |
| СС-100 | 405 | 60 | 70 | 25 | 250 | 345 |
| СС-110 | 450 | 60 | 70 | 25 | 294 | 390 |

Таблица 2.2

**Разделка кабелей до 10 кВ при монтаже концевых муфт и заделок внутренней установки**

| Маркоразмер муфты или заделки | Размеры, мм (рис. 2.1, *б*) | | |
|---|---|---|---|
| | А | О | П |
| КВЭ 3х35-6, КВЭ 3х310, КВЕт 3х35-6 | Ж+55 | 35 | 20 |
| КВЭт 3х35-10, КВЭ 3х70-10, КВЭт 3х70-10 | Ж+70 | 50 | 20 |
| КВР-1, КВР-4 | Ж+90 | 60 | 20 |

Размер Г определяется способом соединения жил ($Ж = И + Г$). Для муфт, расположенных внутри здания, $Б = О$ и $А \neq В$.

В табл. 2.2 размер Ж (длину разделанных жил) определяют в зависимости от условий присоединения кабеля. Он не должен быть менее 150 мм при $U = 1$ кВ, 250 мм при $U = 6$ кВ и 400 мм при $U = 10$ кВ. Размер Г следует принимать равным 30 мм (определяется выбранным способом оконцевания жил). Работу следует выполнять в соответствии с технологической картой (табл. 2.3) и рис. 2.1, *а* или *б*.

Таблица 2.3

**Технологическая карта разделки кабеля с бумажной изоляцией**

| Операция | Способ выполнения |
|---|---|
| 1 | 2 |
| Снятие брони из стальных лент | На расстоянии А от конца кабеля накладывают бандаж из проволоки и = 2 мм. Джутовый покров разматывают от конца кабеля до бандажа и не срезают, а оставляют для последующей защиты ступени брони от коррозии |
| То же | На расстоянии Б от первого бандажа накладывают второй бандаж из такой же проволоки. Бронеленты надрезают по кромке второго бандажа, затем разматывают и удаляют |
| Удаление подушки | Ленты подушки разматывают и удаляют. Битумный состав тщательно смывают. При этом допускается нагрев подушки беглым огнем |
| Надрезание оболочки | На расстоянии О от среза брони выполняют первый кольцевой надрез, а на расстоянии П+5 от первого — второй. Надрезы делают осторожно, на половину толщины оболочки |
| Снятие свинцовой оболочки | От второго кольцевого надреза до конца кабеля выполняют два продольных надреза на расстоянии 10 мм друг от друга. Полоску между надрезами удаляют до второго кольцевого надреза и снимают оболочку |
| Снятие гладкой алюминиевой оболочки | От второго кольцевого надреза до конца кабеля выполняют надрез по винтовой линии, установив резец ножа под углом 45° к оси кабеля. С помощью плоскогубцев удаляют оболочку |

Продолжение табл. 2.3

| 1 | 2 |
|---|---|
| Снятие гофрированной алюминиевой оболочки | Оболочку надрезают на расстоянии 10—15 мм у выступа гофра, отгибают надрезанную часть на шаг и надрывают ее на 25—130 мм; закрепляют полоску оболочки в прорези ключа (рис. 2.2) и, поворачивая последний по часовой стрелке, наматывают на него полоску оболочки до проволочного бандажа |
| Удаление поясной изоляции | Разматывают ленты полупроводящей (черной) бумаги и поясной изоляции и обрывают их у края оболочки |
| Изгибание жил | Жилы немного разводят в стороны и изгибают по шаблону. Без шаблона жилы изгибают постепенным передвижением обеих рук по жиле, не допуская крутых переходов и повреждения бумажной изоляции. Радиус изгиба должен быть не менее 10-кратного диаметра жилы или высоты ее сектора |
| Снятие бумажной изоляции | Снимают изоляцию жил на участке, длину которого определяют способом оконцевания или соединения; предварительно у места среза на изоляцию накладывают бандаж из двух-трех витков суровых ниток. Затем производят оконцевание или соединение жил |
| Удаление оболочки над ступенью поясной изоляции | Надрезают и снимают участок алюминиевой или свинцовой оболочки между двумя кольцевыми надрезами. Оставшиеся торцы оболочки обрабатывают, удаляя острые края и заусенцы |
| Оформление ступени поясной изоляции | На расстоянии П от среза оболочки накладывают бандаж из суровых ниток и обрабатывают ленты поясной изоляции до бандажа |
| То же, полупроводящей бумаги | Оставшийся на кабеле поясок полупроводящей бумаги длиной 5 мм закрепляют на конце бандажом из двух витков суровых ниток |
| Разбортовка конца свинцовой оболочки | При отсутствии под свинцовой оболочкой полупроводящей бумаги оболочку отгибают равномерно по всей окружности с помощью разбортовки |
| Выбор сечения медного многопроволочного проводника | Сечение провода заземления для кабелей сечением жил до 10 мм$^2$ должно быть 6 мм$^2$; 16—25 мм$^2$ — 10; 50—120 мм$^2$ — 16; 150—240 мм$^2$ — 25 мм$^2$ |
| Выбор длины провода заземления при соединительных муфтах | Длина провода заземления должна обеспечить его последовательное присоединение к оболочкам (экранам), броне и металлическим корпусам муфт |
| То же, при концевых муфтах и заделках | То же, но свободный конец провода заземления должен служить для присоединения к опорной конструкции муфты (заделки) или к сети заземления |

Окончание табл. 2.3

| 1 | 2 |
|---|---|
| Присоединение провода заземления к оболочке (экрану) кабеля | Провод заземления закрепляют на оболочке бандажом из оцинкованной стальной проволоки диаметром 1—1,5 мм и припаивают припоем ПОС-40. Место пайки предварительно очищают и облуживают свинцовую оболочку припоем ПОС-40, а алюминиевую — припоем А |
| То же, но к броне кабеля | Присоединяют при ленточной броне к обеим бронелентам, при проволочной — ко всем проволокам бандажом из проволоки, а затем пайкой. Предварительно место пайки очищают и облуживают |
| То же, но к болту заземления муфты или опорной конструкции | Провод заземления оконцовывают наконечником путем сварки, пайки или опрессовки |

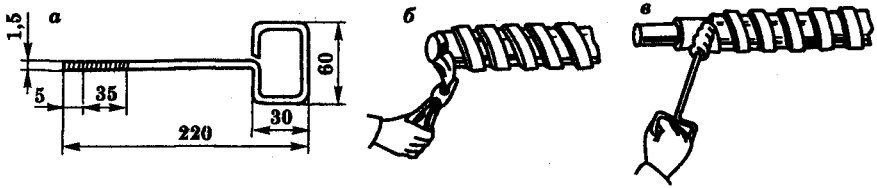



**Рис. 2.2. Удаление гофрированной алюминиевой оболочки с помощью ключа: *а* — ключ; *б* — отгибание оболочки плоскогубцами; *в* — навертывание оболочки на ключ**

## 2.4. Силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена

Кабели среднего (6—35 кВ) и высокого (110—220 кВ) напряжения с изоляцией из сшитого полиэтилена (российское обозначение — СПЭ, английское — XLPE, немецкое — VPE, шведское — PEX) благодаря своей конструкции, современной технологии изготовления и совершенным материалам обладают наилучшими электрическими и механическими свойствами и самым длительным сроком службы среди других типов кабелей, выпускаемых серийно. Срок службы кабеля 110 кВ без пробоев составляет как минимум 50 лет. По пропускной способности эти кабели значительно превосходят кабели с бумажной и маслонаполненной изоляцией: по международным стандартам кабель рассчитан на работу в длительно-допустимом режиме при температуре жилы 90 °С, а в послеаварийном режиме и при более высокой температуре, в то время как бумажно-масляные кабели допускают нагрев лишь до 70 °С.

Одним из достоинств кабеля с СПЭ-изоляцией является его экологическая безопасность. Отсутствие жидких включений обеспечивает сохранение чистоты окружающей среды, что позволяет прокладывать кабель на любых объектах и эксплуатировать кабельные линии практически без обслуживания.

Благодаря преимущественно одножильной конструкции, кабель значительно легче прокладывать и монтировать даже в самых тяжелых условиях. Прокладка кабеля может вестись при температуре до –20 °С.

Сшитый полиэтилен идеально подходит для изоляции высоковольтных кабелей. По современной технологии процесс вулканизации (сшивки) полиэтиленовой изоляции производится химическим способом в среде нейтрального газа при давлении 8—9 атмосфер и температуре 285—400 °С. В результате химической реакции изменяется молекулярная структура полиэтилена, и образуются новые межмолекулярные связи, что приводит к изменению электрических и механических свойств вещества. Необходимо подчеркнуть, что изоляция и электропроводящие экраны накладываются в процессе тройной экструзии, после чего происходит одновременная сшивка всех трех слоев. Такая технология обеспечивает хорошую адгезию между экранами и изоляцией, а также отсутствие газовых включений в изоляции и на границе с экранами.

При высокой температуре сшивка происходит равномерно по всей толщине изоляции, что невозможно обеспечить при использовании альтернативной силановой сшивки, которая не предполагает применения высоких температур и давления.

Преимущества усовершенствованной конструкции и современной технологии производства кабелей с СПЭ-изоляцией обусловили его повсеместное применение в развитых странах и заметное сокращение использования других типов кабеля.

**Кабели с СПЭ-изоляцией напряжением 6—35 кВ.**

Таблица 2.4

**Сравнительные характеристики**

| | Кабель с СПЭ-изоляцией 6—35 кВ | Кабель с бумажной изоляцией | |
|---|---|---|---|
| | | 10 кВ | 20—35 кВ |
| Длительно-допустимая температура, °С | 90 | 70 | 65 |
| Допустимый нагрев в аварийном режиме, °С | 130 | 90 | 65 |
| Предельно-допустимая температура при протекании тока КЗ, °С | 250 | 200 | 130 |
| Температура при прокладке без предварительного подогрева, не ниже, °С | –20 | 0 | 0 |
| Относительная диэлектрическая проницаемость при 20 °С | 2,4 | 4,0 | 4,0 |
| Коэффициент диэлектрических потерь tgδ при 20 °С | 0,001 | 0,008 | 0,008 |
| Разница уровней на трассе прокладки, м | не ограничено | 15 | 15 |

*Основными преимуществами кабеля с СПЭ-изоляцией являются:*

— большая пропускная способность за счет увеличения допустимой температуры жилы (допустимые токи нагрузки в зависимости от условий прокладки на 15—30% больше, чем у кабеля с бумажной изоляцией);

— высокий ток термической устойчивости при коротком замыкании, что особенно важно, когда сечение кабеля выбрано только на основании номинального тока короткого замыкания;

— низкий вес, меньший диаметр и радиус изгиба, что обеспечивает легкость прокладки кабеля как в кабельных сооружениях, так и в земле на сложных трассах;

— возможность вести прокладку кабеля при температуре до –20 °С без предварительного подогрева, благодаря использованию полимерных материалов для изоляции и оболочки;

— низкая удельная повреждаемость (практика применения кабеля с СПЭ-изоляцией показывает, что она как минимум на 1—2 порядка ниже, чем у кабеля с бумажно-пропитанной изоляцией);

— отсутствие каких-либо жидких компонентов (масел), благодаря которому уменьшается время и снижается стоимость прокладки и монтажа;

— однофазная конструкция, позволяющая изготавливать кабель с жилой сечением до 800 мм$^2$, оптимальным для передачи большой мощности;

— большие строительные длины — до 2000—4000 м.

Учитывая также, что основным видом повреждений на одножильном кабеле является однофазное замыкание, можно утверждать, что затраты на ремонт значительно сокращаются.

Твердая изоляция дает огромные преимущества при прокладке на местности с большими наклонами, возвышенностями и на пересеченной местности, т.е. на трассах с большой разницей уровней, в вертикальных и наклонных коллекторах.

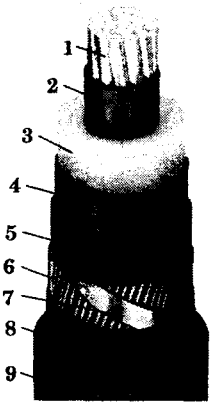



**Рис. 2.3. Кабель с СПЭ-изоляцией**

**Кабель напряжением 6, 10, 15, 20 и 35 кВ.**

**Конструкция.** Кабель с СПЭ-изоляцией напряжением 6, 10, 15, 20 и 35 кВ состоит из круглой медной или алюминиевой многопроволочной жилы 1, полупроводящего слоя по жиле 2, изоляции из сшитого полиэтилена 3, электропроводящего слоя по изоляции 4, электропроводящей ленты 5, экрана из медных проволок и медной ленты 6 и 7, разделительного слоя 8, полиэтиленовой оболочки из полиэтилена повышенной твердости или из ПВХ пластиката пониженной горючести с пониженным дымо- и газовыделением или из безгалогеновой композиции полиэтилена 9.

Для обеспечения продольной герметизации экрана, вместо электропроводящей ленты может использоваться водоблокирующая электропроводящая лента, а вместо разделительного слоя — слой из водоблокирующей ленты.

Кабели с индексом «2г» помимо продольной герметизации экрана имеют оболочку из алюмополимерной ленты, сваренной с полиэтиленовой или ПВХ оболочкой. Такая конструкция создает эффективный диффузионный барьер, препятствующий проникновению паров воды, а наружная оболочка из черного полиэтилена служит как механическая защита.

**Область применения.** Кабели ПвП, АПвП, ПвПу, АПвПу используются для прокладки в земле (ПвПу и АПвПу — на сложных участках трасс), а также на воздухе при условии обеспечения мер противопожарной защиты. Кабели с продольной герметизацией — для прокладки в грунтах с повышенной влажностью и в сырых, частично затапливаемых помещениях. Кабели ПвВ, АПвВ, ПвВнг, АПвВнг применяются для прокладки в кабельных сооружениях и производственных помещениях (ПвВнг и АПвВнг применяются при групповой прокладке), а также для прокладки в сухих грунтах.

Таблица 2.5

**Технические характеристики кабеля напряжением 10 кВ**

| $S$ ном., мм$^2$ | 50 | 70 | 95 | 120 | 150 | 185 | 240 | 300 | 400 | 500 | 630 | 800 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $S$ экр. *, мм$^2$ | 16 | 16 | 16 | 16 | 25 | 25 | 25 | 25 | 35 | 35 | 35 | 35 |
| Толщина изоляции, мм | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 | 4,0 |
| Толщина оболочки, мм | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,7 | 2,7 |
| $D$ внеш. **, мм | 28 | 29,7 | 31 | 33 | 34 | 36 | 38 | 40 | 44 | 47 | 50 | 54 |
| Вес прибл. **, кг/км | | | | | | | | | | | | |
| алюм. жила | 725 | 825 | 935 | 1040 | 1230 | 1370 | 1575 | 1795 | 2195 | 2570 | 3015 | 3605 |
| медн. жила | 1020 | 1260 | 1540 | 1800 | 2175 | 2530 | 3100 | 3730 | 4655 | 5705 | 7080 | 8710 |
| Мин. радиус изгиба, см | 42 | 45 | 47 | 50 | 51 | 54 | 57 | 60 | 66 | 71 | 75 | 81 |
| Доп. усилия тяжения, кН | | | | | | | | | | | | |
| алюм. жила | 1,5 | 2,1 | 2,85 | 3,60 | 4,50 | 5,55 | 7,20 | 9,00 | 12,0 | 15,0 | 18,9 | 24,0 |
| медн. жила | 2,5 | 3,5 | 4,75 | 6,00 | 7,50 | 9,25 | 12,0 | 15,0 | 20,0 | 25,0 | 31,5 | 40,0 |

* Приведено минимальное сечение экрана. Сечение экрана выбирается по условиям протекания тока короткого замыкания.

** Вес и внешний диаметр кабеля даны для марок ПвП и АПвП с основным сечением экрана.

Таблица 2.6

**Технические характеристики СПЭ-кабеля напряжением 20 кВ**

| *S* ном., мм² | 50 | 70 | 95 | 120 | 150 | 185 | 240 | 300 | 400 | 500 | 630 | 800 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| *S* экр.*, мм² | 16 | 16 | 16 | 16 | 25 | 25 | 25 | 25 | 35 | 35 | 35 | 35 |
| Толщина изоляции, мм | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 | 6,0 |
| Толщина оболочки, мм | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,7 | 2,7 | 2,9 |
| *D* внеш.**, мм | 33 | 34 | 36 | 38 | 39 | 41 | 43 | 45 | 49 | 52 | 56 | 60 |
| Вес прибл.**, кг/км | | | | | | | | | | | | |
| алюм. жила | 904 | 1011 | 1133 | 1248 | 1467 | 1615 | 1833 | 2068 | 2539 | 2907 | 3401 | 3999 |
| медн. жила | 1213 | 1542 | 1721 | 1990 | 2395 | 2760 | 3318 | 3925 | 5014 | 6000 | 7299 | 8948 |
| Мин. радиус изгиба, см | 50 | 51 | 54 | 57 | 59 | 62 | 65 | 68 | 74 | 78 | 84 | 90 |
| Доп. усилия тяжения, кН | | | | | | | | | | | | |
| алюм. жила | 1,5 | 2,1 | 2,85 | 3,60 | 4,50 | 5,55 | 7,20 | 9,0 | 12,0 | 15,0 | 18,9 | 24,0 |
| медн. жила | 2,5 | 3,5 | 4,75 | 6,00 | 7,50 | 9,25 | 12,0 | 15,0 | 20,0 | 25,0 | 31,5 | 40,0 |

* Приведено минимальное сечение экрана. Сечение экрана выбирается по условиям протекания тока короткого замыкания.

** Вес и внешний диаметр кабеля даны для марок ПвП и АПвП с основным сечением экрана.

Таблица 2.7

**Технические характеристики СПЭ-кабеля напряжением 35 кВ**

| *S* ном., мм² | 50 | 70 | 95 | 120 | 150 | 185 | 240 | 300 | 400 | 500 | 630 | 800 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| S экр. *, мм² | 16 | 16 | 16 | 16 | 25 | 25 | 25 | 25 | 35 | 35 | 35 | 35 |
| Толщина изоляции, мм | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 | 9,0 |
| Толщина оболочки, мм | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,5 | 2,7 | 2,7 | 2,9 | 2,9 | 2,9 |
| *D* внеш. **, мм | 39 | 40 | 42 | 44 | 45 | 47 | 49 | 52 | 55 | 58 | 62 | 66 |
| Вес прибл. **, кг/км | | | | | | | | | | | | |
| алюм. жила | 1187 | 1310 | 1446 | 1574 | 1805 | 1968 | 2235 | 2492 | 2995 | 3390 | 3883 | 4517 |
| медн. жила | 1496 | 1743 | 2034 | 2317 | 2733 | 3113 | 3720 | 4348 | 5469 | 6483 | 7780 | 9467 |
| Мин. радиус изгиба, см | 59 | 60 | 63 | 66 | 68 | 71 | 74 | 78 | 83 | 87 | 93 | 99 |
| Доп. усилия тяжения, кН | | | | | | | | | | | | |
| алюм. жила | 1,5 | 2,1 | 2,85 | 3,60 | 4,50 | 5,55 | 7,20 | 9,0 | 12,0 | 15,0 | 18,9 | 24,0 |
| медн. жила | 2,5 | 3,5 | 4,75 | 6,00 | 7,50 | 9,25 | 12,0 | 15,0 | 20,0 | 25,0 | 31,5 | 40,0 |

* Приведено минимальное сечение экрана. Сечение экрана выбирается по условиям протекания тока короткого замыкания.

** Вес и внешний диаметр кабеля даны для марок ПвП и АПвП с основным сечением экрана.

**Нагрузочная способность.**

Нагрузочная способность кабелей среднего напряжения рассчитывается при следующих условиях:

*при прокладке в земле*: фактор нагрузки — 1,0; глубина прокладки — 0,7 м; термическое сопротивление грунта — 1,2 К·м/Вт; $t$ окружающей среды — 15 °С; $t$ жилы — 90 °С;

*при прокладке на воздухе*: фактор нагрузки — 1,0; $t$ окружающей среды — 25 °С; $t$ жилы — 90 °С

В условиях эксплуатации длительно допустимые токи для каждой кабельной линии устанавливаются с учетом конкретных условий. При других расчетных температурах окружающей среды необходимо применять поправочные коэффициенты, указанные в табл. 2.8. При расположении одножильных кабелей треугольником кабели прокладываются вплотную. При расположении одножильных кабелей в плоскости расстояние между кабелями «в свету» равно диаметру кабеля.

Таблица 2.8

**Поправочные коэффициенты на температуру окружающей среды**

| Температура, °С | –5 | 0 | 5 | 10 | 15 | 20 | 25 | 30 | 35 | 40 | 45 | 50 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| В земле | 1,13 | 1,10 | 1,06 | 1,03 | 1,00 | 0,97 | 0,93 | 0,89 | 0,86 | 0,82 | 0,77 | 0,73 |
| В воздухе | 1,21 | 1,18 | 1,14 | 1,11 | 1,07 | 1,04 | 1,0 | 0,96 | 0,92 | 0,88 | 0,83 | 0,78 |

Таблица 2.9

**Поправочные коэффициенты на удельное сопротивление грунта**

| Удельное термическое сопротивление грунта, К·м/Вт | 0,8 | 1,0 | 1,2 | 1,5 | 2,0 | 2,5 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Поправочный коэффициент | 1,13 | 1,05 | 1,00 | 0,93 | 0,85 | 0,8 |

Поправочные коэффициенты на проложенные рядом кабели 6, 10, 15, 20 и 35 кВ приведены в табл. 2.10 и 2.11.

Таблица 2.10

**Поправочные коэффициенты на количество работающих кабелей, расположенных в одной плоскости рядом в земле в трубах и без труб**

| Расстояние между кабелями в свету, мм | Число кабельных линий, шт. | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| 100 | 0,90 | 0,85 | 0,80 | 0,78 | 0,75 |
| 200 | 0,92 | 0,87 | 0,84 | 0,82 | 0,81 |
| 300 | 0,93 | 0,90 | 0,87 | 0,86 | 0,85 |

Таблица 2.11

**Поправочные коэффициенты при прокладке кабелей треугольником в воздухе**

| Количество полок | Число кабелей / систем на полке | | |
|---|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 |
| На полках из решетчатого материала | | | |
| 1 | 1,00 | 0,98 | 0,96 |
| 2 | 1,00 | 0,95 | 0,93 |
| 3 | 1,00 | 0,94 | 0,92 |
| 4—6 | 1,00 | 0,93 | 0,90 |
| На полках из листового материала | | | |
| 1 | 0,95 | 0,90 | 0,88 |
| 2 | 0,90 | 0,85 | 0,83 |
| 3 | 0,88 | 0,83 | 0,81 |
| 4—6 | 0,86 | 0,81 | 0,79 |

## 2.5. Термоусаживаемые соединительные и концевые муфты

В настоящее время на рынке России и Беларуси имеется ряд производителей, которые предлагают кабельную арматуру на основе термоусаживаемых материалов: «Райэнерго» (дочернее предприятие фирмы «Райхем»), ЗАО «Термофит» в г. Санкт-Петербурге, ОАО «Михневский завод электроизделий», АОЗТ «Подольский завод электромонтажных изделий» [16, 17]. Имеющийся опыт применения соединительных и концевых муфт на основе термоусаживаемых материалов в московской, ленинградской, минской кабельных сетях и других электросетевых предприятиях, эксплуатирующих кабельные сети 10 кВ, позволяет сделать определенные выводы об их достоинствах и недостатках. Все виды муфт технологичные, экологически чистые, не требуют дополнительных затрат на варку массы, пропитку рулонов. На монтаж одной муфты из термоусаживаемых материалов бригада из двух электромонтеров затрачивает более чем в 2 раза меньше времени, чем на монтаж муфты типа СС. Более чем в 2 раза сокращается расход газа при монтаже.

**Муфты фирмы «Райхем».** Основой термоусаживаемой соединительной и концевой арматуры фирмы «Райхем» являются вулканизируемые полимеры, обладающие рядом уникальных свойств. Наряду с высокими изоляционными параметрами и герметичностью муфты фирмы «Райхем» обладают особой механической прочностью, устойчивостью к воздействию окружающей среды и т.д. Широкий диапазон термоусаживаемости отдельных частей муфты позволяет использовать один их типоразмер для нескольких видов кабелей с пропитанной

бумажной изоляцией (сечением жил от 70 до 120 и от 150 до 240 мм$^2$), что значительно сокращает разнотипность хранящегося в запасе материала.

Монтаж концевых и соединительных муфт представляет собой сборку отдельных термоусаживаемых частей, поставляемых в растянутом состоянии, что позволяет легко надевать их на разделанные концы кабеля. При нагревании с помощью пропан-бутановой газовой горелки происходит усадка этих частей с плотным водонепроницаемым охватом кабеля, причем термоусаживаемый клей заполняет все пустоты. Кабельная муфта создает в месте соединения новую изоляцию, полностью соответствующую установленным требованиям. Быстрота, простота и исключение трудоемких сложных процессов достигаются за счет соединения жил кабеля гильзами на болтах со срывающейся головкой и оконцевания жил с помощью наконечников на болтах со срывающейся головкой. Провод заземления присоединяется механически с помощью пружинных зажимов, что тоже исключает пайку и ускоряет процесс монтажа.

При монтаже арматуры фирмы «Райхем» уменьшается количество применяемых инструмента и оснастки (инструмент используется только для разделки кабеля), не требуется газовая установка для разогрева мастики и припоя.

**Муфты АОЗТ «ПЗЭМИ».** Акционерное общество закрытого типа Подольский завод электромонтажных изделий (АОЗТ «ПЗЭМИ») в 1996—1998 гг. выполнило разработку и освоило промышленное производство современных соединительных и концевых муфт марок СТп и КВТп для силовых кабелей с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение 1, 6 и 10 кВ. В конструкциях муфт применяются усовершенствованные термоусаживаемые изделия (трубки, перчатки), герметизирующие полимеры, композиции для регулирования электрического поля. Жилы кабелей сращиваются между собой и наконечниками при помощи болтовых соединителей. Болты соединителей закручиваются комплектным ключом до скручивания их головок. Аналогом соединительной муфты марки СТп является муфта фирмы «Райхем».

**Муфты ЗАО «Термофит».** В конструкциях муфт применены усовершенствованные термоусаживаемые полимерные изоляционные изделия. Монтаж термоусаживаемых деталей прост и доступен в любых рабочих условиях.

Испытаниями, выполненными специализированными организациями, подтверждено соответствие надежности и долговечности кабельных термоусаживаемых муфт и изолирующей арматуры типа «Термофит» требованиям действующих ГОСТов. Муфты предназначены для соединения 3-жильных силовых кабелей с бумажной пропитанной и пластмассовой изоляцией напряжением до 10 кВ включительно. Устанавливаются непосредственно в грунте, туннелях, каналах и

на открытом воздухе — на эстакадах, кабельных полках и т.п. Выпускаются для сечения кабелей от 16 до 240 мм² (табл. 2.12).

Таблица 2.12

**Маркоразмеры муфт напряжением 10 кВ**

| Обозначение муфты | 10 СТп-7М | 10 СТп-7 | 10 СТп-8 | 10 СТп-9 |
|---|---|---|---|---|
| Сечения кабелей, мм² | 16, 25 | 35, 50 | 70, 95, 120 | 150, 185, 240 |

Схема муфты типа 10 СТп приведена на рис. 2.4, а схема изоляции соединения жил в муфте 10 СТп — на рис. 2.5.

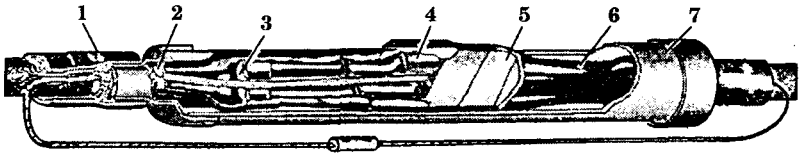



**Рис. 2.4. Схема муфты типа 10 СТп: 1 — поясная манжета; 2 — детали перемычки; 3 — высоковольтная перчатка; 4 — изоляция соединения жил; 5 — экранная лента; 6 — шланг; 7 — кожух**

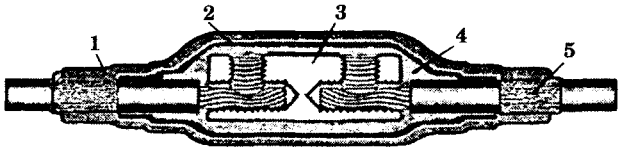



**Рис. 2.5. Схема изоляции соединения жил в муфте 10 СТп: 1 — изолирующая манжета; 2 — подкладная манжета; 3 — болтовой соединитель; 4 — лента-регулятор; 5 — клей-герметик**

Муфты 10 СТп поставляются в виде комплекта деталей и монтируются методом термоусаживания. Монтаж муфты должен выполнять рабочий-кабельщик. Детали комплекта устанавливают на разделках соединяемых кабелей и производят прогрев полимерных деталей до температуры 120—140 °С. Под действием внутренних сил деталь сжимается до контакта с изолируемой поверхностью.

Для выполнения качественной термоусадки деталей следует: перемещать пламя или струю горячего воздуха в направлениях, приведенных в нормативной документации; обеспечивать равномерный прогрев деталей со всех сторон по длине и окружности.

При использовании газовой горелки, в том числе паяльной лампы, необходимо отрегулировать пламя таким образом, чтобы оно было мягким с языком желтого цвета. *Усаженные детали должны прилегать к элементам кабеля и не иметь морщин и складок. Из-под кромок герметизирующих деталей после усадки должен выступить избыток клея герметика.*

При монтаже муфты необходимо также выполнять требования Технической документации на муфты для кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией до 35 кВ [14].

## 2.6. Технология монтажа термоусаживаемой соединительной муфты типа 10 СТп ЗАО «Термофит»

Монтаж муфт 10 СТп производится в следующем порядке.

Проверяют соответствие комплекта муфты сечению соединяемых кабелей. Затем надевают поясную манжету и шланг на один из соединяемых кабелей, а защитный кожух и вторую поясную манжету — на второй.

Снимают наружный покров и броню с кабелей по размерам, указанным на рис. 2.6. Снимают оболочку, экран и поясную изоляцию. При обрыве бумаги экрана и поясной изоляции для получения ровного края используют комплектную обвязочную нить. Размеры разделки корешка кабеля приведены на рис. 2.7.

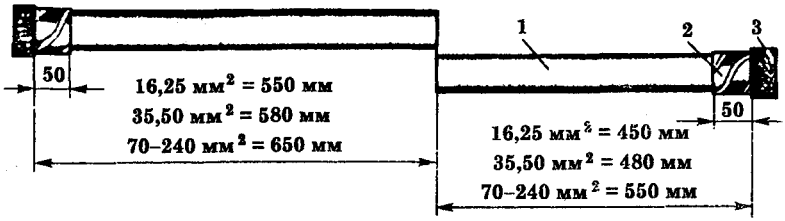



**Рис. 2.6. Схема снятия наружного покрова и брони с кабелей: 1 — оболочка; 2 — броня; 3 — покров**

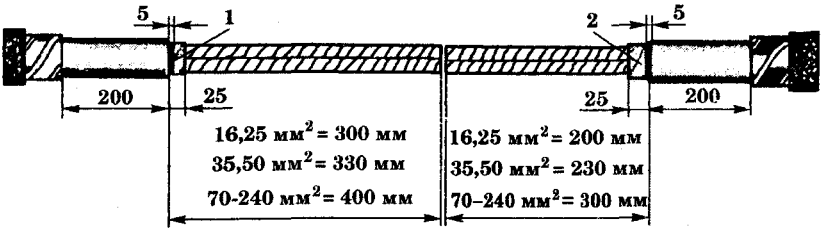



**Рис. 2.7. Схема разделки корешка кабеля: 1 — экран; 2 — поясная изоляция**

Разводят жилы кабелей и удаляют жгуты набивочной бумаги. Жильные трубки надевают на жилы с учетом их длины в разделках. Усаживают жильные трубки, осуществляя их прогрев от корешка разделки к концам жил (рис. 2.8).

От рулона ленты регулятора (шириной 25 мм) отрезают кусок длиной 40 мм — для кабелей сечением 6 и 25 мм², 60 мм — для кабелей сечением 35, 50 мм² и 80 мм — для кабелей сечением 70—240 мм². Отделяют отрезок ленты от подложки, сворачивают его в виде конуса

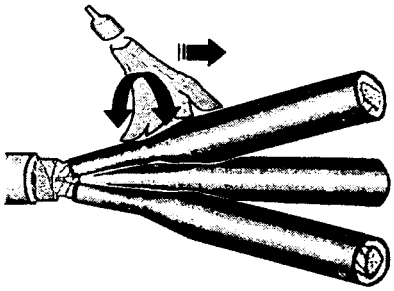


Рис. 2.8. Усадка жильных трубок

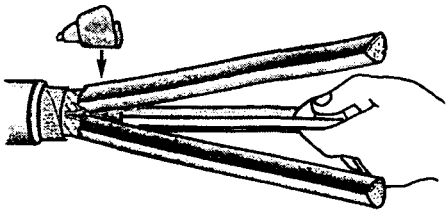


Рис. 2.9. Вдавливание отрезка ленты от подложки в корешок разделки кабеля

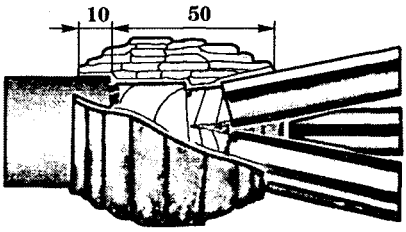



Рис. 2.10. Форма и размеры ленты

и вдавливают его в корешок разделки одного из кабелей (рис. 2.9). Обезжиривают поверхность металлической оболочки кабеля.

Отделяют оставшуюся ленту от подложки и обматывают ею корешок разделки. Заход ленты на оболочку должен быть не менее 10 мм от среза. Форма и размеры намотки ленты приведены на рис. 2.10.

Прогревают оболочку кабеля примерно до температуры 60—70 °С (на «выдержку руки») и надвигают перчатку на корешок кабеля до упора. Усаживают перчатку, осуществляя прогрев от середины ее широкой части (юбки) по направлению к торцу (рис. 2.11, *а*). Затем усаживают оставшуюся часть перчатки, прогревая ее от середины юбки по направлению к торцам пальцев (рис. 2.11, *б*). Устанавливают на корешок второго кабеля отрезки лент-регуляторов и усаживают перчатку.

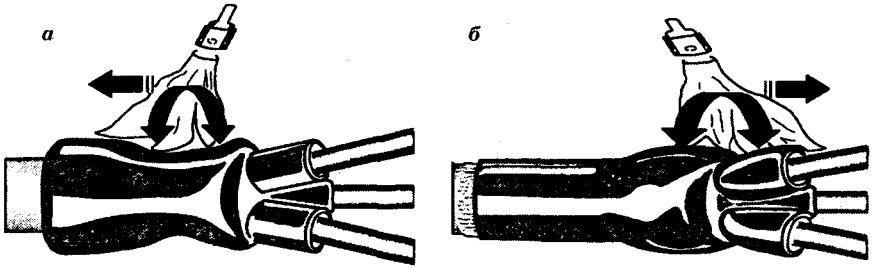



Рис. 2.11. Усадка перчатки на кабель

Надевают изолирующие манжеты (толстостенные, коричневого цвета) на жилы длинной разделки и подкладные манжеты — на жилы короткой разделки. Отрезают и снимают с концов жил часть жильной трубки и изоляцию на длину, равную половине длины используемого

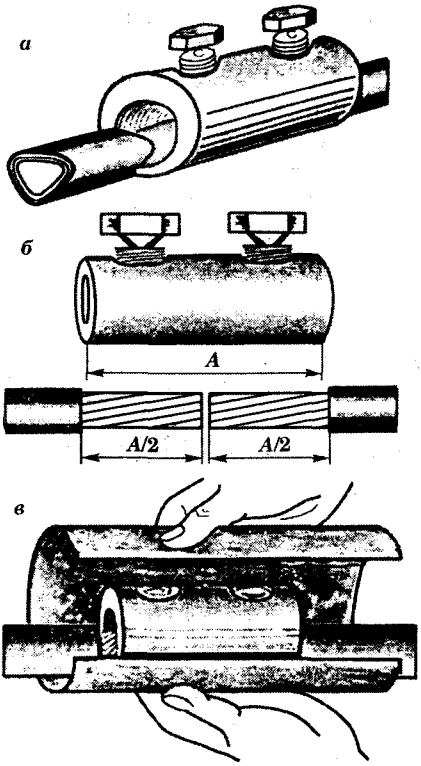



**Рис. 2.12. Установка болтового соединителя: *а* — зачистка концов жил кабеля и ввод их в болтовой соединитель; *б* — снятие изоляции с концов жил кабеля для ввода их в болтовой соединитель; *в* — изоляция болтового соединителя**

болтового соединителя. Зачищают концы жил от окиси до металлического блеска.

Концы жил вставляют в отверстия соединителей до упора и фиксируют их, подтянув болты. Концы однопроволочных секторных жил перед закреплением в соединителе необходимо развернуть относительно болта соединителя до положения, показанного на рис. 2.12, *а*.

Комплектным ключом закручивают болты соединителей до скручивания их головок (рис. 2.12, *б*). При сечении жилы 70 мм$^2$ и менее при закручивании болтов соединитель необходимо придерживать от разворота и изгиба жилы. Отделяют одну из пластин ленты-регулятора от подложки, обворачивают ею соединитель и обжимают концы (рис. 2.12, *в*).

Затем рукой обжимают пластину ленты-регулятора по поверхностям соединителя и жил. Надвигают подкладную манжету на соединитель, располагая ее симметрично относительно торцов соединителя.

Усаживают подкладные манжеты, нагревая их по направлению от середины к торцам (рис. 2.13). При этом следует

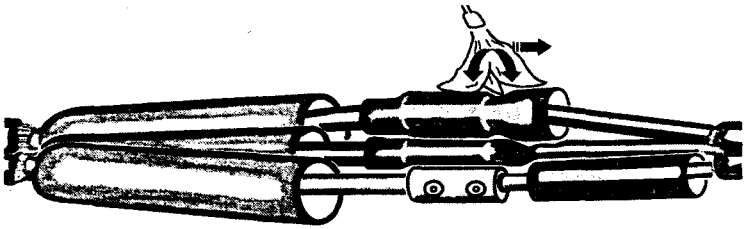


**Рис. 2.13. Усадка подкладных манжет**

исключить случайный прогрев и усадку расположенных рядом изолирующих манжет.

Устанавливают пластины ленты-регулятора и усаживают подкладные манжеты на двух других соединителях. После этого на усаженные подкладные манжеты надвигают толстостенные изолирующие манжеты, расположив их симметрично относительно соединителей. Усаживают изолирующие манжеты, прогревая их от середины к торцам аналогично прогреву подкладных манжет (рис. 2.14).

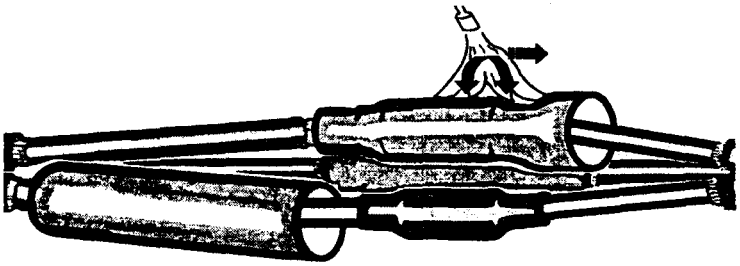


**Рис. 2.14. Усадка изолирующих манжет**

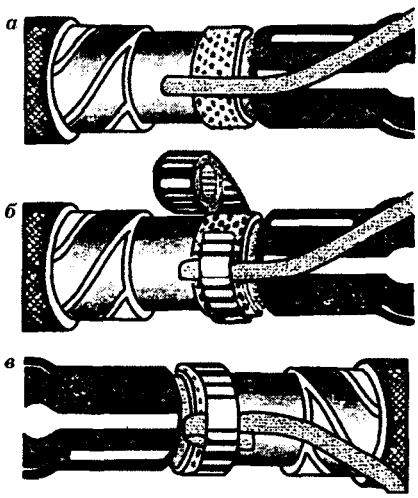



**Рис. 2.15. Установка провода (перемычки заземления): *а* — установка терки и провода; *б* — установка нажимной пружины; *в* — закрепление провода и нажимной пружины**

К оболочке кабеля, на котором надет шланг, присоединяют провод непаяной перемычки (используется только при соединении кабелей с нетоковедущими оболочками), для чего зачищают до металлического блеска на оболочке (на расстоянии 5—10 мм от торца перчатки) площадку шириной 30—35 мм.

На площадку устанавливают терку и укладывают на нее конец провода перемычки, направив второй конец провода к месту соединения жил (рис. 2.15, *а*). Конец провода к терке прижимают одним витком нажимной пружины (рис. 2.15, *б*). Затем закрепляют конец провода, обматывая оболочку вместе с теркой оставшейся частью нажимной пружины (рис. 2.15, *в*), и закрепляют конец экранной ленты под наружным витком нажимной пружины.

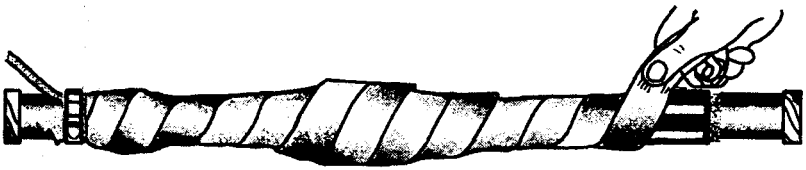


**Рис. 2.16. Обмотка жил кабеля экранной лентой**

Как можно ближе сводят жилы и обматывают их лентой по длине до перчатки второго кабеля (рис. 2.16).

При этом металлизированный слой экранной ленты должен быть обращен внутрь намотки.

Временно фиксируют (например, с помощью липкой ленты ПВХ) свободный конец экранной ленты от самопроизвольного раскручивания. Перегибают провод перемычки в другую сторону и прокладывают его вдоль соединения жил до оболочки второго кабеля.

Присоединив свободный конец провода перемычки к оболочке кабеля (рис. 2.17, *а*), продолжают намотку экранной ленты вокруг перчатки и провода перемычки до нажимной пружины. Закрепляют конец экранной ленты под наружным витком нажимной пружины (рис. 2.17, *б*).

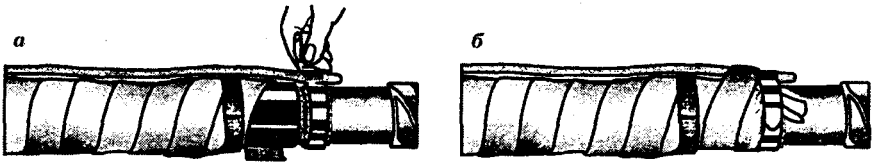



**Рис. 2.17. Присоединение провода перемычки к оболочке кабеля:**
***а* — прикрепление конца провода перемычки к оболочке кабеля;**
***б* — закрепление конца экранной ленты нажимной пружиной**

Надвигают шланг на жилы, расположив его концы на равном расстоянии от торцов перчаток соединяемых кабелей, и усаживают его, прогревая от середины к краям (рис. 2.18). Отрезают (при необходимости) концы усаженного шланга по краю нажимной пружины в целях освобождения оболочки и надвигают защитный кожух, располагая его концы на равном расстоянии от среза брони соединяемых

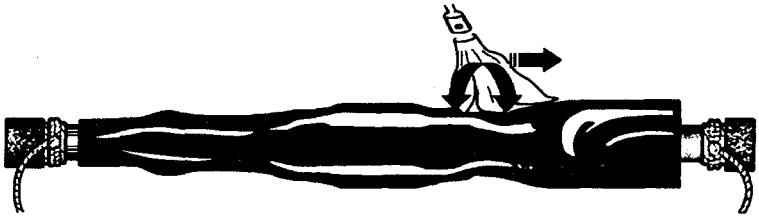


**Рис. 2.18. Усадка шланга**

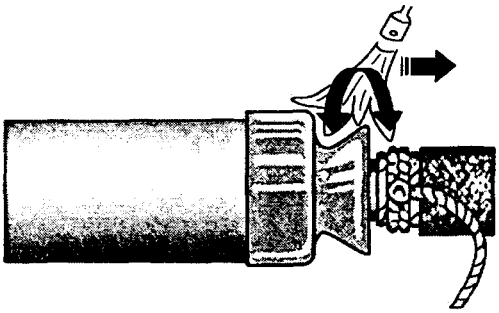


**Рис. 2.19. Усадка переходников кожуха**

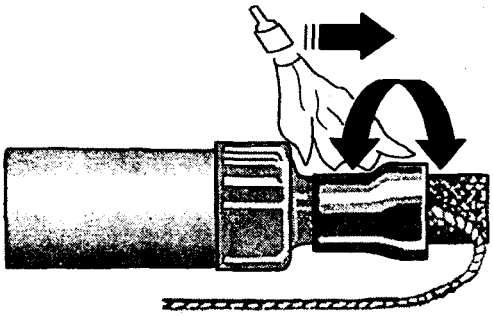


**Рис. 2.20. Усадка поясных манжет**

кабелей. Усаживают переходники кожуха, прогревая их от трубы к краям (рис. 2.19).

После этого пайкой или другим методом в соответствии с принятой технологией присоединяют к броне проводники заземления (в комплект муфты не входят). Расплющивают по поверхностям брони и покрова (на участке 100 мм от среза брони) закрываемую часть проводников заземления.

Надвигают на усаженные концы кожуха поясные манжеты и усаживают их, начиная прогрев от кожуха (рис. 2.20). В заключение процесса монтажа соединительной муфты соединяют концы проводников заземления брони.

## 3. МОНТАЖ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 10 кВ

### 3.1. Технология сборки и установки опор ВЛ 0,38 кВ

**Общие сведения.** Основанием для строительства ВЛ служит проектно-сметная документация и проект организации строительства. План трассы ВЛ, чертежи пересечений инженерных сооружений и другие рабочие чертежи должны быть согласованы со всеми заинтересованными организациями. Срок действия согласования — 1 год. Строительство ВЛ [3, 4, 7, 18—24] делят на два периода: *подготовительный период* — разбивка мест установки опор, рубка просек, комплектация материалов, развозка опор по трассе; *основной период* — развозка конструкций и проводов, сборка опор на пикетах, разработка котлованов, установка опор, монтаж проводов.

Трасса ВЛ должна расчищаться для проезда транспорта и механизмов на ширину не менее 25 м. Комплектация материалами и инструментом обеспечивается до начала строительства на 100%. В случаях выполнения работ в зоне линий связи, автодорог, газопроводов и других инженерных сооружений, при вырубке леса и зеленых насаждений, а также при потравах посевов следует обязательно получить от заказчика письменное разрешение на право выполнения работ в этой зоне с указанием сроков. Котлованы под опоры разрабатывают не ранее чем за сутки до их установки.

**Сборка опор.** Комплектация опор осуществляется в следующем порядке: сверяют место расположения пикета на местности с его расположением на плане ВЛ; планируют площадку для сборки опоры и установки крана; проверяют комплектность материалов, доставленных на пикет, их качество и соответствие чертежам.

У железобетонных опор и приставок проверяют: марку, отсутствие трещин и раковин, наличие и состояние закладных деталей, наличие заземляющих проводников (при необходимости опору ремонтируют); у деревянных опор — тип, марку и размеры элементов; у изоляторов и колпачков — их тип и количество, чистоту и отсутствие на поверхности изолятора трещин, отколов, наличие резьбы; у металлоконструкций и метизов — их количество и соответствие деталей опоре, качество сварки, покраски и резьбовых соединений (состояние и длина резьбы), наличие метизов (гайки, шайбы) и соответствие их болтам.

Технология сборки железобетонных опор содержит: выкладку стойки с расположением центра тяжести у пикета; крепление и заземление траверсы; установку колпачков и изоляторов; раскерновку и окраску резьбы.

Технология сборки деревянных опор осуществляется в следующем порядке: стойку и приставку выкладывают на деревянные прокладки,

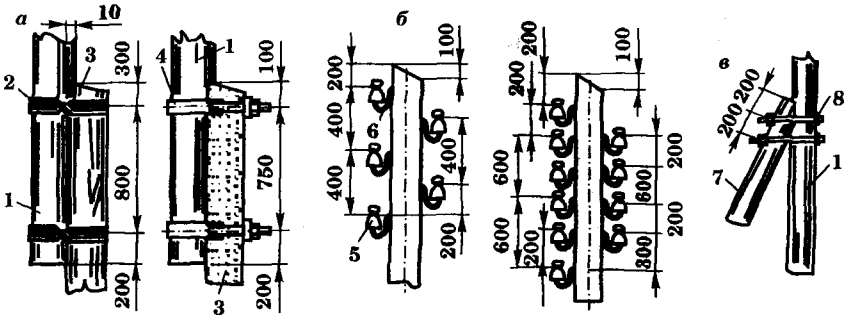



**Рис. 3.1. Технология сборки деревянных опор:**
***а* — крепление деревянной и железобетонной приставок к стойке; *б* — установка крюков с изоляторами для одинарного и двойного крепления проводов; *в* — крепление подкоса к опоре: 1 — стойка; 2 — бандаж; 3 — приставка; 4 — хомут; 5 — изоляторы; 6 — крюк; 7 — подкос; 8 — болт**

одновременно для вязки одевают проволоку; деревянные приставки крепят бандажами из оцинкованной проволоки диаметром 4 мм по 6 витков, например опоры ПН-1ДД; железобетонные приставки — хомутами, например опоры ПН-1ДБ (рис. 3.1, *а*); в зависимости от назначения опоры устанавливают крюки, изоляторы, например для одинарного или для двойного крепления проводов на пересечениях с линиями связи, дорогами и т.п. (рис. 3.1, *б*); подкос присоединяют болтами с последующей их раскерновкой и покраской (рис. 3.1, *в*).

**Бурение котлованов.** Работой руководит электролинейщик III разряда. При установке сложных опор разбивают центры котлованов под подкосы: для угловых опор — по биссектрисе угла поворота линии; для концевых — вдоль трассы (рис. 3.2, *а*). Отрезок трассы выбирают произвольно. При работе в зоне расположения инженерных коммуникаций (кабель, газопровод и др.) необходимо получить разрешение на земляные работы и пригласить представителя — владельца сооружения.

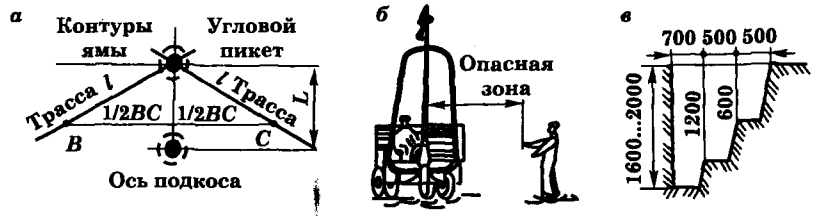



**Рис. 3.2. Рытье котлованов под опоры:**
***а* — разбивка центров котлованов для угловой опоры; *б* — установка машины на пикет; *в* — размеры котлована для установки опор**

При установке машины на пикет проверяют вертикальное положение штанги бура; при бурении котлована под подкос бур устанавливают под углом 15°. Электролинейщик должен находиться на расстоянии не ближе 2 м от бура (рис. 3.2, *б*). Если котлованы роют вручную, то им придают ступенчатую форму (рис. 3.2, *в*). Центр котлованов для промежуточных опор допускается смещать по оси трассы до 2 м.

**Установка опор.** Звено состоит из звеньевого электролинейщика IV разряда, двух электролинейщиков III разряда, машиниста V разряда. Способ закрепления опоры в грунте и ее заложение принимают по проекту. Перед установкой опоры проверяют: комплектность сборки, надежность крепления конструкции, отсутствие посторонних предметов, наличие и состояние стропов, тросов, ухватов. Машинист приводит машину в положение для установки опоры. На опору надевают строп и крепят «удавкой». Электролинейщики занимают места в безопасной зоне (рис. 3.3, *а*) и выполняют пробный подъем на 0,3 м над землей. Звеньевой проверяет качество сборки и строповки.

По команде звеньевого опору поднимают и ухватами направляют в котлован. Звеньевой отвесом проверяет вертикальное положение опоры и ее установку в створе, придерживаясь допустимых отклонений от вертикального положения (0,01 м на 1 м высоты $L$ опоры) и выхода опоры со створа линии (не более 0,1 м) (рис. 3.3, *б*).

Траверсы и крюки должны быть перпендикулярны оси линии; допускается отклонение траверсы от горизонтали не более 0,02 м на 1 м

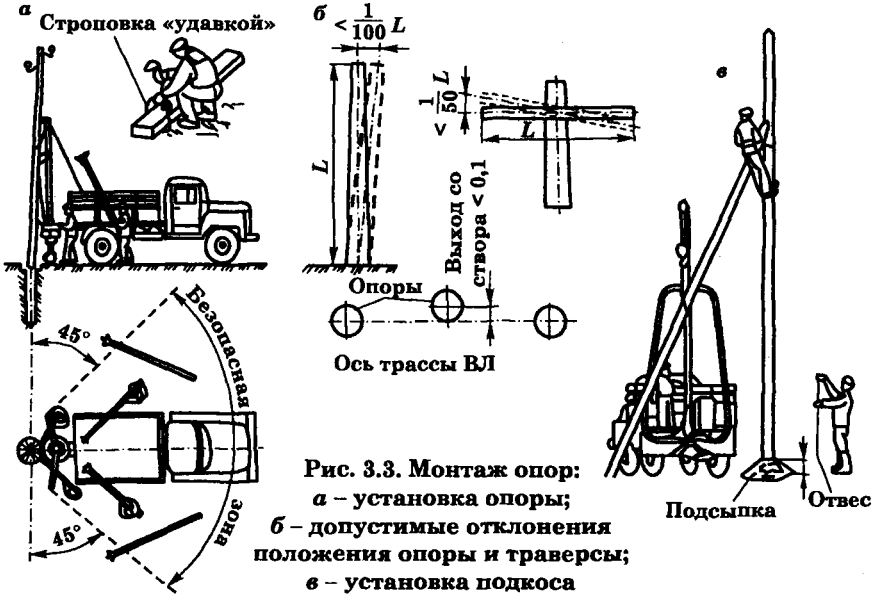



**Рис. 3.3. Монтаж опор:**
***а* – установка опоры;**
***б* – допустимые отклонения положения опоры и траверсы;**
***в* – установка подкоса**

длины $L$ траверсы. Котлован засыпают грунтом с послойным трамбованием через 0,02—0,3 м. Стропы разрешается снимать после засыпки 2/3 глубины котлована. Подсыпают опору не менее чем на 0,2 м.

На опоры несмываемой краской при помощи трафаретов наносят порядковые номер и год установки.

**Заземление опор.** На линиях 0,38/0,22 кВ с глухозаземленной нейтралью все металлические элементы железобетонных опор и металлические элементы деревянных опор, на которых монтируют повторное или грозозащитное заземление, подлежат заземлению и соединению с нулевым проводом ВЛ. В качестве заземляющих проводников используют арматуру железобетонных опор или специально проложенные по опоре проводники, к которым в процессе сборки присоединяют металлические элементы (рис. 3.4). Расстояние $a$ между заземлителями должно быть не меньше длины $l$ заземлителя. Глубина заложения горизонтального заземлителя в траншее 0,7 м, в пахотном слое — 1 м. Глубина погружения вертикального заземлителя не менее 2,5 м.

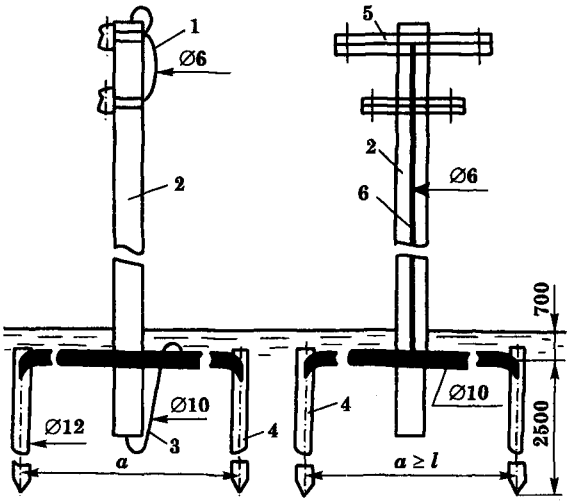



**Рис. 3.4. Заземление опор:**
**1, 3 — заземляющие проводники, соединенные с арматурой опоры; 2 — опора; 4 — заземлитель; 5 — траверса; 6 — заземляющий проводник, проложенный по опоре**

## 3.2. Защита от грозовых перенапряжений ВЛ 0,38 кВ с заземленной нейтралью

Защита от грозовых перенапряжений ВЛ 0,38 кВ с заземленной нейтралью выполняется в основном путем устройства повторного заземления (ПЗ) нулевого провода.

Грозозащитные заземления должны выполняться *не менее чем через 120 м*. ПЗ нулевого провода выполняются также на концах ВЛ (или ответвлений от них) длиной более 200 м, а также на вводах от ВЛ к электроустановкам, которые подлежат занулению.

Если на конечных опорах ВЛ или ответвлениях от них длиной более 200 м ответвления от ВЛ к вводам осуществляются с установкой

подставной опоры, ПЗ нулевого провода выполняется на конечной опоре ВЛ. Подставленную опору заземлять не требуется.

Сопротивление ПЗ нулевого провода зависит от удельного сопротивления земли ρ и количества повторных заземлений на линии. В земле с удельным сопротивлением до 100 Ом·м при одном повторном заземлении на линии его сопротивление должно быть в любое время года *не более 10 Ом*, при двух — *не более 20 Ом* и при трех и более — *30 Ом*.

*При ρ более 100 Ом·м* можно увеличивать сопротивление в 0,01ρ раз, но не более чем десятикратно. Учитывая, что повторные заземления используются одновременно и как грозозащитные, их сопротивление в летнее время (грозовой период) должно быть *не более 30 Ом*.

### 3.3. Технология монтажа проводов ВЛ 0,38 кВ

Трасса должна быть полностью подготовлена к монтажу проводов: вырублены и расчищены просеки, переустроены пересекаемые линии, установлены защитные устройства через дороги и другие сооружения, проверено качество закрепления опор в грунте. Готовность трассы проверяет ИТР (мастер или прораб).

К монтажу проводов разрешается приступать только после устранения обнаруженных недоделок и получения письменного разрешения от лица, ответственного за установку опор. При монтаже проводов должны соблюдаться установленные ПУЭ расстояния от проводов до ближайших инженерных сооружений, древесных насаждений и земли.

Бригаду для монтажа проводов разделяют на звенья, которые последовательно выполняют следующие операции: первое звено — раскатывает и соединяет провода; второе — поднимает провода на опоры; третье — натягивает, регулирует и вяжет провода.

**Порядок раскатки проводов.** До погрузки барабана с проводом в машину проверяют площадь сечения провода и исправность барабана. Перевозить барабаны с проводом разрешается только в вертикальном положении, закрепляя их в кузове растяжками. Разгружают барабаны грузоподъемными механизмами и устанавливают их на домкраты или лаги в приямок таким образом, чтобы провод сходил сверху. Запрещается разгружать барабаны сбрасыванием.

Раскатывают провода по трассе по раскаточным роликам, временно устанавливаемым на опорах, автомашиной с раскаточного устройства. Запрещается раскатывать провода волочением по земле.

**Соединение проводов.** При скручивании в овальный соединитель подбирают по площади сечения провода, зачищают его внутри стальным ершиком под слоем кварцевазелиновой пасты, обрезают

провода, зачищают их под слоем пасты и вводят в соединитель, скручивая приспособлением типа МИ-189 4 раза (рис. 3.5, *а*). Болтовыми зажимами соединяют провода на опорах при отсутствии на них механических нагрузок (например, в петлях анкерных опор).

**Подъем проводов на опору** осуществляют механизмами или вручную. Запрещается поднимать провод на плечах или крепить к монтажному поясу при подъеме на опору.

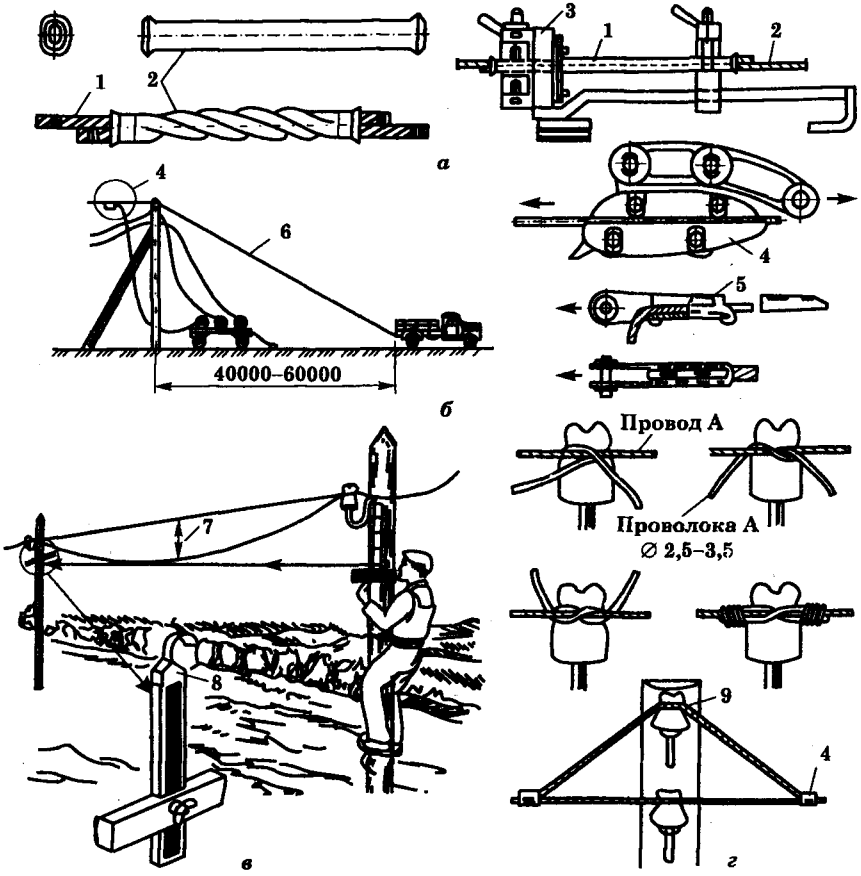



**Рис. 3.5. Монтаж проводов:**
***а* — соединение проводов скручиванием; *б* — установка тягового механизма и зажимов на проводе; *в* — регулирование стрелы провеса; *г* — боковая вязка к изоляторам и двойное крепление проводов на опоре; 1 — провод; 2 — овальный соединитель; 3 — приспособление МИ-189; 4 — плашечный зажим; 5 — клиновой зажим; 6 — тяговый трос; 7 — стрела провеса; 8 — рейка; 9 — вязка**

**Натяжка и регулирование проводов.** После раскатки проводов их, насколько возможно, подтягивают вручную. Затем на провод устанавливают плашечный или клиновой зажимы (рис. 3.5, *б*). К зажиму прикрепляют стальной трос, присоединенный к автомашине или другому механизму, которым натягивают провода. Стрелу провеса проводов определяют для конкретных условий монтажа по монтажным таблицам. При выборе стрелы провеса учитывают: климатический район по гололеду и ветру, марку и площадь сечения проводов, длину пролета и температуру воздуха в момент регулирования провеса. Фактическую длину стрелы определяет (визирует) электромонтер, находящийся на опоре, при помощи двухмерных реек (рис. 3.5, *в*). Сначала провод натягивают таким образом, чтобы стрела провеса оказалась на 20% меньше заданной проектом, а затем отпускают до проектной отметки. Допускается отклонение ±5%.

**Крепление проводов к изоляторам.** Первоначально провода крепят на концевых и анкерных опорах при помощи плашечных зажимов типа ПАБ или боковой вязки проволокой. Алюминиевые провода вяжут только алюминиевой проволокой диаметром 2,5—3,5 мм. На промежуточных опорах провода крепят вязкой (рис. 3.5, *г*), прочность крепления не должна превышать 1500 Н. В пролетах пересечения инженерных сооружений выполняют двойное крепление проводов вязкой или зажимами.

# 4. МОНТАЖ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

## 4.1. Состав и ревизия электрооборудования трансформаторных подстанций

**Общие сведения.** Трансформаторной подстанцией (ТП) называется электрическая установка, предназначенная для преобразования напряжения и распределения электрической энергии потребителям [3, 4, 6, 7, 25, 26]. ТП, изготовленная в заводских условиях в виде готового блока, называется комплектной трансформаторной подстанцией. В конструкцию КТП входят: силовой трансформатор, шкаф высоковольтного и низковольтного оборудования (0,38/0,22 кВ).

Электрическое соединение оборудования подстанции и подсоединение к нему отходящих линий приведено на рис. 4.1.

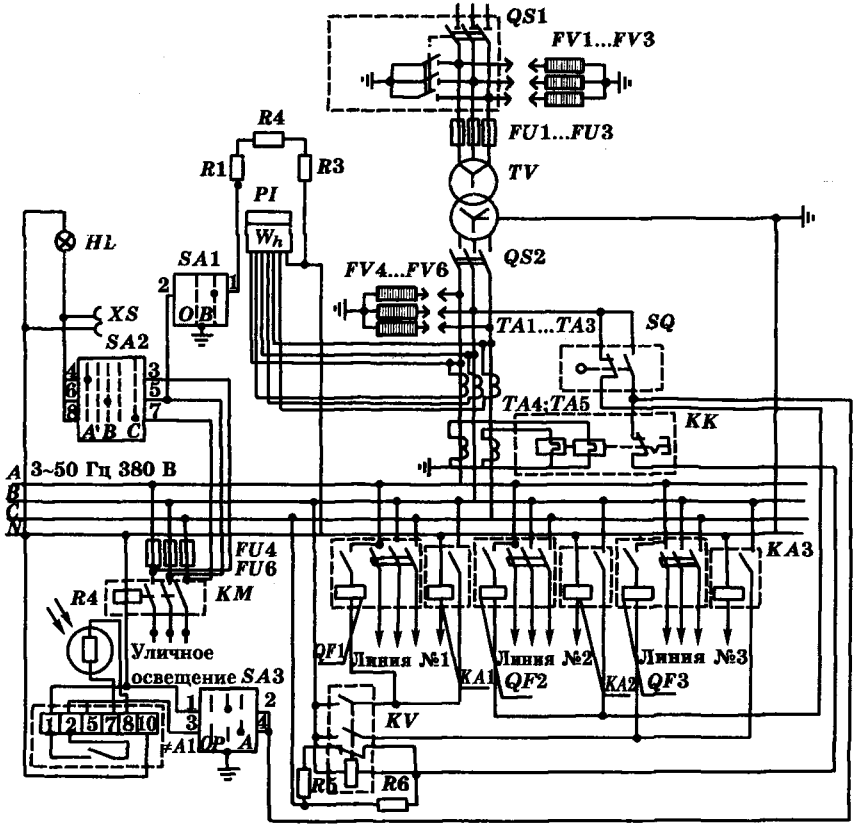



**Рис. 4.1. Принципиальная электрическая схема КТП 10/0,4 кВ мощностью 63—160 кВ·А**

Наименование и функциональное назначение оборудования КТП, изображенного на рисунке, приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

**Наименование и функциональное назначение оборудования КТП**

| Обозначение на схеме | Наименование и тип оборудования | Назначение |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| *QS*1 | Разъединительный пункт РП IV | Включение и отключение КТП |
| *TV* | Трансформатор ТМ-160/10 | Преобразование напряжения 10 кВ в напряжение 0,38/0,22 кВ |
| *FU*1...*FU*3 | Предохранитель ПК-10 | Защита трансформатора от токов короткого замыкания (ТКЗ) |
| *FV*1...*FV*3 | Разрядники РВО-10, РВН-0,5 | Защита КТП от атмосферных перенапряжений на линиях 10 и 0,38 кВ |
| *QS*2 | Рубильник Р-3243 | Отключение низковольтного шкафа |
| *TA*1...*TA*5 | Трансформатор тока ТК-20УЗ | Снижение тока для подключения счетчика энергии и реле защиты от перегрузок |
| *FU*4...*FU*6 | Предохранитель Е-27 | Защита линий уличного освещения от ТКЗ |
| *KM* | Магнитный пускатель ПМЕ-200 | Автоматическое включение и отключение уличного освещения |
| *PI* | Счетчик СА4У | Учет потребления активной энергии |
| *R*1...*R*3 | Резистор ПЭ-50 | Подогрев счетчика в холодное время |
| *SA*1 | Переключатель ПКП-10 | Включение подогрева счетчика |
| *SA*2 | Переключатель ПКП-10 | Подключение лампы на фазы *A*, *B*, *C* для проверки наличия напряжения и освещения шкафа |
| *HL* | Лампа накаливания | Сигнализация наличия напряжения на фазах и освещение шкафа |
| *SA*3 | Переключатель ПКП-10 | Переключение на автоматическое или ручное управление уличным освещением |
| *XS* | Штемпельная розетка | Подключение приборов и электроинструмента |
| *SQ* | Конечный выключатель ВПК-2110 | Отключение линий 0,38 кВ при открывании дверцы шкафа |
| *KK* | Тепловое реле ТРН-10 | Защита трансформатора от токов перегрузок |
| *QF*1...*QF*3 | Автоматические выключатели А3700 | Включение и отключение линий 0,38 кВ |
| *KA*1...*KA*3 | Токовое реле РЭ-571Т | Защита линий 0,38 кВ от однофазных замыканий проводов на землю |

Окончание табл. 4.1

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| *KV* | Промежуточное реле РП-25 | Отключение автоматических выключателей линий № 1, 3 |
| *R5, R6* | Резисторы ПЭ-50 | Снижение напряжения на катушке промежуточного реле |
| *R4* | Фоторезистор ФКС-Г1 | Преобразование светового сигнала в электрический |
| ≠ *A1* | Фотореле ФР-2УЗ | Автоматическое управление магнитным пускателем |
| $W_h$ | Электрический счетчик | Учет электроэнергии |

**Ревизию оборудования** КТП проводят при его получении со склада, приемке от заказчика и сдаче в эксплуатацию.

До начала ревизии должно быть проверено: наличие паспорта и другой заводской документации на КТП и комплектующее оборудование, комплектность ТП в соответствии с заводской документацией; целостность корпусов КТП и блоков, отсутствие вмятин; наличие и прочность закрепления оборудования, приборов, ошиновки, электропроводок. В ходе ревизии оборудование очищают от пыли и грязи, проверяют все контактные и резьбовые соединения, исправность изоляции и состояние покраски.

В трансформаторе без вскрытия и подъема сердечника проверяют: целостность бака, радиаторов и наличие арматуры трансформатора; отсутствие трещин, сколов на изоляторах; комплектность гаек и состояние резьбы выводов; наличие и уровень масла в расширительном бачке; отсутствие течи масла в уплотнениях крышки, кранах, радиаторах, изоляторах и др. При осмотре удаляют временные уплотнения и пробки.

В *опорных изоляторах, высоковольтных предохранителях* проверяют: отсутствие трещин, сколов фарфора; крепление колпачков и фланцев изоляторов; присоединение контактных устройств, исправность пружинящих скоб и контактов; надежность крепления патронов предохранителей в контактах; целостность и герметичность патронов предохранителей; целостность плавкой вставки и исправность указателя срабатывания.

В *разрядниках и проходных изоляторах* проверяют: отсутствие повреждений и загрязнений фарфора; крепление изоляторов и разрядников к корпусу; наличие и состояние крепежных деталей, проходных шпилек, уплотнений; присоединение ошиновки; присоединение заземляющих перемычек разрядников.

В *рубильниках, переключателях* проверяют: надежность крепления к основанию; свободное перемещение рукоятки; работу

блокировок; состояние подвижных и неподвижных контактов, надежность их замыкания; подключение шин и проводов.

В *автоматах, магнитных пускателях, реле* проверяют: целостность корпусов и крепление; работу контактной системы вручную на включение и отключение; отсутствие перекосов и заеданий при работе подвижной системы; тепловое реле; замыкание и размыкание контактов в первичной и вторичных цепях; надежность присоединений и состояние изоляции проводок.

В *счетчиках и трансформаторах тока* проверяют надежность закрепления, присоединение проводов, функционирование выключателей, кнопок при ручном переключении. Зазор между неизолированными токоведущими частями, а также между ними и металлическими нетоковедущими частями должен быть не меньше 20 мм по поверхности изоляции и 12 мм по воздуху.

В *разъединителе РЛНД-10* проверяют: комплектность, крепление изоляторов к раме; отсутствие трещин, сколов опорных изоляторов; крепление колпачков, фланцев и токоведущих частей к изоляторам; состояние контактной части ножей, пружин; легкость вхождения в контакты токоведущих и заземляющих ножей (ножи должны входить по центру контактов без перекосов и ударов). Между витками контактных пружин при включенном состоянии должен оставаться зазор не менее 0,5 мм.

В *приводе ПРН-10М* проверяют: перемещение рукоятки переключений; состояние и работу блокировок. Акт на приемку в монтаж КТП оформляют представители заказчика и подрядчика.

### 4.2. Технология строительно-монтажных работ

До начала работ необходимо изучить проектно-сметную документацию, составить графики производства работ и поставки материалов и оборудования на объект. Место размещения ТП должно быть согласовано с заказчиком и отмечено специальным пикетом. Монтаж ТП организуют в две стадии индустриальными методами с максимальной механизацией работ.

*Первая стадия* (в мастерских) включает: проверку комплектности ТП, ревизию, предварительную наладку и испытания оборудования, изготовление нестандартных деталей и т.п.

*Вторая стадия* включает: монтаж конструкций и оборудования непосредственно на объекте.

Расстояния между КТП и опорами (рис. 4.2), а также до проводов и других сооружений выбирают по ПУЭ и типовому проекту. Сопротивление заземляющего устройства должно соответствовать проекту. Все металлические части КТП должны зануляться и заземляться, а разъединительного пункта — заземляться.

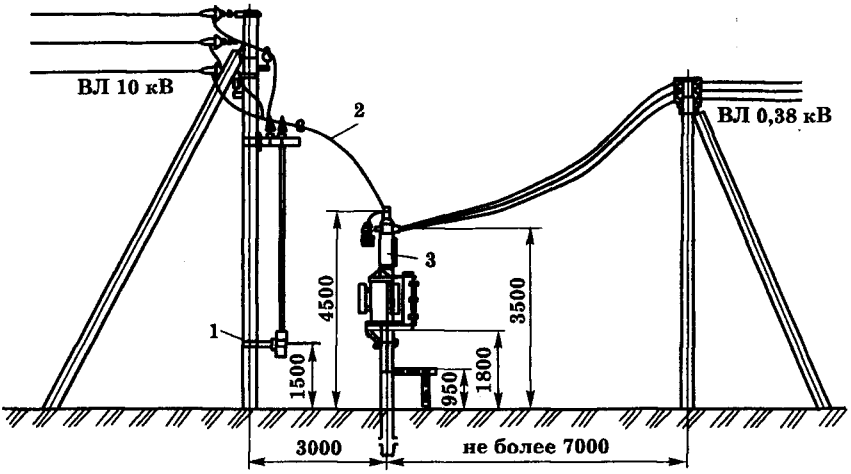



**Рис. 4.2. Размещение и присоединение КТП к ВЛ 10 и 0,38 кВ: 1 — привод разъединителя; 2 — провод 10 кВ; 3 — КТП**

**Последовательность выполнения работ.** Проверяют комплектацию материалов и оборудования. Подготавливают подъезды для доставки материалов и последующей эксплуатации ТП. Территорию планируют с уклоном для отвода ливневых вод.

В соответствии с типовым проектом размечают места установки стоек КТП и траншей для монтажа заземляющего устройства. Котлованы под стойки размечают таким образом, чтобы линия, проходящая через их центры, была перпендикулярна оси ВЛ 10 кВ, а центр КТП совпадал с осью ВЛ (см. рис. 4.2). Бурение котлованов под стойки и установку стоек выполняют при помощи бурильно-крановых машин, стойки устанавливают в котлован на подсыпку из гравия высотой 300 мм или бетонную плиту, засыпают котлованы со стойками песчано-гравийной смесью с послойным трамбованием. На стойки монтируют металлоконструкции и устанавливают КТП. После выверки положения по уровню и отвесу КТП закрепляют болтами, все металлоконструкции окрашивают антикоррозийными красками (рис. 4.3, *а*). Для обслуживания КТП площадку устанавливают на шарнирах (после окончания работ площадку поднимают и запирают).

На КТП монтируют проходные изоляторы, разрядники, изоляторы ВЛ 0,38 кВ. Фотореле устанавливают таким образом, чтобы исключить его срабатывание от света фар автомашин. Контактные поверхности зачищают и смазывают техническим вазелином. На концевой опоре ВЛ 10 кВ монтируют разъединительный пункт, включающий разъединитель и привод (рис. 4.3, *б*).

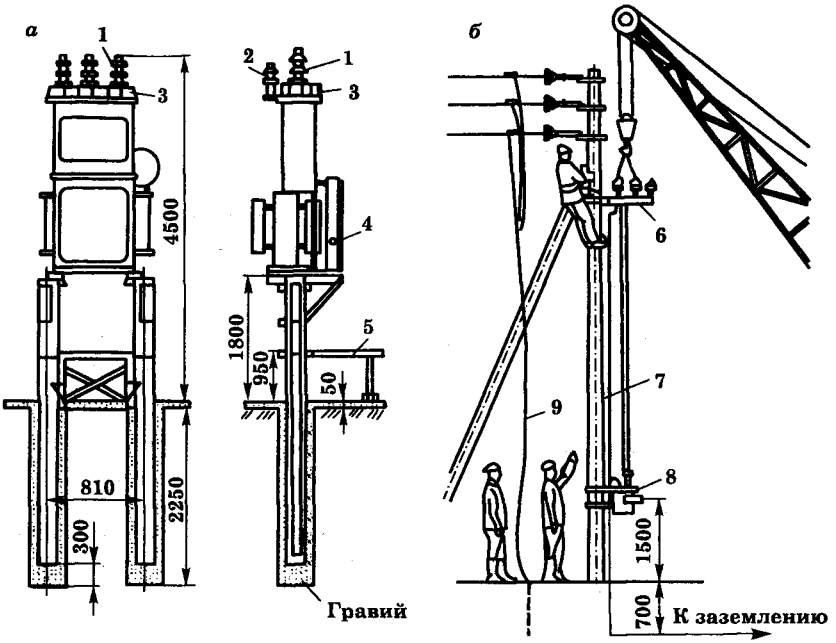



**Рис. 4.3. Монтаж КТП и разъединителя: *а* — нормируемые установочные размеры; *б* — монтаж разъединителя 10 кВ; 1 — проходные изоляторы 10 кВ; 2 — разрядники; 3 — изоляторы 0,38 кВ; 4 — фотореле; 5 — площадка; 6 — разъединитель; 7 — заземляющий проводник; 8 — привод; 9 — переносное заземление**

**Монтаж заземляющего устройства.** Заземляющее устройство выполняют в траншее из заземлителей (из круглой стали диаметром 12 мм и длиной 5 м), погруженных в грунт наклонно или вертикально, и соединяют между собой перемычками на сварке. Заземляющие проводники присоединяют к корпусу КТП.

При отсутствии механизмов пробивку скважин для заземлителей выполняют вручную при помощи штыка из стали диаметром 12—14 мм со стальным заостренным наконечником диаметром 16—18 мм. На штык крепят переставляемую ручку, в скважину подливают воду (рис. 4.4).

К заземляющему устройству присоединяют корпус, привод разъединителя, все металлические части оборудования и аппаратов КТП, которые могут оказаться под напряжением при нарушении изоляции. После монтажа заземляющее устройство до засыпки траншеи осматривают заказчик и подрядчик и составляется акт на скрытые работы.

**Подготовка КТП к сдаче в эксплуатацию.** На КТП укрепляют предупредительные плакаты, выполняют надписи, маркировку,

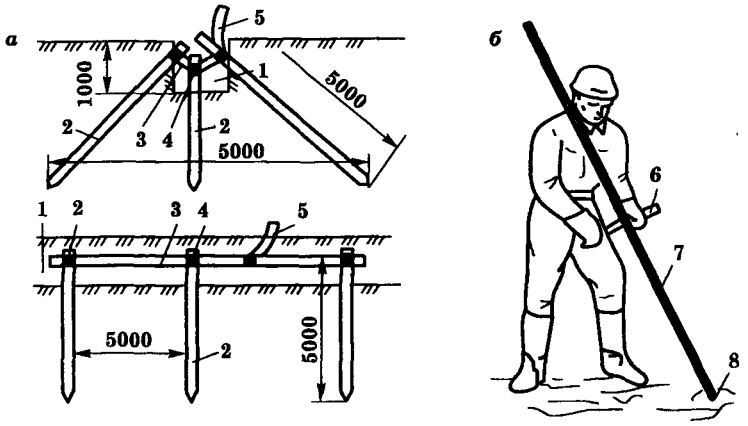



**Рис. 4.4. Монтаж заземляющего устройства КТП:**
***а* — конструктивные размеры заземляющего устройства из наклонных и вертикальных заземлителей; *б* — техника погружения наклонных заземлителей вручную; 1 — траншея; 2 — заземлители; 3 — перемычки; 4 — сварные соединения; 5 — заземляющие проводники; 6 — переставная ручка; 7 — штык; 8 — вода**

осматривают оборудование. Рукоятки всех аппаратов устанавливают в положение «Отключено». Проверяют наличие и надежность присоединения заземляющих проводников и заземляющего устройства, а также исправность и соответствие проекту подключаемых ВЛ 0,38 кВ и плавких вставок предохранителей для их защиты. Очищают КТП и щиты от посторонних предметов. Включение КТП под нагрузку осуществляет эксплуатационный персонал с разрешения Госэнергонадзора.

## 4.3. Технология испытаний трансформаторов после монтажа

**Общие сведения.** Силовые трансформаторы, вводимые в эксплуатацию, должны подвергаться приемосдаточным испытаниям в соответствии с требованиями ПУЭ [4, 7, 11, 27, 28]. В объем испытаний входят:

1. Измерение характеристик изоляции:

$$R_{60};\ R_{60}/R_{15};\ \mathrm{tg}\delta;\ C_2/C_{50};\ \Delta C/C\,.$$

2. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты:

а) изоляции обмоток вместе с вводами;

б) изоляции доступных стяжных шпилек, прессующих колец и ярмовых балок.

3. Измерение сопротивления обмоток постоянному току.

4. Проверка коэффициента трансформации.

5. Проверка группы соединения трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных трансформаторов.

6. Измерение тока и потерь холостого хода.

7. Проверка работы переключающего устройства и снятие круговой диаграммы.

8. Испытание бака с радиаторами гидравлическим давлением.

9. Проверка системы охлаждения.

10. Проверка состояния силикагеля.

11. Фазировка трансформаторов.

12. Испытание трансформаторного масла.

13. Испытания вводов.

14. Испытания включением толчком на номинальное напряжение. Испытания и измерения следует проводить в определенной последовательности. При испытаниях повышенным напряжением в случае плохого качества масла может произойти пробой изоляции.

После испытания главной изоляции испытывают витковую изоляцию, так как в случае пробоя витковой изоляции при испытаниях приложенным напряжением дефект в витках не будет обнаружен. Недопустимо также измерять сопротивление обмоток постоянному току до опыта короткого замыкания. При проведении этого опыта в случае плохого качества пайки схемы или плохого состояния контактов в переключателях может подгореть или перегореть отвод. Если после опыта не измерить сопротивление обмоток постоянному току, то дефект останется необнаруженным.

При проведении нескольких видов испытаний изоляции испытанию повышенным напряжением должны предшествовать другие виды ее испытаний. Измерение характеристик изоляции проводят при ее температуре не ниже 10 °С не ранее чем через 12 ч после заливки маслом. Значения характеристик изоляции должны быть не ниже приведенных в прил. 1—3.

Для сухих силовых трансформаторов значения $R_{60}$ при температуре 20—30 °С приведены в табл. 4.3.

Таблица 4.3

**Минимально допустимые значения сопротивлений изоляции $R_{60}$ обмоток сухих силовых трансформаторов**

| Номинальное напряжение трансформаторов, кВ | До 1 | 1—6 | Более 6 |
|---|---|---|---|
| Сопротивление изоляции, МОм | 100 | 300 | 500 |

Значения коэффициента абсорбции $К_{аб} = R_{60} / R_{15}$ должно быть не менее 1,3 при температуре измерения от 10 до 30 °С.

Испытание повышенным напряжением: а) изоляции обмоток силовых маслонаполненных трансформаторов и трансформаторов с

облегченной изоляцией (сухих и маслонаполненных) в соответствии с нормами, приведенными в табл. 4.4. Продолжительность испытания 1 мин (данное испытание для маслонаполненных трансформаторов необязательно); б) изоляции доступных стяжных шпилек, прессующих колец и ярмовых балок напряжением 1—2 кВ в течение 1 мин в случае осмотра активной части.

Таблица 4.4

**Испытательное напряжение промышленной частоты изоляции**

| Класс напряжения обмотки, кВ | Испытательное напряжение по отношению к корпусу и другим обмоткам, кВ, для изоляции | |
|---|---|---|
| | нормальной | облегченной |
| До 0,69 | 4,5 | 2,7 |
| 3 | 16,2 | 9 |
| 6 | 22,5 | 15,4 |
| 10 | 31,5 | 21,6 |

**Измерение сопротивления обмоток постоянному току** производят на всех ответвлениях, если для этого не требуется выемки сердечника. Значение сопротивления не должно отличаться более чем на 2% от значения, полученного на таком же ответвлении других фаз, или от паспортных данных.

**Проверка коэффициента трансформации** производится на всех ступенях переключения. Коэффициент трансформации не должен отличаться более чем на 2% от значений, полученных на том же ответвлении других фаз, или от паспортных *данных.*

**Проверка группы соединения** производится лишь при отсутствии паспортных данных.

**Измерение тока и потерь холостого хода** производят для трансформаторов мощностью свыше 1000 кВ·А при номинальном или пониженном напряжении с пересчетом на номинальное напряжение. Ток холостого хода не нормируется.

**Проверка работы переключающего устройства и снятие круговой диаграммы.** Снятие круговой диаграммы производится на всех положениях переключателя. Круговая диаграмма не должна отличаться от диаграммы завода-изготовителя.

**Испытание бака с радиаторами гидравлическим давлением** производят давлением столба масла, высоту которого над уровнем заполненного расширителя принимают: для трубчатых в гладких баков 0,6 м; для волнистых и радиаторных баков 0,3 м. Если в течение 3 ч при температуре масла не ниже 10 °С не наблюдается течи, то бак считают герметичным.

**Проверка системы охлаждения.** Режим пуска и работы охлаждающих устройств должен соответствовать инструкции завода-изготовителя.

**Проверка состояния силикагеля.** Индикаторный силикагель должен иметь равномерную голубую окраску зерен. Изменение цвета свидетельствует об увлажнении силикагеля. Для восстановления свойств силикагель прокаливают в печах.

**Испытание трансформаторного масла.** Пробу масла из трансформатора отбирают после доливки (или заливки) и отстоя в течение не менее 12 ч для трансформаторов напряжения до 35 кВ включительно. Отбор пробы масла производят из специально предназначенного для этого крана (или пробки), имеющегося на баке трансформатора. Взятое на пробу масло испытывают на содержание механических примесей, взвешенного угля, кислотное число, реакцию водной вытяжки, температуру вспышки. При этом пробивное напряжение масла должно быть не менее 25 кВ для трансформаторов напряжением до 15 кВ включительно.

**Испытание вводов производят по следующим параметрам:** сопротивление изоляции измерительной и последней обкладок вводов, измеренное относительно соединительной втулки (производят мегомметром на 1–-2,5 кВ), не должно быть менее 1000 МОм; тангенс угла диэлектрических потерь, измеренный при напряжении 3 кВ, не должен превышать 3% при номинальном напряжении ввода от 3 до 15 кВ; испытание вводов повышенным напряжением производят для вводов, установленных на трансформаторах, в течение 1 мин совместно с обмотками по нормам табл. 4.4. Ввод считают выдержавшим испытание, если не наблюдается пробоя, скользящих разрядов, выделений газа, а также местного перегрева изоляции после испытаний.

**Методика испытаний.** Измерения характеристик изоляции проводят при ее температуре изоляции не ниже 10 °С не ранее чем через 12 ч после заливки маслом в соответствии с табл. 4.5.

Таблица 4.5

**Схемы измерения характеристик изоляции трансформаторов**

| Двухобмоточные трансформаторы | | Трехобмоточные трансформаторы | |
|---|---|---|---|
| Обмотки, на которых производят измерения | Заземляемые части трансформаторов | Обмотки, на которых производят измерения | Заземляемые части обмоток |
| НН | Бак, ВН | НН | Бак, СН, ВН |
| ВН | Бак, НН | СН | Бак, ВН, НН |
| ВН + НН | Бак | ВН | Бак, НН, СН |
| | | ВН + СН | Бак, НН |
| | | ВН + СН + НН | Бак |

При проведении измерении все вводы обмоток одного напряжения соединяют вместе, остальные обмотки и бак трансформатора

заземляют. Сначала измеряют $R_{15}$ и $R_{60}$, затем остальные характеристики изоляции.

За температуру изоляции трансформатора, не подвергавшегося нагреву, принимают температуру верхних слоев масла. Для трансформаторов без масла температура определяется термометром, установленным в кармане термосигнализатора на крышке бака (карман следует заполнять маслом). Если температура масла ниже 10 °С, то для измерения характеристик изоляции трансформатор следует нагреть. При нагреве трансформатора температуру изоляции обмоток принимают равной средней температуре обмоток ВН, определяемой по сопротивлению обмотки постоянному току. Измерение указанного сопротивления производят не ранее чем через 60 мин после отключения нагрева обмотки током и не ранее чем через 30 мин после отключения внешнего обогрева.

Сопротивление изоляции измеряют мегомметром на 2,5 кВ с верхним пределом не ниже 10 000 МОм. Перед началом каждого измерения испытуемая обмотка должна быть заземлена на время не менее 2 мин для снятия возможного емкостного заряда.

Для приведения значений заводских измерений $R_{60}$ к температуре измерений на монтаже $t_1$, а также для определения нормированных значений $R_{60}$ при температурах, не кратных 10, производят пересчет с помощью коэффициента $k_2$ (прил. 4).

*Примеры пересчета.*

Трансформатор 16 000 кВ·А, 35 кВ. Данные заводского протокола (при измерении по схеме ВН-бак, НН) $R_{60} = 300$ МОм при $t_2 = 55$ °С.

Температура изоляции трансформатора при измерении составляет 20 °С; $t_2 - t_1 = 35$ °С; $k_2 = 4{,}15$ (прил. 4). Сопротивление изоляции, приведенное к 20 °С, будет

$$R_{60} = 300 \cdot 4{,}15 = 1245 \text{ МОм}.$$

Сопротивление изоляции на монтаже должно быть не ниже 70% этого значения, т.е. не менее $1245 \cdot 0{,}7 = 870$ Ом.

## 5. МОНТАЖ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ДВИГАТЕЛЕЙ

### 5.1. Конструкция электродвигателей и фундаменты

**Конструкция.** Устройство электродвигателя и его основные конструктивные элементы приведены на рис. 5.1. Технические данные двигателей (мощность, напряжение, номинальный и пусковой ток, частота вращения и др.) указывают в паспорте, закрепленном на корпусе в виде таблички [1, 3—5, 7—9, 26, 27]. В паспорте также указывают модификацию двигателя по исполнению и степени защиты от соприкосновения с токоведущими частями и проникновения влаги. Тип двигателя для конкретного технологического механизма и условий работы выбирают в соответствии с проектом.

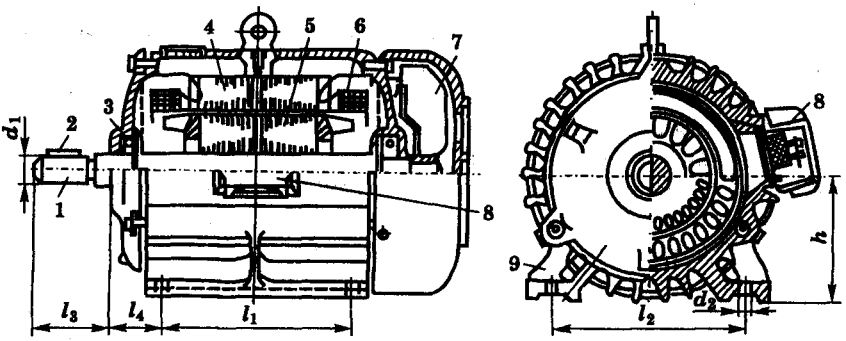



**Рис. 5.1. Устройство и установочные размеры электродвигателя сер. 4А: 1 — вал; 2 — шпонка; 3 — подшипник; 4 — статор; 5 — ротор; 6 — обмотка; 7 — вентилятор; 8 — коробка выводов; 9 — лапа; $l_1$, $l_2$ — соответственно продольное и поперечное расстояния между отверстиями в лапах; $l_3$ — длина выступающего конца вала; $l_4$ — размер выступающей крышки; $h$ — высота оси вращения; $d_1$, $d_2$ — диаметры соответственно вала и отверстия в лапах**

До начала монтажа необходимо изучить проект и получить от заказчика документацию на оборудование: технические условия, паспорт, инструкцию по монтажу и пуску, комплектовочную ведомость и др.

**Фундаменты.** Фундаменты и помещения под монтаж принимают по акту. Фундаменты машин не должны соприкасаться с фундаментами колонн и других несущих конструкций зданий во избежание передачи им вибрации. Не допускается связывать между собой фундаменты отдельных двигателей и соседних машин. Проходы для обслуживания между корпусами двигателей или частями зданий и оборудованием должны быть не менее 1 м. В ходе приемки фундаментов проверяют: соответствие проекту их расположения и габаритных размеров;

состояние бетона; расположение и габаритные размеры анкерных болтов или отверстий для них. Допускается отклонение строительных размеров от проектных: основных размеров фундамента в плане ±30 мм; осей анкерных болтов в плане ±5 мм; отметок верхних концов болтов ±25 мм.

## 5.2. Технология погрузочно-разгрузочных работ, ревизии и сушки электродвигателей

**Погрузочно-разгрузочные работы** при монтаже оборудования, как правило, должны выполняться механизированным способом. При перемещении тяжестей необходимо соблюдать нормы подъема грузов (при возрасте старше 18 лет: женщины — 20 кг, мужчины — 50 кг). До начала работ проверяют исправность такелажа, расчищают пути перемещения груза, проверяют качество строповки. Подъем вручную небольших двигателей (до 50 кг) при установке их на фундаменты выполняют не менее двух человек. Запрещается выгружать с автомашин электродвигатели и другое оборудование сбрасыванием на землю.

**Ревизия электродвигателей.** Машины, полученные от заказчика или завода-изготовителя в собранном виде, на месте монтажа не разбирают. Перед установкой их подвергают расконсервации (срок действия заводской консервации 3 года) и ревизии, включающей: внешний осмотр на отсутствие повреждений и загрязнений обмоток и корпуса; продувку двигателя сухим воздухом от пыли; снятие крышек подшипников и проверку заполнения смазкой (не более 2/3 объема гнезда подшипника); проворачивание ротора (от руки); проверку состояния коробки и контактных выводов; измерение сопротивления изоляции обмоток статора. Концы обмоток выводят в коробку выводов и наносят обозначения: начало обмоток первой, второй и третьей фазы соответственно С1, С2, С3, а концы обмоток соответственно С4, С5, С6. Обмотки соединяют в звезду или в треугольник.

Сопротивление изоляции асинхронных двигателей напряжением до 1 кВ измеряют мегомметром на 1 кВ. При температуре изоляции 10—30 °С сопротивление должно быть не менее 0,5 МОм. При меньшем сопротивлении обмотки двигателя необходимо просушить.

**Сушка электродвигателей.** Способ сушки выбирают в зависимости от конструкции и мощности двигателя. Для двигателей мощностью до 15 кВт рекомендуют применять обогрев обмоток инфракрасными облучателями или лампами накаливания. Лампы располагают вблизи обмоток или внутри статора, а двигатель закрывают огнестойким кожухом с отверстиями для выхода испаряющейся влаги.

Двигатели мощностью 15—40 кВт сушат горячим воздухом от тепловоздуходувки или теплом, выделяемым в обмотках при прохождении тока. Для этого затормаживают ротор и включают напряжение питания, пониженное до 12—15% от номинального напряжения

двигателя. В обмотках устанавливают ток, равный 0,7 от номинального тока двигателя; в процессе сушки следят, чтобы температура обмоток не превышала 80—90 °С.

Двигатели мощностью более 40 кВт сушат нагревом статора токами индукционных потерь (вихревыми токами). Режим сушки контролируют мегомметром и термометром. Сопротивление изоляции измеряют через каждый час. Сушка считается законченной, если в течение 2—4 ч сопротивление изоляции не изменяется и равно не менее 1 МОм. По результатам сушки составляют протокол.

## 5.3. Технология монтажа электродвигателей, входящих в комплект технологических механизмов

Электродвигатели, входящие в комплект технологических механизмов (вентиляторы, насосы, дробилки и др.), монтируют организации, устанавливающие технологическое оборудование. На электромонтажников возлагается обязанность оценить состояние, выполнить ревизию, а в случае необходимости — и сушку электродвигателей.

Для монтажа двигателя на основании размечают установочные размеры (см. рис. 5.1). При этом учитывают толщину прокладок (примерно 2—5 мм). Размечают отверстия для крепления салазок. В соответствии с установочными размерами в отверстии фундамента монтируют анкерные болты, при установке которых используют шаблон. Салазки и раму выравнивают при помощи прокладок по уровню в продольном и поперечном направлениях. Не допускается в качестве прокладок использовать дерево или кирпич. Продолжать монтажные работы или затягивать гайки болтов можно только через 1—15 сут.

Вал электродвигателя соединяют с валом рабочего механизма при помощи муфты, ременной или зубчатой передачи или других способов. Соединительные муфты разделяют на жесткие, соединяющие валы жестко в единое целое, и эластичные, допускающие боковые и угловые смещения валов в узлах сопряжения. В шпоночную канавку закладывают шпонку, конец вала смазывают маслом. Полумуфту или шкив насаживают при помощи винтового приспособления или молотком предварительно сняв крышку подшипника с противоположной стороны вала (рис. 5.2, *а*, *б*). При снятии шкива или полумуфты применяют и съемники (рис. 5.2, *в*). При возникновении затруднений при насаживании или снятии шкива либо полумуфты их подогревают пламенем газовой горелки до 250—300 °С.

Насаживаемые новые подшипники промывают бензином и смазывают минеральным маслом. Подшипник насаживают приспособлением из отрезка трубы с заглушкой (рис. 5.2, *г*, *д*). Для съема подшипников используют съемник с захватами. При затрудненных насадке или снятии подшипника, его подогревают горячим (100 °С) маслом.

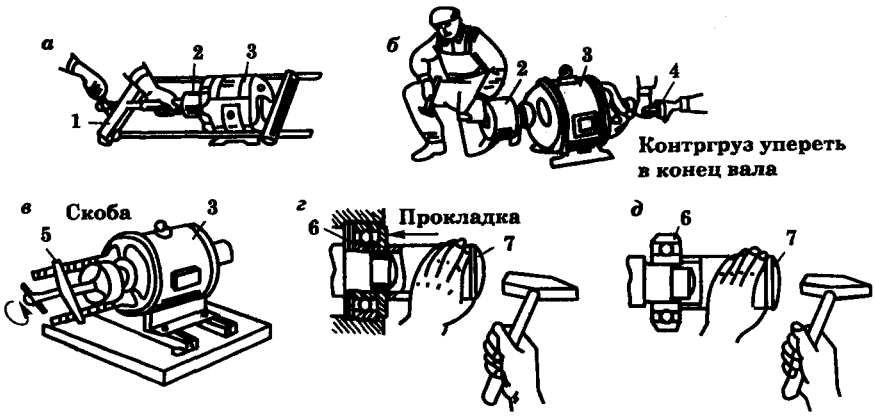



**Рис. 5.2. Способы насадки шкивов и подшипников на вал: *а* — винтовым приспособлением; *б* — молотком с применением контргруза; *в* — снятие шкива съемником; *г* — посадка подшипника в гнездо; *д* — посадка подшипника на вал; 1 — винтовое приспособление; 2 — шкив; 3 — электродвигатель; 4 — контргруз; 5 — съемник; 6 — подшипник; 7 — труба с заглушкой**

Соосность валов машин устанавливают путем центрирования. Перед центровкой необходимо убедиться в плотности посадки полумуфт на валы, проверить установку электродвигателя и машины по уровню, отсутствие биений при вращении валов. Валы центрируют при помощи скоб, укрепленных на полумуфтах (рис. 5.3). Замеры зазоров А и В выполняют пластинчатым щупом в четырех точках через 90° при одновременном повороте валов. Корректируя положение двигателя, добиваются минимально допустимой разности замеров. Результаты заносят в табл. 5.1.

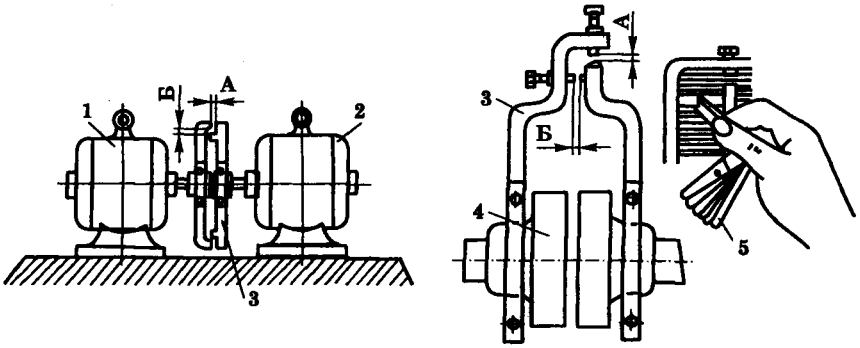



**Рис. 5.3. Центровка валов машины и электродвигателя: 1 — машина; 2 — скобы; 3 — двигатель; 4 — полумуфта; 5 — щуп**

Таблица 5.1

**Результаты замеров зазоров А и Б**

| Зазоры, мм | Положение валов, град | | | |
|---|---|---|---|---|
| | 0 | 90 | 180 | 270 |
| А | | | | |
| Б | | | | |

Толщина прокладок должна быть не менее 0,5 мм, а число прокладок, укладываемых одна на другую, — не более четырех. При сочленении машин эластичными муфтами разность показаний замеров зазоров в диаметрально противоположных точках на расстоянии 300 мм от оси вала для двигателей с частотой вращения 3000 и 1500 мин$^{-1}$ должна быть не более 0,08 мм.

При клиноременной передаче валы двигателя и механизма должны быть строго параллельны. Параллельность проверяют стальной струной или линейкой. Выверенный двигатель закрепляют и окончательно проверяют сохранность центровки валов после затяжки гаек анкерных болтов.

Электропроводку для подключения двигателя к сети выполняют в стальных трубах или кабелем (рис. 5.4). Трубу подводят непосредственно к коробке выводов. Для соединения трубы с коробкой используют муфты и сгоны (рис. 5.4, *а*, *б*) или гибкие вводы (рис. 5.4, *в*).

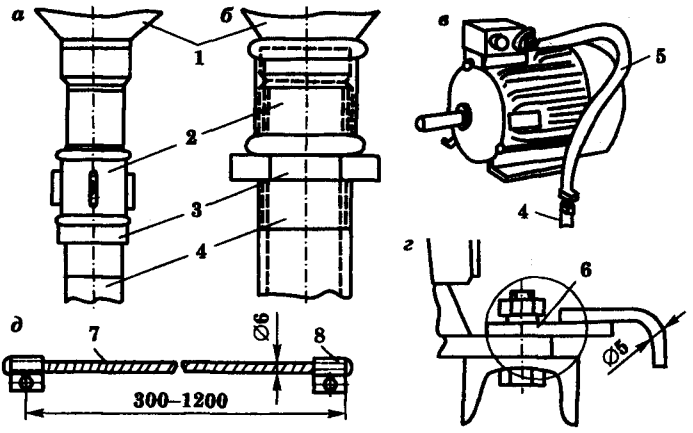



**Рис. 5.4. Способы подводки электропроводок и зануляющих проводников: *а* — в трубах к двигателю мощностью до 5,5 кВт; *б* — в трубах к двигателю. мощностью до 40 кВт; *в* — гибким вводом; *г* — подключением к корпусу зануляющего проводника; *д* — гибкой перемычкой для зануления; 1 — коробка; 2 — муфта; 3 — контргайка; 4 — трубы; 5 — гибкий ввод; 6 — шайба; 7 — стальной трос; 8 — флажок**

Корпус электродвигателя обязательно должен зануляться (соединяться с нулевым проводом сети). В качестве зануляющего проводника используют провод в трубе или стальную трубу электропроводки, или отдельно проложенный стальной проводник. Во всех случаях электрическая проводимость нулевого защитного проводника должна быть не меньше 50% проводимости фазного провода.

Проводники для зануления из круглой стали должны иметь диаметр, мм, не менее: 5 — при прокладке в здании, 6 — в наружных установках, 10 — в земле. К проводнику приваривают наконечник из полосовой стали с отверстием и присоединяют болтом с пружинящей шайбой к корпусу (рис. 5.4, *г*). Оборудование, подверженное вибрации, зануляют гибкой перемычкой (рис. 5.4, *д*).

Каждый электродвигатель и другое оборудование зануляют отдельным ответвлением от магистрали. Последовательное включение в нулевой защитный проводник нескольких электроустановок запрещается.

Качество монтажа электродвигателей проверяют включением в сеть вхолостую и под нагрузкой. Перед включением мегомметром измеряют сопротивление изоляции электропроводок и двигателя, проверяют исправность зануления и пускозащитных аппаратов.

При опробовании вхолостую двигатель отсоединяют от технологической машины и включают толчком в сеть. Не допуская полного разворота (25—30% от номинальной частоты вращения), двигатель отключают и прослушивают шумы (не должно быть посторонних звуков). После пробного пуска двигатель включают на 1 ч и проверяют: отсутствие стуков и задевания вращающихся частей, прочность крепления к основанию, степень нагрева подшипников (не более 95 °С), направление вращения ротора (при необходимости изменения направления вращения меняют местами два любых подводящих провода в коробке).

При нормальной работе в холостом режиме двигатель соединяют с механизмом и испытывают под нагрузкой в течение 3 ч. При этом виброметром измеряют вибрации двигателя в вертикальном, горизонтальном и осевом направлениях. Амплитуда вибрации должна быть не более: 0,05 мм — для двигателей с частотой вращения 3000 мин$^{-1}$ и 0,1 мм — для двигателей с частотой вращения 1500 мин$^{-1}$. В течение испытаний через каждые 30 мин измеряют температуру нагрева обмоток (не более 105 °С для двигателей с изоляцией класса А) и подшипников. Двигатель, прошедший испытания под нагрузкой, передают рабочей комиссии для приемосдаточных испытаний.

# Раздел II. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

## 6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ВНУТРИЦЕХОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

### 6.1. Конструкция и особенности эксплуатации осветительных установок

Люминесцентные лампы (ЛЛ) представляют собой газоразрядные источники света низкого давления, в которых ультрафиолетовое излучение ртутного разряда преобразуется люминофором в более длинноволновое видимое излучение [11, 29—31].

Люминесцентные лампы получили широкое распространение благодаря следующим характеристикам: высокая световая отдача — до 90 лм/Вт; большой срок службы — 18—20 тыс. ч; благоприятный спектр излучения, обеспечивающий высокое качество цветопередачи; низкие яркость и температура колбы.

*Основными недостатками ламп являются*: относительная сложность схемы включения; ограниченная единичная мощность и большие размеры при данной мощности; невозможность переключения ламп, работающих на переменном токе, на питание от сети постоянного тока; зависимость характеристик ламп от температуры внешней среды (для обычных ламп оптимальная температура окружающего воздуха 18—25 °С при отклонении температуры от оптимальной, световой поток и световая отдача снижаются, при ≤ 10 °С зажигание не гарантируется); значительное снижение потока к концу срока службы (по истечении последнего поток должен быть не менее 54% номинального); вредные для зрения пульсации светового потока с частотой 100 Гц при переменном токе 50 Гц (могут быть устранены или уменьшены только при совокупном действии нескольких ламп при соответствующих схемах включения).

При действующих нормах, разрыв между значениями освещенности для ламп накаливания и газоразрядных ламп в большинстве случаев не превышает двух ступеней, высокая световая отдача и большой срок службы ЛЛ, так же как ламп ДРЛ, делают их в большинстве случаев (кроме некоторых работ низших разрядов) более экономичными, чем лампы накаливания, как по расходу энергии, так и по годовым затратам.

По характеру разряда люминесцентные лампы подразделяют на лампы дугового разряда с горячими катодами и лампы тлеющего разряда с холодными электродами. Лампы дугового разряда, зажигаемые с предварительным подогревом катодов, наиболее просты и экономичны в эксплуатации, поэтому и шире используются.

В зависимости от многочисленных световых оттенков, которые можно получить у люминесцентных ламп, в помещениях промышленных

предприятий применяют следующие их типы: ЛБ — лампа белого света; ЛТБ — лампа тепло-белого света; ЛХБ — лампа холодно-белого света; ЛД — лампа дневного света; ЛЕ — лампы естественно-белого света; ЛБЦ, ЛТБЦ, ЛДЦ, ЛЕЦ — те же лампы с улучшенной цветностью.

Улучшенная цветность ламп достигается добавками различных люминофоров, излучающих главным образом в красной области спектра.

На сегодняшний день оптимальными экономическими характеристиками (максимальная световая отдача) и наименьшей степенью пульсации светового потока обладают лампы ЛБ, поэтому в большинстве случаев (за исключением жестких требований к цветопередаче) им следует отдавать предпочтение в осветительных установках. Параметры некоторых люминесцентных ламп приведены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

**Параметры люминесцентных ламп общего назначения по ГОСТ 6825—91**

| Тип лампы | Мощность, Вт | Ток, А | Рабочее напряжение, В | Размеры, мм | | Световой поток, лм | | Срок службы, ч | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | длина со штырем, мм | диаметр | средний | после номинальной продолжительности горения | средний | минимальный |
| ЛБ20 | 20 | 0,37 | 57 | 604 | 40 | 1200 | 940 | 12000 | 4800 |
| ЛТБ20 | | | | | | 1100 | 760 | | |
| ЛХБ20 | | | | | | 1020 | 735 | | |
| ЛД20 | | | | | | 1000 | 730 | | |
| ЛДЦ20 | | | | | | 850 | 630 | | |
| ЛБ40 | 40 | 0,43 | 103 | 1213,6 | 40 | 3200 | 2490 | 12000 | 4800 |
| ЛТБ40 | | | | | | 3100 | 2250 | | |
| ЛХБ40 | | | | | | 3000 | 2250 | | |
| ЛД40 | | | | | | 2500 | 1900 | | |
| ЛДЦ40 | | | | | | 2200 | 1630 | | |
| ЛБ65 | 65 | 0,64 | 110 | 1514,2 | 40 | 4800 | 3720 | 13000 | 5200 |
| ЛТБ65 | | | | | | 4650 | 3310 | | |
| ЛХБ65 | | | | | | 4400 | 3165 | | |
| ЛД65 | | | | | | 4000 | 2705 | | |
| ЛДЦ65 | | | | | | 3160 | 2500 | | |
| ЛБ80 | 80 | 0,865 | 102 | 1514,2 | 40 | 5400 | 4170 | 12000 | 4800 |
| ЛТБ80 | | | | | | 5200 | 3745 | | |
| ЛХБ80 | | | | | | 5040 | 3650 | | |
| ЛД80 | | | | | | 4300 | 3100 | | |
| ЛДЦ80 | | | | | | 4800 | 2890 | | |

Для стабилизации разряда и ограничения тока люминесцентных ламп применяются балластные сопротивления, чаще всего дроссели

(катушки с железным сердечником), к которым предъявляются следующие требования: потери мощности в дросселе должны быть минимальными; во время работы дроссель не должен нагреваться выше 60 °С; должен иметь как можно меньшие габариты и массу; магнитопровод дросселя должен быть собран так, чтобы во время работы не было гудения.

В качестве зажигающего устройства, входящего в состав пускорегулирующих аппаратов люминесцентных ламп, применяются стартеры тлеющего разряда.

Стартер выполняет следующие функции: замыкает цепь пускового тока лампы, что приводит к нагреванию электродов лампы пусковым током и падению напряжения сети на балластном сопротивлении и электродах лампы; по возможности быстро размыкает контакты, шунтирующие лампу после разогрева электродов; при этом за счет энергии, запасенной в индуктивном балласте, на разомкнутых контактах стартера возникает импульс высокого напряжения (около 1 кВ), который прикладывается к лампе и зажигает ее; поддерживает контакты разомкнутыми в течение всего времени горения лампы (в противном случае контакты стартера вновь зашунтируют лампу и она погаснет).

Стартер (рис. 6.1) состоит из стеклянного баллона, наполненного инертным газом. В баллон впаяны металлический неподвижный и биметаллический электроды, имеющие выводы, проходящие через цоколь. Баллон заключен в металлический или пластмассовый корпус с отверстием в верхней части.

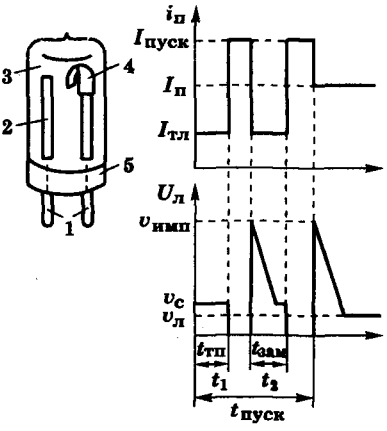



**Рис. 6.1. Схема устройства стартера тлеющего разряда: 1 — выводы; 2 — металлический неподвижный электрод; 3 — стеклянный баллон; 4 — биметаллический электрод; 5 — цоколь**

Стартеры для включения люминесцентных ламп в сеть выпускаются на напряжение 127 и 220 В. При подаче напряжения на схему (рис. 6.2) на электроды стартера и одновременно на лампу подается напряжение сети $U_с$. Это напряжение значительно ниже напряжения сети зажигания лампы с холодными

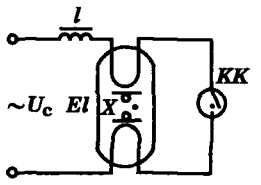



**Рис. 6.2. Схема работы стартера**

электродами, но достаточно для образования тлеющего разряда между разомкнутыми электродами стартера. По цепи дроссель — электрод лампы — стартер — второй электрод лампы течет ток тлеющего разряда стартера (0,01—0,04 А). Такой ток не может обеспечить необходимый нагрев электродов лампы, но теплоты, образуемой в баллоне стартера, достаточно для разогрева биметаллической пластины (см. рис. 6.1). В результате этого она изгибается в направлении неподвижного электрода; через 0,2—0,4 с контакты стартера замыкаются (момент времени $t_1$ показан на рис. 6.1) и в цепи начинает протекать ток нагрева электродов. Значения этого тока определяются значениями напряжения сети, сопротивления балластного дросселя и электродов лампы. Пусковой ток, проходя по замкнутым контактам стартера, нагревает электроды лампы. Одновременно в стартере прекращается тлеющий разряд и происходит остывание биметаллического электрода. Через время $t_{зам}$ электроды стартера размыкаются, на лампе возникает импульс напряжения (момент времени $t_2$), который и зажигает лампу. Время подогрева электродов определяется временем замыкания электродов стартера и составляет 0,2—0,8 с.

В ряде случаев этого времени недостаточно для разогрева электродов лампы и существенного снижения напряжения зажигания. Поэтому лампа при первом импульсе может не зажечься, и процесс зажигания повторяется. Общая длительность шокового режима зависит от параметров зажигания лампы и стартера, а также от напряжения сети и находится в пределах 3—15 с. Длительность пускового импульса составляет 1—2 мкс и недостаточна для надежного зажигания лампы, так как за это время межэлектродное пространство в лампе не успевает достигнуть необходимой степени ионизации. Поэтому параллельно контактам стартера включают конденсатор емкостью 5—10 нФ, что увеличивает длительность импульса в 50—100 раз.

При эксплуатации ламп встречаются различные неисправности, которые необходимо обнаружить и устранить. Чаще всего встречаются следующие неисправности:

— новая лампа не загорается (причиной этого может быть плохой контакт в патроне, разрыв проводов и электродах, наличие воздуха в лампе);

— новая лампа при включении мигает и не загорается. В этом случае ее рекомендуется несколько раз включить и выключить — это может устранить мигание. Если же лампа продолжает мигать, то причиной может быть неисправность стартера, который рекомендуется заменить;

— у лампы наблюдается потемнение концов трубки с одной или с обеих сторон на 50—70 мм от основания. Это означает, что срок службы лампы заканчивается;

— концы лампы при включении светятся, а лампа не зажигается. Причиной является либо неисправность стартера, либо короткое замыкание в конденсаторе;

— дроссель сильно гудит. В этом случае его необходимо укрепить на резиновых или других звукоизолирующих прокладках;

— сильный нагрев дросселя может быть следствием плохой изоляции пластин. При этом дроссель необходимо заменить;

— сгорание электродов. Причинами являются поломка патронов или короткое замыкание проводов на корпус осветительной арматуры.

## 6.2. Технология проверки осветительных установок

**Методика проверки.** Необходимо записать технические данные ламп, дросселей, стартеров, используемых в работе, разобрать стартер и составить эскиз его основных элементов.

При исследовании работы лампы желательно проверить качество ее работы, учитывая, что исправная лампа должна зажигаться при напряжении сети $U_с = 90\% U_{ном}$. Кроме проверки исправной работы лампы необходимо проверить наличие «выпрямляющего эффекта», который почти вдвое уменьшает световой поток лампы. «Выпрямляющий эффект» возникает в том случае, если у лампы отсутствует эмиссия одного из электродов, при этом ток будет проходить по лампе только в одном направлении и амперметр постоянного тока зафиксирует значение тока на 25—30% меньше номинального тока лампы. Такая лампа подлежит отбраковке.

При испытаниях стартера необходимо учитывать, что, несмотря на простоту конструкции, они часто выходят из строя из-за залипания контактов. В таком режиме стартера лампа начинает работать в длительном пусковом режиме.

При испытаниях дросселя необходимо убедиться в отсутствии короткого замыкания в нем, а также измерить ток короткого замыкания и сравнить его с данными каталога. Отсутствие перегрева и гудения при работе дросселя свидетельствуют о его исправности.

**Последовательность проверки.**

1. Собрать схему согласно рис. 6.3.

2. Включить автомат *SF*; при наличии напряжения на схеме загорается лампа *HL*1.

3. Установить автотрансформатором *TV* необходимое напряжение.

4. Произвести проверку исправности лампы, для чего:

— поставить переключатель *SA* в положение II;

— нажать кнопку *SB*6; после отпускания кнопки лампа должна зажечься;

— значения тока и напряжения лампы по показаниям приборов *PA*1 и *PV*2 занести в табл. 6.2.

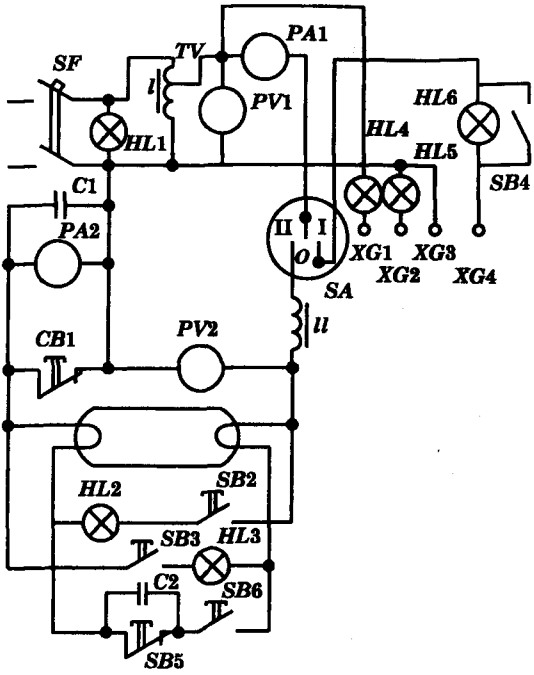



**Рис. 6.3. Электрическая схема для проведения работы**

Таблица 6.2

**Данные испытаний люминесцентных ламп и дросселей**

| Наименование прибора | Тип | Мощность $P$, Вт | Напряжение $U$, В | | Ток $I$, А | | Ток короткого замыкания $I_{КЗ}$, А | | Выводы о пригодности прибора к работе |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | каталожное | испытательное | каталожный | испытательный | каталожный | испытательный | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |

Отклонения параметров не должны быть более 10—12% по сравнению с данными табл. 6.1; если при нажатии на кнопку нити электродов не светятся, то для выяснения, какой из электродов испорчен, необходимо поочередно нажать кнопки *SB2* и *SB3*; если

электроды целы, а лампа не горит, то ее следует зажечь с помощью конденсатора *C*2 емкостью 4 мкФ, нажав на кнопку *SB*5, не отпуская кнопку *SB*6. Затем для обнаружения у лампы выпрямляющего эффекта необходимо нажать кнопку *SB*1 и если показания амперметра постоянного тока *PA*2 составляют 25—30% от показания амперметра *PA*1, то лампа подлежит замене; исправную лампу зажечь нажатием кнопки *SB*6, предварительно установив напряжение на вольтметре *PV*1, равное 198—200 В.

5. Произвести проверку исправности дросселя, для чего необходимо:

— подключить дроссель к зажимам *XG*3 и *XG*4;

— установить переключатель *SA* в положение I;

— проверить отсутствие короткого замыкания, при этом накал нити лампы *HL*6 должен быть нормальным при разомкнутой кнопке *SB*4;

— нажать кнопку *SB*4, измерить ток короткого замыкания, записать в табл. 6.2 и сравнить с данными табл. 6.3.

Таблица 6.3

**Характеристика балластных дросселей**

| Тип дросселя | Мощность $P$, Вт | Напряжение $U$, В | Ток $I$, А | Ток короткого замыкания $I_{кз}$, А | Емкость $C$, мкФ | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | Для компенсации | Для последовательного включения |
| 1УИБ—20/127 — ВПП—900, 910 | 20 | 127 | 0,37 | 0,6 | 6—8 | 6 |
| 1УИБ (Е) — 40/220 — ВПП — 8004 | 40 | 2,0 | 0,43 | 0,6 | 4—6 | 4 |

6. Произвести проверку стартера, для чего подключить стартер к зажимам *XG*1 и *XG*2. У исправного стартера с момента его включения через глазок в корпусе можно увидеть оранжевое свечение газового разряда, которое исчезнет через 1—3 с, когда электроды стартера замкнутся. В этот момент зажигаются лампы *HL*4 и *HL*5 мощностью 15—20 Вт. Затем процесс срабатывания повторяется, при этом лампы будут часто мигать. Если лампы не горят или горят, но не мигают, то стартер неисправен и подлежит замене.

# 7. ЭКСПЛУАТАЦИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

## 7.1. Классификация видов повреждения и методов определения мест повреждений кабельных линий

**Виды повреждений кабельных линий.** Повреждения в трехфазных кабельных линиях по их характеру могут подразделяться на следующие виды: повреждение изоляции, вызывающее замыкание одной фазы на землю; повреждение изоляции, вызывающее замыкание двух или трех фаз на землю либо двух или трех фаз между собой; обрыв одной, двух или трех фаз без заземления или с заземлением как оборванных, так и не оборванных жил; заплывающий пробой изоляции; повреждение линии одновременно в двух или более местах, каждое из которых может относиться к одной из вышеуказанных групп [7, 11, 13, 32]. Аналогичные виды повреждений могут быть и в четырехжильных кабельных линиях до 1 кВ.

Наиболее распространенным видом повреждения кабельных линий является повреждение изоляции между жилой и металлической оболочкой кабеля или муфты, т.е. однофазное повреждение.

Когда кабельная линия повреждена в результате испытаний ее высоким напряжением, и мегомметром не удается определить характер повреждения изоляции, то характер повреждения определяется дополнительными поочередными испытаниями высоким напряжением изоляции жил по отношению к металлической оболочке кабеля между собой. После проведения всех необходимых измерений составляется схема вида повреждения кабельной линии, которая заносится в протокол измерения.

Перед проведением измерений кабельная линия должна быть отсоединена разъединителями от питающего источника и от линии должны быть отсоединены все электроприемники.

Должно быть малое переходное сопротивление. Если же оно велико (более 5 МОм), а кабель не выдержал испытания, то для более точного определения места неисправности производят *прожигание* кабеля. Этот процесс осуществляют как на постоянном токе от специальных установок, так и на переменном токе от трехфазных повышающих трансформаторов. Целью прожигания кабелей является создание переходного сопротивления определенного значения в месте повреждения кабеля.

**Методы определения мест повреждений кабельных линий.** Определение места повреждения производят обычно в два этапа: на первом отыскивают *зону повреждения*, а на втором определяют точное *место повреждения* непосредственно на трассе. Выбор метода отыскания мест повреждения кабелей зависит от вида повреждения, пробивного напряжения и переходного сопротивления в месте повреждения.

Для определения *зоны повреждения* линии применяют следующие методы: импульсный, колебательного разряда, петлевой и емкостный. Для нахождения *места повреждения* непосредственно на трассе рекомендуется применять индукционный, акустический методы и накладной рамки. Область применения различных методов приведена в табл. 7.1.

Таблица 7.1

**Область применения методов определения мест повреждения кабельных линий**

| Вид повреждения | Напряжение пробоя, кВ | Переходное сопротивление в месте повреждения, Ом | Метод определения | |
|---|---|---|---|---|
| | | | зоны повреждения | точного места повреждения |
| Замыкание жилы на землю | От нуля испытательного | 0—40 | Импульсный, петлевой | Индукционный, метод накладной рамки |
| | | 40—200 | Импульсный, колебательного разряда, петлевой | Акустический |
| | | 200—5000 | Колебательного разряда, петлевой | То же |
| Замыкание жил между собой или на землю в одном месте | От нуля испытательного | 0—40 | Импульсный, петлевой (при наличии целой жилы) | Индукционный |
| | | 40—200 | Импульсный, колебательного разряда | Индукционный, акустический |
| | | 200—5000 | Колебательного разряда | То же |
| Замыкание жил между собой или на землю в одном месте | От нуля испытательного | 0—200 | Импульсный | Акустический (с предварительным разрушением мостика) |
| Двойное замыкание на землю | | 200—5000 | Петлевой, колебательного разряда | |
| Обрывы жил без замыкания на землю | При напряжении до испытательного нет пробоя | Свыше 106 | Импульсный, емкостный, колебательного разряда | Акустический |

**Метод колебательного разряда** является одним из наиболее часто применяемых при «заплывающих пробоях», которые часто наблюдаются в кабельных муфтах. В этом случае при имеющейся мощности

выпрямительной установки при прожиге кабеля с увеличением его длины для заряда емкости до напряжения пробоя потребуется большее время.

В результате частота разряда уменьшается и место повреждения успевает «заплывать». Для определения места повреждения при большой длине кабеля необходимы выпрямительные установки большой мощности, которые и используются при применении метода колебательного разряда.

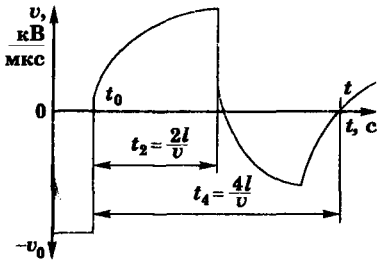



**Рис. 7.1. Изменение напряжения на зажимах кабеля при пробое изоляции**

*Суть метода колебательного разряда* заключается в измерении периода (полупериода) свободных колебаний, возникающих в заряженной кабельной линии при пробое изоляции в месте повреждения. При этом на жилу кабеля подается высокое напряжение, но не выше допустимого, отрицательной последовательности (рис. 7.1). В месте повреждения в момент пробоя напряжение падает до нуля, что соответствует моменту времени $t_1 = l_x / \upsilon$, где $t_1$ — время прохождения волны до места повреждения; $l_x$ — расстояние от конца кабеля до места повреждения; $\upsilon$ — скорость распространения волны, равная для силовых кабелей (160 ± 1) м/мкс. Затем потенциал жилы резко возрастает и возникает волна напряжения положительной полярности, которая приходит к концу кабеля и, не меняя знака, возвращается к месту повреждения. В момент времени $t_2 = 2l_x / \upsilon$ волна достигает места пробоя, потенциал жилы снова резко падает до нуля и волна уходит к концу линии с переменой знака.

В момент времени $t_3 = 3l_x / \upsilon$ волна отрицательной полярности приходит к концу линии, возвращаясь к месту пробоя с тем же знаком.

В момент $t_4 = 4l_x / \upsilon$ волна приходит к месту повреждения и в момент пробоя напряжения опять падает до нуля. На этом завершается полный период, за время которого волна 4 раза проходит расстояние от конца кабеля (места подключения кабеля к испытательной установке) до места повреждения. Поэтому $l_x = T\upsilon / 4 = 40T$, где $T$ — период колебаний.

Для повышения точности обычно измеряют время первого полупериода, так как в связи с затухающим характером колебаний форма и значение напряжения существенно искажаются на экране осциллографа. Шкала прибора проградуирована в километрах, измерение

времени (обычно полупериода $t_2$) производится по электросекундомеру. Схема подключения прибора ЭМКС-58М, позволяющего определять расстояния от 40 м до 10 км для кабелей до 10 кВ, приведена на рис. 7.2.

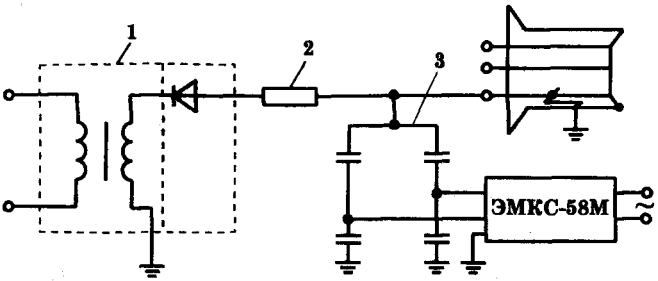



**Рис. 7.2. Схема включения прибора ЭМКС-58М: 1 — выпрямитель высокого напряжения; 2 — зарядное сопротивление; 3 — делитель высокого напряжения**

**Индукционный метод** применяют для отыскания мест пробоя изоляции жил между собой или на землю, а также при обрыве линии с одновременным пробоем изоляции жил между собой или на землю.

При пропускании по кабелю однофазного переменного тока вокруг кабеля образуется магнитное поле, значение которого зависит от значения тока. Если в поле кабеля внести рамку (антенну) из проволоки, то изменяющееся поле будет наводить в ней ЭДС и при замыкании контура рамки в телефоне возникнет ток и появится звучание. Чем выше частота тока, тем отчетливее звук. Чтобы звучание испытуемого кабеля отличалось от звучания других кабелей, по нему с помощью генератора звуковой частоты пропускают ток частотой 800—1200 Гц.

Отыскание мест повреждения по цепи «жила — земля» усложняется из-за растекания тока в месте повреждения по оболочке кабеля в обе стороны на десятки метров. Поэтому практически однофазные повреждения путем прожига переводят в двух-трехфазные и определяют повреждение по цепи «жила — жила» или искусственно создают цепь «жила — оболочка кабеля», разземляя последнюю с двух сторон и подключая генератор к жиле и оболочке. Наводимая в рамке ЭДС зависит от токораспределения в кабеле и взаимного пространственного положения рамки и кабеля. Зная характер распределения поля для данного токораспределения в кабеле и при соответствующей ориентации рамки, по изменению силы звука в телефоне можно определить место повреждения.

**Метод накладной рамки** применяют для определения непосредственно на кабеле при открытой прокладке места короткого замыкания «жила — жила» или «жила — оболочка». Сущность метода аналогична индукционному. После подключения генератора на

кабель накладывают рамку с телефоном и поворачивают ее вокруг оси кабеля. Если измерение производится до места повреждения, то за один поворот рамки будет прослушиваться два максимума и два минимума сигналов от поля пары токов: «жила — жила» или «жила — оболочка». За местом повреждения поле создается одиночным током; при этом фоне при повороте рамки будет прослушиваться монотонный звук.

**Импульсный метод** применяют для определения зоны таких неисправностей, как одно-, двух- или трехфазное короткое замыкание, замыкание жил на землю или их обрыв.

## 7.2. Технология определения места повреждения кабельной линии

**Последовательность подготовительных мероприятий.**

1. Ознакомиться с испытываемым кабелем и его техническими данными (марка, сечение, длина, номинальное напряжение).

2. С помощью мегомметра определить характер неисправности кабеля и найти поврежденные жилы.

3. Подготовить прибор Р5-5 к работе:

3.1. На передней панели ручку «Развертка» установить в крайнее левое положение.

3.2. На передней панели ручку «Усиление» установить в положение «I».

3.3. Ручку «Вых. сопрот.» установить в пределах зеленого сектора.

3.4. На задней панели ручку «Общий — Раздельный» установить в положение «Общий».

3.5. На задней панели ручку «Контроль — Работа» установить в положение «Работа».

3.6. Заземлить прибор, подключить кабель питания к питающей сети и включить тумблер «Сеть». При этом загорается индикаторная лампочка и через 0,5—2 мин на экране ЭЛТ появляется линия развертки.

3.7. Ручками «Яркость», «Фокус» регулировать яркость, фокусировку и положение луча на экране ЭЛТ. Линия развертки должна располагаться на середине экрана; начало луча должно совпадать с левым краем экрана.

3.8. Включить тумблер «Метки». При этом на линии развертки должны появиться масштабные метки. Установить «Множитель грубо» и «Множитель точно» в положение «0». При этом зондирующий импульс своим передним фронтом должен совпадать с фронтом первой видимой метки на экране ЭЛТ. При их несовпадении следует подрегулировать резисторы «Корректировка нуля» на всех диапазонах.

3.9. Тумблер «Контроль — Работа» переключить в положение «Контроль», «Множитель точно» — в положение «1». При этом передний

фронт зондирующего импульса должен совпадать с первой видимой меткой. При их несовпадении необходимо подрегулировать резисторы «Корректировка единицы» на всех диапазонах.

3.10. Установить ручку «Диапазоны» в положение «1» (при длине линии до 15 км), «2» (до 60 км), «3» (до 300 км).

3.11. Установить ручку «Длительность импульса» на метку, «0,1—0,3» или «I» (при длине линии до 15 км), «I» или «8» (до 60 км), «8» или «15» (до 300 км).

3.12. Ручку «Вых. сопрот.» установить на значение волнового сопротивления линии по цветам секторов: коричневому сектору соответствует выходное сопротивление от 30 до 100 Ом, зеленому — от 100 до 500 Ом, синему — от 500 до 1500 Ом. Значения скорости распространения импульса и волнового сопротивления приведены в табл. 7.2.

Таблица 7.2

**Параметры линий электропередачи**

| Тип линии | Скорость распространения импульсного сигнала, м/мкс | Волновое сопротивление, Ом |
|---|---|---|
| Воздушные линии электропередачи 35—220 кВ | 295 | 350—500 |
| Воздушные линии связи, бронзометалл | 286 | 540—500 |
| То же, сталь | 230 | 1400—1500 |
| Силовые кабели 6—10—35—110 кВ | 160±1 | 35 |

3.13. Ручку «Развертка» установить в крайнее правое положение.

3.14. Ручку «Усиление» установить в положение «2», «3» или «4» (для установления нижней граничной частоты пропускания усилителя соответственно 2, 20 и 50 кГц). Ручкой «Плавно» осуществляют регулировку работы усилителя. Для проведения работы ручка «Усиление» остается в положении «1».

3.15. Тумблер «Общий — Раздельный» установить в положение «Общий».

3.16. Тумблер «Симметр. — Несимметр.» установить в положение «Симметр.».

3.17. Высокочастотный соединительный кабель подключить к гнезду «Выход» прибора и к измеряемой линии. Зажим, соответствующий выводу оболочки соединительного кабеля, присоединить к заземленной жиле или оболочке линии, а соответствующий выводу средней жилы — к незаземленной жиле.

**Определение места повреждения кабельной линии.**

1. На импульсной характеристике линии отыскать всплеск, соответствующей отражению сигнала от неоднородности (места

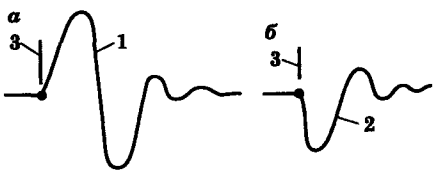



**Рис. 7.3. Изображение на экране прибора Р5-5: *а* — проверка совпадения зондирующего импульса 1 с нулевой масштабной меткой 3; *б* — совмещение отраженного импульса 2 с нулевой масштабной меткой**

предполагаемого повреждения) линии. Установить характер повреждения (рис. 7.3).

2. Ручками «Множитель грубо» и «Множитель точно» выполнить совмещение начала фронта найденного всплеска импульсной характеристики с фронтом первой метки на экране ЭЛТ. При этом ручку «Развертка» следует установить в крайнее левое положение.

3. По показаниям ручек «Диапазоны», «Множитель грубо» и «Множитель точно» выполнить отсчет времени пробега зондирующего импульса от места подключения прибора к линии до места повреждения и обратно по формуле

$$T_{\text{факт}} = T_{\text{диап}}(n_{\text{груб}} + n_{\text{точ}}), \text{ мкс},$$

где $T_{\text{диап}}$ — масштаб диапазона, равный 10, 40, 160 мкс на диапазонах I, II, III соответственно; $n_{\text{груб}}$ — показание шкалы «Множитель грубо»; $n_{\text{точ}}$ — показание шкалы «Множитель точно».

4. Определить расстояние до места повреждения определяют по формуле

$$L_x = \frac{1}{2} v T_{\text{факт}},$$

где $v$ — скорость распространения импульсов в линии данного типа (табл. 7.2), м/мкс.

**Пример расчета**

Определить расстояние до места повреждения кабеля напряжением 10 кВ протяженностью 12 км.

После окончания измерений, записать показания ручек прибора Р-5:

«Диапазоны» ($T_{\text{диап}}$) — 10 (на диапазоне 1),

«Множитель грубо» ($n_{\text{груб}}$) — 4,

«Множитель точно» ($n_{\text{точ}}$) — 0,3.

Определить время пробега зондирующего импульса:

$T_{\text{факт}} = T_{\text{диап}}(n_{\text{груб}} + n_{\text{точ}}) = 10(4 + 0{,}3) = 43$ мкс.

Определить расстояние до места повреждения:

$L_x = 0{,}5 v T_{\text{факт}} = 0{,}5 \cdot 160 \cdot 43 = 3440$ м.

Скорость распространения импульсов $v$ в кабеле напряжением 10 кВ берем по табл. 7.2, откуда $v = 160$ м/мкс.

5. Если линия протяженная, а прибор указал место повреждения в ее конце, то для увеличения точности следует произвести измерения с другого конца.

6. Составить отчет, представив анализ полученных результатов.

### 7.3. Технология измерения температуры жил силовых кабелей

Для обеспечения безаварийной и длительной работы кабельных линий необходимо следить за тем, чтобы температура жил и других элементов кабеля в процессе эксплуатации не превышала допустимых пределов [4, 28, 33]. В противном случае изоляция кабеля в местах перегрева может высохнуть или даже обуглиться, потерять свои изоляционные и механические свойства, что в итоге приведет к пробою кабеля.

Чрезмерный перегрев приводит также к увеличению объема пропиточного состава изоляции, в результате чего внутри кабеля возрастает давление, которое передается на свинцовую оболочку. Последняя деформируется, увеличивается ее диаметр, а так как этот процесс является необратимым, при остывании кабеля под свинцовой оболочкой образуются пустоты, которые ослабляют электрическую прочность изоляции. Поэтому ГОСТ 18409—73 на силовые кабели с бумажной пропитанной изоляцией для токоведущих жил кабелей в зависимости от их напряжения установлены следующие допустимые длительные плюсовые температуры: для кабелей напряжением до 3 кВ — 80 °С, 6 кВ — 65 °С, 10 кВ — 60 °С, 20 и 35 кВ — 50 °С. Длительно допустимая температура токоведущих жил кабелей до 3 кВ с пластмассовой изоляцией не должна превышать +70 °С; кабелей специальной конструкции — предусмотренных техническими условиями на их изготовление.

Кабель в процессе эксплуатации может нагреваться от тока не только нормальной нагрузки, но и от тока короткого замыкания при повреждении какого-либо элемента сети. В некоторых случаях эти токи достигают очень большого значения, что при неправильном выборе кабеля может привести к порче его на всей длине линии.

Выбор кабеля по сечению, которое обеспечивало бы его термическую устойчивость при токах КЗ, производится при проектировании кабельной линии. При этом максимально допустимое превышение температуры нагрева жил при КЗ должно быть не более +200 °С для кабелей до 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией с медными и алюминиевыми жилами. В соответствии с ПУЭ принимается, что до момента КЗ температура жил не превышает допустимую температуру по нагреву в длительном режиме.

Контроль за температурой нагрева токоведущих жил в процессе эксплуатации кабельных линий осуществлять очень сложно, так как жилы для измерения практически недоступны. Поэтому его проводят путем измерения температуры нагрева свинцовой или алюминиевой оболочки либо брони кабеля.

При этом температура на металлической оболочке или броненленте кабеля будет меньше, чем температура жилы, на величину перепада температуры в изоляции кабеля. Для определения действительной температуры на жиле по результатам измерения температуры оболочки следует произвести пересчет по следующей формуле:

$$t_{ж} = t_{об} + \Delta t,$$

где $t_{об}$ — температура на оболочке (броненленте или шланге) кабеля, измеренная при опыте, °С; $\Delta t$ — разность температур броненленты (оболочки или шланга) и жил кабеля.

Разность температур может быть определена по формуле

$$\Delta t = \frac{nI_{оп}^2 \rho_{20}}{S} T_к K_р [1 + \alpha(t_{доп} - 20)],$$

где $n$ — число жил кабеля; $I_{оп}$ — длительная максимальная нагрузка кабеля, измеренная при опыте, А; $\rho_{20}$ — удельное электрическое сопротивление жилы кабеля при температуре +20 °С, Ом· мм²/см (для меди — $17{,}93 \cdot 10^{-5}$, для алюминия — $29{,}4 \cdot 10^{-5}$); $S$ — сечение жилы кабеля, мм²; $T_к$ — сумма термических сопротивлений изоляции и защитных покровов кабеля, °С· см/Вт; $K_р$ — поправочный коэффициент для приведения электрического сопротивления к расчетной температуре (при прокладке в воздухе — 1,02, в земле — 0,98); $\alpha$ — температурный коэффициент сопротивления теплопроводящей жилы, °С$^{-1}$ (для меди — 0,0039, для алюминия — 0,0040); $t_{доп}$ — длительно допустимая температура нагрева жил, °С.

Разность температур $\Delta t$ для кабелей с бумажной изоляцией с алюминиевыми жилами различной степени старения может быть определена также по номограммам (например, для кабелей на напряжение 6—35 кВ, находящихся в эксплуатации до 10 лет, — по номограммам, приведенным на рис. 7.4 и 7.5).

Для кабелей с бумажной изоляцией и медными жилами разность температур должна быть уменьшены в 1,7 раза. Для кабелей с бумажной изоляцией на напряжение 3—10 кВ, находящихся в эксплуатации более 25 лет, а также для кабелей, длительное время (более 5 лет) работавших в тяжелых условиях, явившихся причиной заметного осушения, значения тепловых сопротивлений приведены в табл. 7.3.

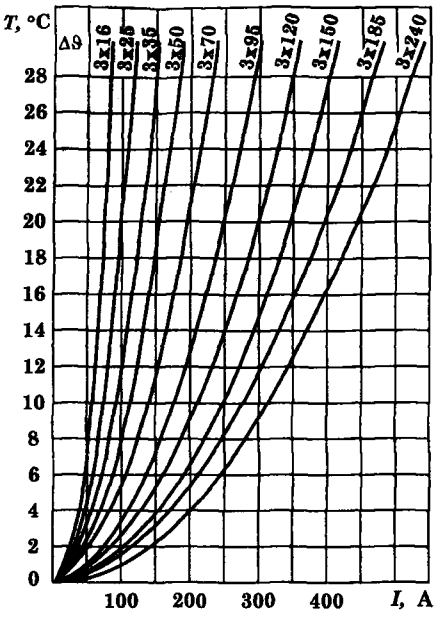



**Рис. 7.4. Номограмма разности температур бронелент (оболочки или шланга) и алюминиевых жил новых кабелей 6 кВ**

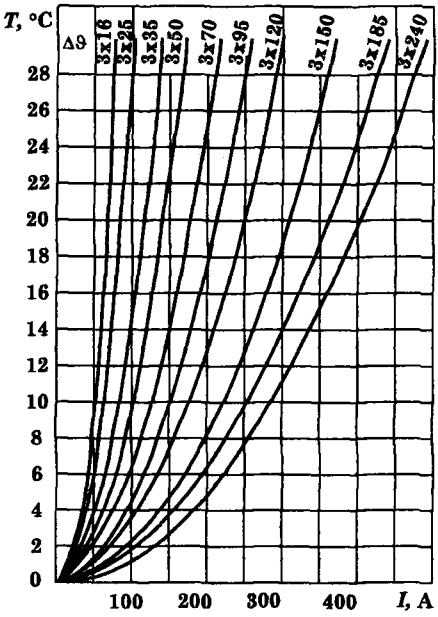



**Рис. 7.5. Номограмма разности температур бронелент (оболочки или шланга) и алюминиевых жил новых кабелей 10 кВ**

Таблица 7.3

**Тепловое сопротивление изоляции и слоя наружных покровов $T_к$ для трехжильных кабелей 3, 6, 10 кВ с заметно осушенной изоляцией**

| Напряжение кабеля, кВ | Виды изоляции | Тепловое сопротивление изоляции (°С · см/Вт) кабелей сечением жилы, мм² | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 16 | 25 | 35 | 50 | 70 | 95 | 120 | 150 | 185 | 240 |
| 3 | Изоляция | 68 | 51 | 45 | 38 | 34 | 29 | 26 | 24 | 21 | 19 |
| | Наружные покровы | 35 | 33 | 31 | 28 | 25 | 22 | 21 | 20 | 19 | 18 |
| 6 | Изоляция | 83 | 73 | 64 | 58 | 50 | 42 | 37 | 32 | 30 | 30 |
| | Наружные покровы | 31 | 30 | 25 | 24 | 22 | 20 | 18 | 18 | 18 | 17 |
| 10 | Изоляция | 101 | 89 | 82 | 72 | 66 | 57 | 51 | 47 | 43 | 37 |
| | Наружные покровы | 25 | 24 | 20 | 19 | 18 | 18 | 17 | 17 | 15 | 15 |

В [33] приведены номограммы для определения разности температур бронелент (оболочки или шланга) и алюминиевых жил кабелей на 6 и 10 кВ, находящихся в эксплуатации от 10 до 25 лет.

Тепловые сопротивления бумажной изоляции и защитных покровов разных кабелей значительно изменяются в зависимости от срока их службы, высыхания и т.д.

Удельное тепловое сопротивление принято для изоляции 1000 °С · см/Вт, для наружных покровов — 550 °С · см/Вт.

*Тепловое сопротивление* принимается равным единице, если при прохождении в течение 1 с через 1 $см^3$ какого-либо вещества мощности теплового потока 1 Вт между стенками кубика, расположенного перпендикулярно потоку, отмечается падение температуры на 1 °С.

**Пример расчета**

Согласно измерению температура свинцовой оболочки трехжильного кабеля 10 кВ с алюминиевыми жилами сечением 3х120 $мм^2$ $t_{об} = 40$ °С. Длительная максимальная нагрузка кабеля, измеренная при опыте, составила $I_{оп} = 200$ А. Следует определить температуру жилы кабеля.

Для этого необходимо предварительно определить удельное сопротивление жилы кабеля при допустимой температуре. В данном случае для кабеля напряжением 10 кВ $t_{доп} = 60$ °С.

Термическое сопротивление изоляции (без наружного покрова) для кабеля сечением жил 120 $мм^2$ напряжением 10 кВ берут из табл. 7.3, откуда $T_к = 51$ °С · см/Вт.

Определяют разность температуры $\Delta t$ по формуле (2):

$$\Delta t = \frac{3 \cdot 200^2 \cdot 0{,}0294}{100 \cdot 120} 51 \cdot 0{,}98(1 + 0{,}004(60 - 20)) \approx 17 \text{ °С}.$$

Определяют температуру нагрева кабеля по формуле:

$$t_{ж} = t_{об} + \Delta t = 40 + 17 = 57 \text{ °С}.$$

Как показывает данный расчет, разность температур жилы и оболочки кабеля составляет 17 °С, а температура нагрева кабеля меньше допустимой ($t_{доп} = 60$ °С) для кабелей напряжением 10 кВ.

Опытные измерения подтверждают, что перепад температуры между жилой и свинцовой оболочкой кабелей 10 кВ составляет 20 °С. Поэтому в практических условиях обычно ограничиваются измерением температуры свинцовой оболочки, учитывая, что температура жилы кабеля будет выше на 15—20 °С, и дополнительных перерасчетов не делают.

Измерение температуры оболочек кабелей рекомендуется производить в местах максимального нагрева. Такими местами могут быть пересечения кабельной линии с теплопроводом, если при прокладке кабеля или теплопровода не выполнены мероприятия по наложению на теплопровод достаточной теплоизоляции или не соблюдены требуемые ПУЭ расстояния между кабелем и теплопроводом.

Очень часто при прокладке кабеля непосредственно в земле наибольший нагрев наблюдается в местах его прокладки совместно с другими действующими кабелями в одном пучке. В этом случае повышение

температуры происходит от дополнительного подогрева почвы и самого кабеля теплом, выделяемым соседними кабелями. Особенно неблагоприятные условия складываются для охлаждения кабеля участков трассы с грунтом, имеющим большое тепловое сопротивление или сухим. Если кабельная линия на отдельных участках трассы проложена в трубах, то вне зависимости от материала их исполнения наибольший нагрев кабеля будет отмечаться в середине трубы по ее длине.

В связи с этим для измерения температуры нагрева оболочек кабеля необходимо предварительно изучить состояние трассы данной кабельной линии, расчетами определить место по трассе с наихудшими условиями охлаждения кабеля и только после этого приступить к измерению его нагрева.

Измерение температуры следует производить в период, когда кабельная линия имеет максимальную нагрузку. Если нагрузка кабельной линии в течение суток равномерна, то температуру на оболочке кабеля достаточно измерить дважды с интервалом 1—2 ч. В противном случае температуру необходимо измерять в течение суток через каждые 1—2 ч, одновременно измеряя величину нагрузки.

По полученным данным строятся суточные графики изменения температуры оболочки кабеля и его нагрузки. При подсчете температуры жилы кабеля по указанным выше формулам за $t_{об}$ следует принимать максимальное значение температуры оболочки по графику, а за $I_{оп}$ — получасовой максимум токовой нагрузки, который слагается из средних получасовых токовых нагрузок, хотя максимальные значения температуры и нагрузки не будут совпадать по времени.

Измерение температур металлических оболочек кабелей, проложенных открыто в распределительных устройствах электростанций и подстанций, туннелях, коллекторах, каналах, подвалах, рекомендуется производить обычным термометром. При этом резервуар с ртутью термометра должен быть хорошо укреплен на броне или свинцовой оболочке кабеля с помощью станиоля или аналогичного материала с хорошей теплопроводностью.

В тех случаях, когда металлические оболочки кабелей недоступны (прокладка в земле и т.п.), измерения рекомендуется производить при помощи термопар, изготовляемых для этой цели обычно из медной и константановой проволок. На каждом кабеле в измеряемом месте устанавливают не менее двух термопар, что обеспечивает резерв в случае поломки одной из них и повышает точность измерения.

При измерении температур оболочки кабеля, проложенного непосредственно в земле, должна соблюдаться следующая технологическая схема выполнения отдельных элементов работы. На трассе кабельной линии в месте измерения отрывается шурф или котлован в

зависимости от местных условий. С кабеля снимается верхний слой джута или джут разводится в стороны для высвобождения брони. В месте установки термопары накладывается фольга и производится крепление термопары к кабелю намоткой 5—6 слоев изоляционной ленты. Провода термопары прокладываются в газовой трубе и выводятся в удобное и безопасное от механических повреждений место. Если в одном месте устанавливается несколько термопар, то на их концах прикрепляются маркировочные бирки. После этого шурф или котлован засыпается и утрамбовывается, при этом контролируется сохранность заложенных термопар от повреждений. Измерения температуры оболочек кабеля следует производить не ранее двух-трех дней после засыпки котлована, т.е. после того, как установится постоянная температура грунта.

При измерении концы холодного спая термопар рекомендуется помещать в сосуд с тающим льдом или снегом. Если это невозможно, то обычным термометром определяют температуру воздуха в месте нахождения концов холодного спая. В этом случае к полученному показателю температуры по шкале прибора необходимо прибавить температуру окружающего воздуха при ее положительных значениях, отнять — при отрицательных.

В качестве измерительного прибора для медно-константановых термопар применяются магнитоэлектрические гальванометры, шкала которых градуируется в градусах Цельсия. Если в результате измерений окажется, что температура жилы кабеля на отдельных участках линии выше допустимой величины, то следует снизить нагрузку на кабельную линию или выполнить мероприятия по улучшению охлаждения линий на участках перегрева кабеля. Контроль температуры оболочек и жил кабелей в условиях эксплуатации следует осуществлять также в тех случаях, когда возникает необходимость уточнить возможность повышения допустимых длительных нагрузок по сравнению с расчетными.

# 8. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 10 кВ

## 8.1. Конструкция, защита и заземление воздушных линий электропередачи с изолированными проводами

Воздушные линии электропередачи напряжением 0,38 кВ с изолированными проводами (ВЛИ 0,38) [4, 7, 34], выполненные с применением самонесущих изолированных проводов (СИП) относятся к электроустановкам напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью.

Надежность работы ВЛИ по сравнению с ВЛ повышается за счет отсутствия стеклянной линейной изоляции, а также последствий климатических воздействий: исключены схлестывания проводов как под непосредственным влиянием ветра и гололеда, так и вследствие касания веток деревьев; практически исключены обрывы проводов благодаря применению изолированных проводов повышенной механической прочности; отсутствуют отключения из-за набросов различных предметов на провода.

Эксплуатация ВЛИ 0,38 во многом упрощается и удешевляется благодаря конструктивному ее исполнению. Существенно повышается электробезопасность как обслуживающего персонала, так и населения вследствие отсутствия открытых токоведущих частей. Облегчается возможность выполнения работ (в том числе подключения новых потребителей) на ВЛИ 0,38 без снятия напряжения с минимальным использованием специальных защитных приспособлений.

При строительстве ВЛИ, а также замене проводов на изолированные на существующих линиях необходимо предусматривать выполнение вводов в помещения изолированными проводами. При этом работы по замене вводов включаются в проектно-сметную документацию.

**Конструкция ВЛИ.** По конструкции СИП относятся к изолированным незащищенным проводам. СИП состоят из несущей неизолированной или изолированной жилы, используемой в качестве нулевого провода, и нескольких навитых на него изолированных жил — фазных и уличного освещения.

На участках совместной подвески нескольких ВЛИ на СИП вблизи опоры закрепляются бирки с указанием диспетчерского номера линии. Бирки и надписи на них должны быть устойчивы к атмосферным воздействиям. Для определения фаз при подключении к линии потребителей провода СИП должны иметь по всей длине (шаг 0,5 м) заводскую маркировку фазных проводов и проводов уличного освещения. Запрещается проводить монтаж проводов на ВЛИ при температуре воздуха ниже –10 °С.

**Нагрузочная способность СИП.** Длительно допустимая температура нагрева токопроводящих жил током не должна превышать

70 °С для проводов, изолированных термопластичным полиэтиленом, и 90 °С для проводов, изолированных сшитым полиэтиленом.

Длительно допустимые токовые нагрузки на провода зависят от их сечения, температуры окружающей среды и интенсивности солнечной радиации (для условий Беларуси 600 Вт/м$^2$).

Допустимые длительные и кратковременные токи для самонесущих изолированных проводов с алюминиевыми жилами с изоляцией из термопластичного и сшитого полиэтилена приведены соответственно в табл. 8.1 и 8.2.

Таблица 8.1

**Допустимые длительный и кратковременный токи для самонесущих изолированных проводов с алюминиевыми жилами с изоляцией из термопластичного полиэтилена**

| Сечение жилы, мм$^2$ | Длительный ток, А, при температуре воздуха, °С | | Кратковременный ток, А, при длительности короткого замыкания, с | |
|---|---|---|---|---|
| | 25 | 40 | 1 | 3 |
| 10 | 60 | 40 | 600 | 300 |
| 16 | 70 | 45 | 1000 | 500 |
| 25 | 95 | 60 | 1500 | 800 |
| 35 | 110 | 65 | 2000 | 1200 |
| 50 | 140 | 85 | 3000 | 1700 |
| 70 | 170 | 95 | 4000 | 2400 |
| 95 | 200 | 11 | 5000 | 2900 |

Таблица 8.2

**Допустимые длительный и кратковременный токи для самонесущих изолированных проводов с алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена**

| Сечение жилы, мм$^2$ | Длительный ток, А, при температуре воздуха, °С | | Кратковременный ток, А, при длительности короткого замыкания, с | |
|---|---|---|---|---|
| | 25 | 40 | 1 | 3 |
| 10 | 80 | 65 | 900 | 500 |
| 16 | 95 | 80 | 1400 | 800 |
| 25 | 125 | 105 | 2300 | 1300 |
| 35 | 150 | 120 | 3200 | 1800 |
| 50 | 195 | 160 | 4600 | 2600 |
| 70 | 240 | 190 | 6400 | 3700 |
| 95 | 280 | 225 | 7600 | 4400 |

Кратковременно допустимая температура жил при коротких замыканиях не должна превышать 130 °С для проводов с изоляцией из термопластичного и 250 °С — с изоляцией из сшитого полиэтилена.

При неравномерной нагрузке фаз линии проверка на длительно допустимые токи производится для наиболее загруженной фазы.

Замер нагрузок на ВЛИ должен производиться ежегодно при максимуме нагрузок по графику, утверждаемому главным инженером РЭС. Величина длительно допустимой нагрузки на линию и результаты измерений должны храниться в паспорте ВЛИ.

**Рекомендации по выбору защиты.** Для защиты ВЛИ от коротких замыканий применяются, как правило, автоматические выключатели с тепловыми и электромагнитными расцепителями или предохранители. Учитывая, что СИП не допускает нагрева сверх допустимой температуры, требуется его проверка на термическую стойкость при коротких замыканиях по условию

$$S \geq I_{КЗ}\sqrt{T/k},$$

где $S$ — сечение токопроводящей жилы, мм$^2$; $T$ — время протекания тока КЗ, с; $k$ — коэффициент, учитывающий материал изоляции провода (59 и 97 для изоляции соответственно из термопластичного полиэтилена и сшитого полиэтилена); $I_{КЗ}$ — величина тока короткого замыкания, А.

При выполнении защиты с выдержкой времени, независимой от тока, проверка осуществляется при величине тока трехфазного КЗ возникающей в начале линии 0,38 кВ, а с зависимой от тока — как на максимальное (трехфазное КЗ в начале линии), так и на минимальное (однофазное КЗ в конце линии) значения тока.

**Заземление.** Для обеспечения нормальной работы электроприемников нормируемого уровня электробезопасности и защиты от атмосферных перенапряжений на ВЛИ должны быть выполнены заземляющие устройства.

Грозозащитные заземления выполняются: на опорах через 120 м; на опорах с ответвлениями к вводам в помещения, в которых может быть сосредоточено большое количество людей (школы, ясли, больницы и др.) или представляющих большую хозяйственную ценность (животноводческие помещения, склады, мастерские и др.); на конечных опорах, имеющих ответвления к вводам; за 50 м от конца линии, как правило, на предпоследней опоре; на опорах в створе пересечения с ВЛ более высокого напряжения.

Повторные заземления нулевого провода для ВЛИ выполняются как и для ВЛ 0,38 кВ на деревянных и железобетонных опорах.

Сопротивление повторного заземлителя зависит от удельного сопротивления грунта $\rho$ и от количества заземлителей на линии.

Общее сопротивление растеканию тока заземлителей линии (в том числе и естественных) в любое время года должно быть не более 10 Ом.

Заземляющие проводники для повторных и грозозащитных заземлений следует выполнять из круглой стали или проволоки диаметром

не менее 6 мм. При применении неоцинкованных заземляющих проводников необходимо предусматривать меры по защите их от коррозии.

Корпуса светильников уличного освещения, ящиков, щитков и шкафов, а также все металлоконструкции опор должны быть занулены. На железобетонных опорах для связи с заземлителем следует использовать арматуру стойки и подкоса (при наличии). На деревянных опорах (конструкциях) крепежная арматура не заземляется, за исключением опор, на которых выполнено повторное или грозозащитное заземление нулевого провода.

## 8.2. Технология испытаний и эксплуатации воздушных линий электропередачи с изолированными проводами

**Приемка ВЛИ в эксплуатацию** производится в соответствии с требованиями правил приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов распределительных сетей напряжением 0,38—20 кВ. Каждая ВЛИ, вводимая в эксплуатацию, должна быть подвергнута приемосдаточным испытаниями в соответствии с требованиями ПУЭ.

В объем испытаний входят:

1. Выборочная (2—15% общего количества) проверка качества контактной и соединительной арматуры на соединениях и ответвлениях фазных проводов и проводов уличного освещения ВЛИ. Проверку качества всех соединений несущей жилы СИП следует производить путем внешнего осмотра и измерения электрического сопротивления контакта.

Опрессованные соединения нулевой несущей жилы СИП бракуются в тех случаях, если: геометрические размеры (длина и диаметр опрессованной части) не соответствуют требованиям инструкции по монтажу соединительных зажимов; кривизна опрессованного зажима превышает 3% его длины; на поверхности соединительного зажима имеются трещины и следы механических повреждений. Если электрическое сопротивление на участке соединения более чем на 20% отличается от сопротивления на целом участке жилы той же длины, контакт также бракуется.

2. Контроль маркировки жил в соединительных и ответвительных зажимах.

3. Измерение сопротивления изоляции жил СИП. Проводится мегомметром на 1000 В между фазными проводами, фазными проводами и проводами уличного освещения, нулевым проводом и всеми проводами. Величина сопротивления должна быть *не менее 0,5 МОм*.

4. Испытание изоляции линии повышенным напряжением. Проводится мегомметром на 2500 В в объеме, указанном выше п. 3, при этом величина сопротивления изоляции не нормируется. ВЛИ считается выдержавшей испытания, если не произошло пробоя изоляции. После проведения испытаний для снятия зарядного тока все провода ВЛИ должны кратковременно заземляться.

5. Проверка заземляющих устройств включает:

— осмотр элементов заземляющих устройств в доступных пределах, при этом обращают внимание на сечение проводников, качество сварки и болтовых соединений; контроль наличия цепи между заземлителями и заземляемыми элементами; измерение сопротивлений заземлителей;

— измерение общего сопротивления всех заземлителей нулевого рабочего провода ВЛИ; измерение тока однофазного короткого замыкания на нулевой провод или полного сопротивления петли «фаза — нуль» с последующим вычислением тока однофазного замыкания.

6. Проверка стрел провеса СИП и габаритов.

Если при приемке ВЛИ в эксплуатацию будет установлено нарушение требований при ее строительстве и монтаже, указанных в пп. 5 и 6, то данная линия не должна приниматься в эксплуатацию.

В перечень документации, представляемой при приемке ВЛИ в эксплуатацию и передаваемой заказчику подрядной организацией, входят:

— проект линии, скорректированный и согласованный с заказчиком (исполнительная схема сети); исполнительный чертеж трассы, выполненный в масштабе 1:500; материалы по согласованию трассы ВЛИ; протокол заводских испытаний (сертификат) на СИП; акты о состоянии СИП на барабанах; сертификаты на линейную арматуру и опоры; акты освидетельствования скрытых работ; протокол измерений сопротивления изоляции; уставки защиты, протоколы наладки коммутационных и защитных аппаратов линии (автоматических выключателей, предохранителей, реле нулевой зашиты и др.); протокол замеров токов однофазного КЗ в конце линии или сопротивления петли «фаза — нуль» с указанием токов КЗ; протокол испытаний заземляющих устройств; акты приемки переходов и пересечений.

**Организация эксплуатации** ВЛИ 0,38 кВ производится аналогично традиционным ВЛ 0,38 кВ с неизолированными проводами с учетом конструктивных особенностей ВЛИ. Для оценки состояния ВЛИ в процессе эксплуатации, а также с целью обеспечения их работоспособности персоналом проводятся периодические осмотры, испытания и ремонт в соответствии с действующими ПТЭ.

**Осмотры ВЛИ.** Осмотры трасс ВЛИ монтерами должны производиться по утвержденному графику *не реже одного раза в год.* Инженерно-технический персонал проводит ежегодные выборочные осмотры линий или участков, а также всех линий, подлежащих капитальному ремонту в текущем году.

Персонал, проводящий осмотр трасс ВЛИ, обязан: осмотреть всю трассу ВЛИ; осмотреть с земли состояние СИП по всей трассе; осмотреть места пересечения ВЛИ с линиями электропередачи, связи и другими

инженерными сооружениями, при необходимости определить соответствие габаритов до ВЛИ; определить соответствие габаритов ВЛИ до земли и стрел провеса СИП проектным величинам в местах, вызывающих сомнения; визуально определить состояние стоек опор; выявить наличие деревьев на трассе, падение которых может привести к механическому повреждению СИП; осмотреть с земли состояние крепления несущей жилы СИП в натяжных зажимах на опорах анкерного типа и в поддерживающих зажимах на промежуточных опорах; осмотреть с земли состояние арматуры на ответвлениях к вводам в здания; проверить соединение нижнего заземляющего выпуска стойки с заземлителем при их надземном соединении. Верховые осмотры с выборочной проверкой проводятся при необходимости. Анализ полученных при осмотре данных проводится персоналом путем сравнения с нормативными параметрами и результатами предыдущих осмотров, при этом определяется степень опасности дефектов и намечаются сроки их устранения.

**Периодичность испытаний ВЛИ.** ВЛИ должны испытываться перед вводом в эксплуатацию, а также в процессе эксплуатации. Устанавливается периодичность испытаний в процессе эксплуатации: первое — через год после включения линий в работу; последующие — при необходимости (после ремонта, реконструкции, подключения новых нагрузок и т.п.); отдельные виды испытаний — с указанной ниже периодичностью.

Профилактические испытания изоляции ВЛИ мегомметром на напряжении 2500 В выполняются при необходимости, но *не реже 1 раза в 6 лет*. Испытания проводятся после отсоединения (отключения) от линии всех потребителей. Испытания изоляции жил СИП, изоляции их соединений и ответвлений от них выполняются при необходимости, но *не реже 1 раза в 6 лет*. Измерение общего сопротивления всех заземлителей нулевого провода, а также отдельных заземлителей у опор, имеющих наружные спуски с доступными с земли болтовыми соединениями, проводятся *не реже 1 раза в 6 лет*. Измерения должны выполняться в периоды наибольшего высыхания грунта.

Выборочный контроль состояния заземлителей с их раскопкой производится выборочно на 2% железобетонных опор в местах возможного их повреждения, в агрессивных грунтах, в населенной местности с замером сопротивления *не реже 1 раза в 12 лет*. Визуальный контроль наличия цепи между заземлителями и заземляемыми элементами проводится ежегодно при осмотрах ВЛИ. Измерение тока однофазного короткого замыкания на нулевой провод проводится при изменении длины или сечения проводов ВЛИ (или ее участков), но *не реже 1 раза в 12 лет*. Результаты испытаний оформляются протоколом и заносятся в паспорт линии.

**Поиск повреждений на ВЛИ.** Работы по поиску повреждения изоляции СИП осуществляются для определения жил с поврежденной изоляцией и места повреждения.

Определение поврежденных жил производится путем испытания изоляции каждой токоведущей жилы относительно нулевого провода и между токоведущими жилами. Испытания проводятся мегомметром на 2,5 кВ после отсоединения (отключения) от линии всех потребителей.

Методы определения мест повреждения на ВЛИ 0,38 такие же, как и для кабельных линий. Для определения *зоны повреждения* применяют импульсный метод, а *места повреждения* — индукционный и акустический методы. После проведения испытаний СИП все провода должны кратковременно заземляться для снятия зарядного тока.

## 8.3. Периодичность и технология выполнения ремонтов воздушных линий электропередачи с изолированными проводами

Для поддержания линии в технически исправном состоянии проводятся текущие и капитальные ремонты. Ремонт ВЛИ должен производиться по утвержденному графику, составленному с учетом результатов осмотров и испытаний. Периодичность капитальных ремонтов для ВЛИ на железобетонных опорах — *1 раз в 10 лет*, на деревянных опорах — *1 раз в 5 лет*. Объем ремонта определяется на основании выявленных при осмотрах и испытаниях ВЛИ дефектов.

В объем капитального ремонта при необходимости включаются: замена и ремонт опор; замена деталей опор; выправка опор; установка приставок к существующим опорам; замена СИП; регулировка стрел провеса проводов; замена вводов к потребителям; ремонт уличного освещения и другие виды работ. Ремонт заземляющих устройств и заземляющих спусков выполняется безотлагательно.

При обрыве СИП в результате падения дерева, наезда транспорта и других причин ремонт должен производиться путем монтажа ремонтной вставки из СИП. При этом сечение жил ремонтной вставки должно быть не меньше сечения поврежденных жил.

Ремонтная вставка монтируется следующим образом. Нулевая несущая жила СИП соединяется с помощью овальных соединителей марки СОАС, которые монтируются методом опрессования. Фазные и фонарная жилы соединяются с помощью соединительных или ответвительных зажимов, при этом они должны разноситься по длине СИП. При фазировке СИП следует использовать имеющуюся заводскую разметку фаз.

Восстановление изоляции провода при небольших ее повреждениях выполняется самосклеивающейся лентой типа СЗЛА, ЛЭТСАР ЛП, ЛЭТСАР ЛПм, применяемой при монтаже кабельных линий.

После окончания ремонта ВЛИ должна быть испытана согласно указаниям настоящей работы.

# 9. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

## 9.1. Классификация видов и методов сушки изоляции обмоток трансформаторов

Вопрос о необходимости сушки трансформаторов перед включением решается в результате анализа комплекса параметров: состояния масла; сопротивления изоляции обмоток $R_{60}$; коэффициента абсорбции $R_{60}/R_{15}$; тангенса угла диэлектрических потерь обмоток $\mathrm{tg}\delta$; приращения $\Delta C/C$; состояния индикаторного силикагеля; соотношения $C_2/C_{50}$ [7, 11, 27].

Различают следующие виды сушки: *контрольный прогрев, контрольная подсушка и сушка.* Все они преследуют одну цель — привести изоляцию трансформатора в состояние, отвечающее требованиям и нормам. Бумажно-масляная изоляция в трансформаторах рассчитана на надежную работу лишь при условии ее высоких изоляционных свойств — сопротивления, электрической прочности, емкости и малых диэлектрических потерь. Эти факторы прежде всего зависят от степени увлажненности изоляции.

Термодинамический процесс сушки заключается в том, что изоляция нагревается и влага перемещается из ее внутренних пор к поверхности, а затем — в окружающую среду. Чем выше температура нагрева изоляции, тем больше разница между парциальными давлениями в ее соседних слоях и интенсивнее сушка. Поэтому изоляцию нагревают до температуры 100—105 °С. В то же время эффективно снижать давление в окружающем пространстве, т.е. создавать вакуум.

*Контрольный прогрев* трансформаторов производится в одном из следующих случаев: характеристики изоляции не соответствуют нормам; продолжительность хранения трансформатора без доливки масла превышает установленный срок, но не более 7 мес; время пребывания активной части на воздухе при слитом масле превышает нормы, но не более чем вдвое; присутствуют признаки увлажнения масла или значения $\Delta C/C$ (для трансформаторов, транспортируемых без масла) превышают нормативные.

*Контрольная подсушка* производится в следующих случаях: характеристики изоляции после контрольного прогрева не соответствуют нормам; отмечаются признаки увлажнения масла или нарушение герметичности изоляции.

*Сушка* производится в следующих случаях: на активной части или в баке обнаружены следы воды; трансформатор хранился без масла или без доливки масла более 1 года; индикаторный силикагель увлажнен, потерял голубой цвет; пребывание активной части на воздухе вдвое и более превышает установленные нормы; характеристики

изоляции трансформатора после контрольной подсушки не соответствуют нормам.

Сушка активной части может производиться следующими способами: в вакуум-сушильных шкафах или печах; в сушильных шкафах или печах без вакуума; в собственном баке вихревыми токами (индукционный способ); в собственном баке токами короткого замыкания; в собственном баке постоянным током; в собственном баке токами нулевой последовательности; в собственном баке сухим горячим маслом; в камере или собственном баке сухим горячим воздухом от тепловоздуходувки.

Каждый из этих способов обеспечивает высококачественную сушку активной части. Однако затраты на оборудование, непосредственные энергетические затраты на нагревание, отвод излишков теплоты, циркуляцию и др. неодинаковы. Поэтому для каждого вида сушки применяют свои методы.

Контрольный прогрев производят с маслом без вакуума *методами постоянного тока, короткого замыкания, индукционным*, а также *методом циркуляции нагретого масла*.

Температура верхних слоев масла при контрольном прогреве не должна превышать 75 °С и быть выше паспортной не более чем на 15 °С при прогреве индукционным методом и методом циркуляции и не более чем на 5 °С при прогреве методом постоянного тока или методом короткого замыкания. Контрольный прогрев заканчивается при температуре верхних слоев масла, превышающей на 5 °С температуру, до которой производят прогрев. Контрольный прогрев методами постоянного тока и короткого замыкания запрещается проводить до получения положительных результатов следующих измерений: данных холостого хода при пониженном напряжении; сопротивления обмоток постоянному току и коэффициента трансформации при выбранном положении переключателей; сопротивления изоляции обмоток, а также в случае обнаружения каких-либо дефектов активной части.

**Сушка методом постоянного тока.** Для прогрева трансформатора постоянным током необходимо пропускать через его обмотки (обычно используют обмотки ВН и СН) ток, близкий к номинальному. Для равномерного прогрева желательно обеспечить последовательное или параллельное соединение всех трех фаз обмоток. Иногда применяют схемы с последовательным соединением обмоток только двух фаз или схемы, в которых две фазы соединены параллельно, а третья включена последовательно.

Напряжение, подводимое для прогрева к трансформатору, в зависимости от схемы соединения его обмоток составит, В:

— при параллельном соединении всех трехфазных обмоток

$$U_{\text{пр}} = I_{\max} R_{\text{ф}} k;$$

— при двух фазах, соединенных параллельно и включенных последовательно с третьей,

$$U_{\text{пр}} = 2I_{\max}R_{\text{ф}}k;$$

— при двух крайних фазах, включенных последовательно,

$$U_{\text{пр}} = 3I_{\max}R_{\text{ф}}k,$$

где $I_{\max}$ — максимальный фазный ток прогреваемой обмотки, А; $R_{\text{ф}}$ — сопротивление фазы обмотки при 15 °С, Ом; $k = 0{,}8 \div 0{,}9$ — коэффициент, учитывающий изменения сопротивления $R_{\text{ф}}$ при нагреве.

В начале прогрева до достижения температуры верхних слоев масла 40 °С допускается прогрев током, равным 1,2 номинального. В процессе прогрева термосигнализаторами контролируется температура верхних слоев масла. Температуру прогреваемой обмотки определяют по ее омическому сопротивлению $R_{\text{г}}$ (которое измеряют в процессе прогрева) с помощью соотношения

$$t_{\text{г}} = \frac{R_{\text{г}}}{R_x}(235 + t_x) - 235,$$

где $R_x$ и $t_x$ — сопротивление и температура обмотки, указанные в паспорте трансформатора.

Время нагрева составляет не менее 10 ч с момента включения трансформатора.

**Сушка методом короткого замыкания.** Для сушки токами короткого замыкания одну из обмоток замыкают накоротко, а на другую подают напряжение короткого замыкания, определяемое по паспортным данным трансформатора. Схемы включения обмоток трехфазных трансформаторов при этом методе прогрева приведены на рис. 9.1.

Мощность для прогрева $P_{\text{пр}}$, кВт, трехфазных трансформаторов (при потерях короткого замыкания $P_{\text{к}}$ менее 500 кВт и температуре обмоток 75 °С) определяется:

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{к}}/3,$$

где $P_{\text{к}} = 500$ кВт; при $P_{\text{к}} > 500$ кВт мощность $P_{\text{пр}} = 0{,}49P_{\text{к}}$.

Если мощности обмоток, участвующих в прогреве, равны и не равны и питание подается на обмотку меньшей мощности, то ток прогрева определяют по формуле

$$I_{\text{пр}} = I_{\text{ном}}\sqrt{P_{\text{пр}}/P_{\text{к}}},$$

где $I_{\text{ном}}$ — номинальный линейный ток питаемой обмотки, А.

Если мощности обмоток не равны и питание подается на обмотку большей мощности, то ток прогрева определяют по формуле

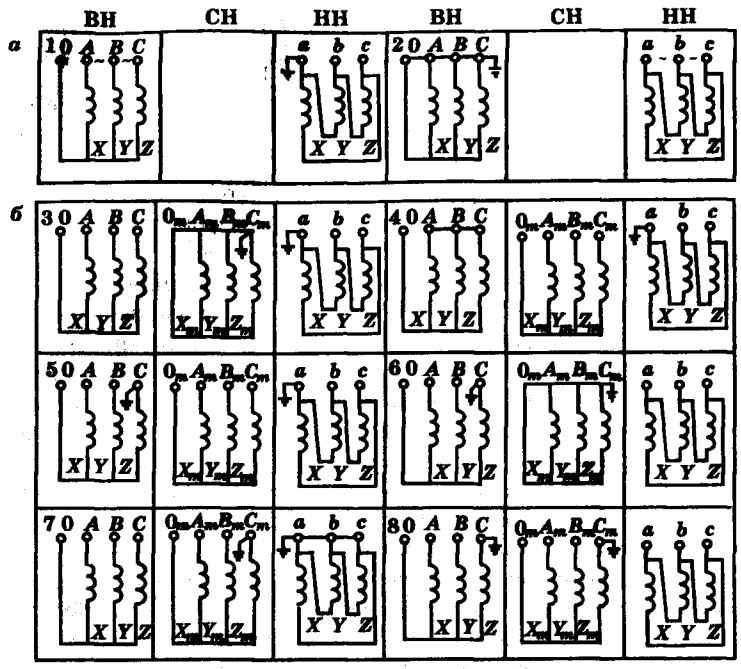



**Рис. 9.1. Схемы включения обмоток трехфазных трансформаторов при сушке методом короткого замыкания: *а* — двухобмоточные трансформаторы (1—2); *б* — трехобмоточные трансформаторы (3—8)**

$$I_{\text{пр}} = I_{\text{ном}} \sqrt{P_{\text{пр}} / P_{\text{к}}} \cdot P_{2\text{ном}} / P_{1\text{ном}},$$

где $P_{1\text{ном}}$ — номинальная мощность (большая) питаемой обмотки, кВ·А; $P_{2\text{ном}}$ — номинальная мощность (меньшая) обмотки, замкнутой накоротко, кВ·А. При этом должно соблюдаться соотношение $I_{\text{пр}} \le 0{,}7 I_{\text{ном}}$.

Напряжение прогрева трансформатора, когда мощности обмоток равны и не равны, а питание подается на обмотку большей мощности, определяют по формуле

$$U_{\text{пр}} = \frac{U_{\text{к}} U_{\text{ном}}}{100} \frac{I_{\text{пр}}}{I_{\text{ном}}},$$

где $U_{\text{к}}$ — напряжение КЗ пары обмоток, участвующих в прогреве, %; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение питаемой обмотки, кВ.

Если мощности обмоток, участвующих в прогреве, не равны и питание подается на обмотку меньшей мощности, то напряжение прогрева определяют по формуле

$$U_{\text{пр}} = \frac{U_{\text{к}} U_{\text{ном}}}{100} \frac{I_{\text{пр}}}{I_{\text{ном}}} \frac{P_{2\text{ном}}}{P_{1\text{ном}}}.$$

Прогрев методом короткого замыкания (как и прогрев постоянным током) запрещается производить в случае обнаружения неисправностей, указанных выше.

**Сушка методом циркуляции нагретого масла.** Допускается использовать для сушки активной части трансформатора на месте его установки (без демонтажа) и с отключением от сети.

Бак трансформатора соединяют двумя маслопроводами (всасывающим и нагнетающим) с системой принудительной циркуляции масла. В систему включают маслонагреватель, фильтры и масляный насос. Схема сушки может быть и незамкнутой, когда увлажнившееся масло, поглотившее из изоляции влагу, не используют, а заменяют постепенно сухим горячим маслом до полного высушивания изоляции.

При незамкнутой схеме качество сушки выше, но требуется большое количество масла (примерно десятикратное от количества масла в баке). При замкнутой схеме масло не успевает достаточно просохнуть и попадает в бак трансформатора менее гигроскопичным, чем свежее, поэтому сушка продолжается дольше. Существует также опасность, что масло в замкнутой системе придет в полную негодность, его остатки попадут в каналы обмоток и магнитопровода и будут способствовать быстрому ухудшению вновь залитого свежего масла. Этот способ сушки особо пожароопасен и рекомендуется к применению лишь в исключительных случаях, когда возможность использования других методов сушки отсутствует.

**Контрольная подсушка** отличается от контрольного прогрева тем, что она производится с применением вакуума 46,5 кПа (350 мм рт. ст.) при температуре верхних слоев масла, равной 80 °С.

Контрольная подсушка производится в том случае, если в результате контрольного прогрева характеристики изоляции не соответствуют нормам. В процессе контрольной подсушки через каждые 12 ч производят циркуляцию масла через трансформатор в течение 4 ч.

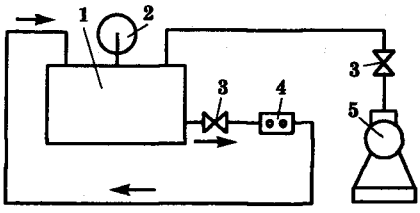



**Рис. 9.2. Схема контрольной подсушки: 1 — бак трансформатора; 2 — вакуумметр (измеритель остаточного давления); 3 — кран; 4 — насос; 5 — вакуум-насос**

Подсушку прекращают, когда характеристики изоляции приходят в соответствие с нормами, но не ранее чем через 36 ч после того, как температура верхних слоев масла достигает 80 °С для трансформаторов мощностью до 80 000 кВ·А. Схема контрольной подсушки приведена на рис. 9.2.

Если в результате контрольной подсушки трансформатора в масле характеристики изоляции не будут соответствовать нормам, то трансформатор подлежит сушке.

**Сушка трансформаторов.** Сушка активной части при наличии стационарных сушильных печей, которые имеются на всех крупных электроремонтных предприятиях, может производиться как вакуумным, так и безвакуумным методами. При отсутствии печей сушку производят методом индукционных потерь в стали бака.

**Сушка вакуумным методом** осуществляется в вакуум-сушильных шкафах и обеспечивает быструю и высококачественную сушку с небольшими энергетическими затратами. Наиболее экономичным является паровой обогрев; менее экономичен электрообогрев. Вакуум-сушильная печь для сушки трансформаторов I—II габаритов приведена на рис. 9.3.

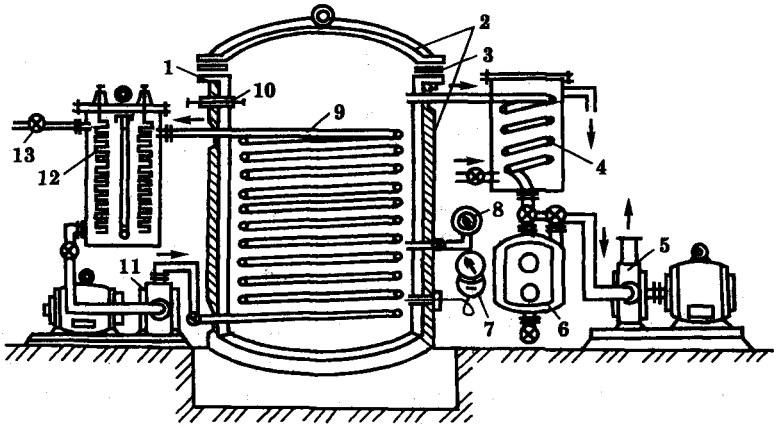



**Рис. 9.3. Ваккум-сушильная печь для сушки активных частей трансформаторов I—II габаритов: 1 — бак со съемной крышкой; 2 — теплоизоляция; 3 — уплотнение; 4 — водяной охладитель (конденсатор); 5 — вакуумный насос; 6 — конденсатосборник; 7 — термометр; 8 — вакуумметр; 9 — змеевик нагрева; 10 — проходной изолятор для измерения сопротивления изоляции; 11 — циркуляционный насос; 12 — водяной котел с электронагревателями 2·10 кВт; 13 — питательная труба**

Активную часть трансформатора загружают в печь. Предварительно для контроля сушки концы обмоток соединяют между собой проводником и выводят наружу через проходной изолятор. Сушку начинают с прогрева при вакууме 80—85 кПа, постепенно увеличивая температуру до 95—105 °С. Прогрев трансформаторов мощностью до 100 кВ·А продолжается в течение 3 ч, а большей мощностью — 5 ч.

По окончании прогрева вакуум равномерно повышают и в течение 15 мин устанавливают остаточное давление около 40 кПа, которое выдерживают 1 ч. Затем в течение 15 мин вакуум повышают до максимально возможного и производят окончательную сушку.

В процессе сушки влагу из колонки конденсатора отбирают каждый час, ее количество и значение сопротивления изоляции записывают в журнал сушки. Когда в течение 3 ч подряд (по трем измерениям) выделения влаги из колонки не будет, а показания мегомметра будут соответствовать нормам, обогрев отключают.

Очень эффективным с точки зрения дальнейшей эксплуатации является непосредственная заливка активной части маслом в печи. В этом случае масло заполняет поры изоляции, которые прежде были заняты влагой.

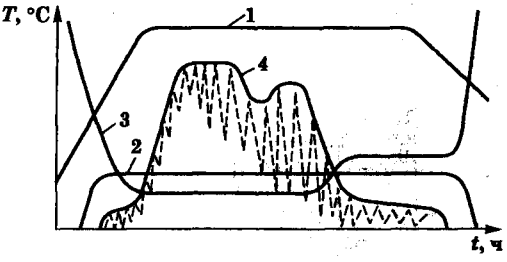



**Рис. 9.4. Кривые сушки изоляции обмоток трансформатора:**
**1 — температура обмоток, °С;**
**2 — вакуум, кПа; 3 — сопротивление изоляции, МОм; 4 — огибающая кривая выделения конденсата, л или кг**

Продолжительность вакуумной сушки зависит от степени увлажненности изоляции обмоток, емкости печи, мощности вакуумных насосов и герметичности уплотнений и осуществляется в течение не менее 14 ч. Характерный график вакуумной сушки представлен на рис. 9.4.

Достоинствами вакуумной сушки являются быстрота, высокое качество и стабильная технология, а недостатками — необходимость постоянно поддерживать в исправном состоянии сложное и дорогостоящее оборудование и связанные с этим высокие эксплуатационные расходы.

**Безвакуумная сушка** осуществляется в стационарных тупиковых печах с электрическим, паровым, индукционным или калориферным подогревом. Активную часть трансформатора на тележке вкатывают в печь и включают обогрев. Сушка продолжается дольше, чем в вакуумной печи. Критерием окончания сушки является сопротивление изоляции, которое должно иметь устойчивое нормативное значение в течение 3—4 ч. Измеряют сопротивление изоляции на трех изоляционных участках: обмотки ВН по отношению к обмоткам НН, присоединенным к корпусу; обмотки НН по отношению к обмоткам ВН, присоединенным к корпусу; соединенных между собой обмоток ВН и НН по отношению к корпусу. Для возможных замеров все выводные концы обмоток ВН и концы обмоток НН соединяют между собой. От этих соединений, а также от ярмовых балок (корпуса) выводят наружу провода.

Контроль температуры в печи осуществляется термопарами или другими термодатчиками. Для ускорения процесса в конце сушки рекомендуется проводить одну-две 20-минутные продувки печи теплым или окружающим сухим воздухом для удаления скопившихся в ней паров. При калориферном обогреве печей этого не требуется, так как в печи воздух постоянно циркулирует.

**Сушка активной части в баке токами нулевой последовательности.** Этот метод заключается в том, что к одной из обмоток трехфазного трансформатора подводят пониженное однофазное переменное напряжение и обмотки соединяют таким образом, чтобы возбуждаемые в стержнях магнитные потоки имели одинаковые значения и направления во всех стержнях. Замыкаясь через воздух, металлические детали и бак, они вызывают в них потери от вихревых токов, обеспечивающие нагрев. При этом способе сушки, как и при индукционном, теплота от металлических частей поступает через бумажную изоляцию к проводам, поэтому способ неэкономичен.

Для трансформаторов I—II габаритов со схемой соединения «звезда — звезда» и номинальными напряжениями 6300/230 В напряжение, подводимое к обмотке НН:

$$U = 200/\sqrt{P_{ном}},$$

где $P_{ном}$ — номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Необходимость подбора напряжения при других схемах соединения обмоток опытным путем, а также распайки обмоток при соединении одной из обмоток в треугольник или зигзаг относятся к существенным недостаткам данного метода. Поэтому область применения его крайне ограничена.

**Сушка методом индукционных потерь в стали бака** — самый распространенный способ сушки активных частей трансформаторов.

Бак трансформатора утепляют и обматывают намагничивающей обмоткой, которая может быть одно- (что вполне достаточно для трансформаторов I—II габаритов) или трехфазной. К обмотке подключают источник переменного тока от силовой сборки 220 или 380/220 В через двух- или трехполюсный автомат или рубильник. При прохождении тока по обмотке в стальных стенках бака возбуждается магнитный поток, который, замыкаясь по периметру бака, вызывает в нем вихревые токи, нагревающие бак. Теплота от бака передается активной части.

Предварительными расчетами по эмпирическим формулам определяют количество витков намагничивающей обмотки, в которой при сушке, в зависимости от фактической температуры, изменяют количество витков. Для этого намагничивающая обмотка может быть выполнена с одним-двумя регулировочными ответвлениями. Сушку

активной части можно производить как с маслом, так и без него. В зависимости от этого механизм сушки действует по-разному. Масло является теплоносителем и одновременно гигроскопичной средой, отбирающей влагу из изоляции. В масле целесообразно сушить активную часть с промасленными обмотками, т.е. при ремонте без замены обмоток. Новые обмотки сушат без масла.

Для ускорения сушки предусматривают принудительную циркуляцию воздуха в полости бака, для чего на одном из отверстий в крышке бака устанавливают периодически включаемый вытяжной вентилятор.

Температуру изоляции на разных высотах обмоток, верхнего и нижнего ярма, стенки бака и воздуха в верхней части бака контролируют термопарами. Температура изоляции поддерживается в пределах 95—105 °С, а стенок бака — 110—130 °С. В начале сушки, после того как температура обмоток достигнет 85—100 °С, в баке создают вакуум 27 кПа (200 мм рт. ст.) для удаления паров. В дальнейшем вакуум уменьшают и к окончанию сушки доводят до предельно допустимого для данной конструкции. Обычный диапазон рабочего вакуума 40—50 кПа.

В процессе сушки измеряются температура и сопротивление изоляции. В начале сушки измерения проводят каждые 4 ч, а к ее окончанию — каждый час. Параметры записывают в журнал сушки.

Сушка заканчивается, когда значение сопротивления изоляции, соответствующее нормам, продолжает оставаться неизменным в течение 6 ч. После этого отключают индукционную обмотку, дают остыть активной части до 60—70 °С, уплотняют все отверстия нижней части бака и заливают активную часть в баке сухим трансформаторным маслом.

Расчет параметров индукционной обмотки осуществляют следующим образом. Мощность индукционной обмотки нагрева (кВт) определяют по формуле

$$P_{об} = \Delta p l h,$$

где $\Delta p$ — удельный расход мощности, кВт/м$^2$, определяемый по табл. 9.1; $l$ — периметр бака, м; $h$ — высота бака, м.

Таблица 9.1

**Зависимость удельного расхода мощности для прогрева трансформатора от периметра**

| Периметр бака трансформатора, м | До 10 | От 11 до 15 | От 16 до 20 | От 21 до 26 |
|---|---|---|---|---|
| Удельный расход мощности $\Delta p$, кВт/м$^2$ | До 1,8 | От 2 до 2,8 | От 2,9 до 3,6 | От 3,7 до 4 |

Число витков намагничивающей обмотки при питании однофазным током частотой 50 Гц равно

$$w = AU/l,$$

где $A$ — коэффициент, определяемый по табл. 9.2; $U$ — напряжение питания обмотки намагничивания, В.

Таблица 9.2

**Зависимость значения коэффициентов $A$ от удельного расхода мощности**

| Удельный расход мощности $\Delta p$, кВт/мм$^2$ | $A$ | Удельный расход мощности $\Delta p$, кВт/мм$^2$ | $A$ | Удельный расход мощности $\Delta p$, кВт/мм$^2$ | $A$ |
|---|---|---|---|---|---|
| 0,75 | 2,33 | 1,35 | 1,77 | 2,4 | 1,44 |
| 0,8 | 2,26 | 1,4 | 1,74 | 2,5 | 1,42 |
| 0,85 | 2,18 | 1,45 | 1,71 | 2,6 | 1,41 |
| 0,9 | 2,12 | 1,5 | 1,68 | 2,7 | 1,39 |
| 0,95 | 2,07 | 1,6 | 1,65 | 2,8 | 1,38 |
| 1,0 | 2,02 | 1,7 | 1,62 | 2,9 | 1,36 |
| 1,05 | 1,97 | 1,8 | 1,59 | 3,0 | 1,34 |
| 1,1 | 1,92 | 1,9 | 1,56 | 3,25 | 1,31 |
| 1,15 | 1,88 | 2,0 | 1,54 | 3,5 | 1,28 |
| 1,2 | 1,84 | 2,1 | 1,51 | 3,75 | 1,25 |
| 1,25 | 1,81 | 2,2 | 1,49 | 4,0 | 1,22 |
| 1,3 | 1,79 | 2,3 | 1,46 | — | — |

Ток в обмотке определяют по формуле

$$I = \frac{P_{об} \cdot 10^3}{U \cdot \cos\varphi},$$

где $\cos\varphi$ — 0,5—0,6.

Сечение провода намагничивающей обмотки

$$S = I / j, \text{ мм}^2,$$

где $j$ — допустимая плотность тока, А/мм$^2$.

Для медных неизолированных проводов $j = 6$, для изолированных проводов $j = 3$—3,5 А/мм$^2$; для алюминиевых неизолированных проводов $j = 5$, для изолированных $j = 2$—2,5 А/мм$^2$.

## 9.2. Последовательность подготовительных мероприятий и выполнения сушки изоляции обмоток трансформаторов

**Последовательность подготовительных мероприятий.** Герметичность бака проверяют созданием в нем вакуума 47 кПа (350 мм рт. ст.), поддерживают в течение 1 ч. Если натекание за 1 ч не превышает 2,7 кПа (20 мм рт. ст.), бак считают герметичным.

Утепление бака производят асбестовым полотном в 2—3 слоя в зависимости от толщины полотна. Толщина теплоизоляции стенок должна быть 10—15 мм, а крышки бака 15—20 мм. Намотка витков

однофазной обмотки осуществляется в одну сторону, причем неравномерно: к середине обмотка наматывается реже, а ко дну бака и крышке шаг намотки уменьшается.

В нижней части бака накладывается 50—60% намагничивающей обмотки. Внутренняя часть бака должна быть насухо вытерта. Зажим для заземления соединяют перемычкой к заземляющему контуру.

**Последовательность выполнения сушки.**

1. Бак насухо протереть.

2. Внутри бака на активную часть установить термоэлектрические термометры или термометры сопротивления. Дополнительно можно установить ртутные термометры со шкалой 150 °С в нескольких верхних точках бака по периметру трансформатора.

3. К вводам подсоединить провода для измерения сопротивления изоляции (сопротивления изоляции до 100 МОм измеряют мегомметром на 1 кВ, более 100 МОм — на 2,5 кВ.

4. Собрать схему вакуумирования.

5. Утеплить бак.

6. Рассчитать сечение и количество витков намагничивающей обмотки и выполнить намотку на утепленный бак.

7. Проверить герметичность бака.

8. Подключить намагничивающую обмотку к сети и вакуумнасосу и контролировать равномерный подъем температуры.

После того как температура достигнет 85—100 °С, в баке создается вакуум 20—27 кПа (150—200 мм рт. ст.), который затем равномерно повышается на 0,7 кПа (5 мм рт. ст.) (0,67 кПа) в течение каждого часа. Сушку производить при температуре обмоток 95—100 °С, а бака —115—120 °С. Регулировать температуру обмоток включением или выключением обмотки намагничивания. Если окажется, что количество теплоты недостаточно для сушки, необходимо уменьшить число витков.

9. Сопротивление изоляции, температуру и величину вакуума измерять каждые полчаса и данные замеров занести в табл. 9.3.

Таблица 9.3

**Данные сушки трансформатора**

| № п/п | Сопротивление изоляции, МОм | Температура, °С | Вакуум $p$, кПа | Время, мин |
|---|---|---|---|---|
| | | | | |

10. По данным табл. 9.3 построить кривые изменения температуры, сопротивления изоляции и вакуума (рис. 9.4).

11. Сушку считать законченной и отключить нагрев бака, если в течение 6 ч показания мегомметра будут оставаться неизменными.

12. Построить кривые сушки изоляции трансформатора.

13. Произвести анализ результатов работы.

## 9.3. Классификация высоковольтной изоляции трансформаторов и измерение ее электрических параметров

Внутренняя высоковольтная изоляция электрических аппаратов и машин в процессе эксплуатации подвергается естественному старению и ухудшает свои качества в результате попадания в нее влаги и посторонних загрязнений [4, 7, 27, 28, 35—38]. Периодически с целью контроля качества изоляции ее подвергают профилактическим испытаниям. Арсенал средств контроля изоляции очень большой. Перечень их в условиях эксплуатации регламентирован ПУЭ. В частности, для маслонаполненной изоляции трансформаторов и реакторов обязательными являются методы, основанные на явлении *абсорбции*.

Высоковольтная изоляция, как правило, состоит из нескольких различных диэлектриков (например, бумага, масло, электрокартон и т.д.) и поэтому обладает структурной неоднородностью. При увлажнении или загрязнении отдельных ее слоев степень неоднородности резко возрастает, так как увлажненный слой обладает в сотни раз большей проводимостью и повышенной диэлектрической проницаемостью. Увлажненную изоляцию можно рассматривать как состоящую из множества слоев диэлектриков, напряженности электрического поля в которых, а следовательно, и заряды распределяются обратно пропорционально проводимостям. В результате на границах, разделяющих слои, накапливаются заряды абсорбции, возникновение которых обусловлено разностью зарядов в смежных слоях диэлектриков. Накопление зарядов абсорбции происходит не сразу после приложения к изоляции напряжения, а по истечении некоторого времени, зависящего от проводимости и емкости каждого слоя диэлектрика.

Целлюлозно-бумажные материалы, применяемые в трансформаторах, вследствие своей волокнистой структуры обладают высокой гигроскопичностью. Не менее гигроскопично и трансформаторное масло. Оно впитывает влагу из воздуха, а затем, циркулируя по каналам обмоток и омывая детали изоляционных конструкций, передает влагу целлюлозе. Этот процесс происходит тем интенсивней, чем выше влажность окружающего воздуха, резче колебания его температуры и интенсивней циркуляция масла внутри бака трансформатора. Увлажнение изоляции способствует увеличению ее электрической проводимости и поэтому влияет на все электрические параметры; увлажненная изоляция имеет пониженные сопротивление, коэффициент абсорбции и повышенный $\mathrm{tg}\delta$.

Существуют критерии, свидетельствующие только об увлажнении изоляции, в частности соотношение емкостей одного и того же изоляционного промежутка, измеренных при разных условиях. Различают три физических метода определения степени увлажнения изоляции:

«емкость — температура», измеряют отношение $C_{гор}/C_{хол}$, где $C_{гор}$ и $C_{хол}$ — емкости соответственно горячей и холодной изоляции;

«емкость — частота», измеряют отношение $C_2/C_{50}$, где $C_2$ и $C_{50}$ — емкости изоляции, измеренные соответственно при частотах 2 и 50 Гц;

«емкость — время», измеряют отношение $\Delta C/C$, где $\Delta C$ — относительный прирост емкости во времени по отношению к емкости $C$.

Для измерения этих емкостных характеристик применяют специальные приборы контроля влажности ПКВ.

Основным, характерным для любого диэлектрика процессом, возникающим при воздействии на него электрического напряжения, является *поляризация* — ограниченное смещение связанных зарядов или ориентация дипольных молекул. О явлениях, обусловленных поляризацией диэлектрика, можно судить по значению *диэлектрической проницаемости*, а также *угла диэлектрических потерь*, если поляризация диэлектрика сопровождается рассеянием энергии, вызывающим нагрев диэлектрика.

Поляризационные процессы смещения связанных зарядов в веществе до момента установления равновесного состояния протекают во времени, создавая *токи смещения* в диэлектриках. Токи смещения упругосвязанных зарядов при электронной и ионной поляризации столь кратковременны, что их обычно не удается зафиксировать прибором.

Токи смещения различных видов замедленной поляризации, наблюдаемые у большого числа технических диэлектриков, называют *абсорбционными токами*. При постоянном напряжении абсорбционные токи, меняя свое направление, протекают только в моменты включения и выключения напряжения, а при переменном напряжении — в течение всего промежутка времени нахождения материала в электрическом поле.

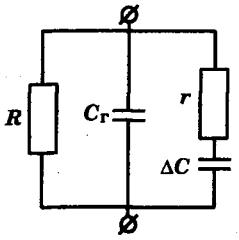



**Рис. 9.5. Схема замещения диэлектрика (изоляции)**

**Схема замещения диэлектрика.** Поведение изоляции при воздействии различного рода напряжений следует начать с рассмотрения приближенной схемы замещения образца диэлектрика (рис. 9.5). На этой схеме $C_г$ — емкость образца, зависящая от его геометрических размеров и всех видов быстрой поляризации (электронной, ионной). Данная величина этой емкости не зависит от частоты приложенного напряжения вплоть до частот порядка мегагерц. Дополнительная емкость $\Delta C$ обусловливается процессами накопления (абсорбции) зарядов при неоднородностях структуры диэлектрика (структурная

поляризация) и дипольной поляризацией. Сопротивление $r$ включено последовательно с $\Delta C$, так как процесс заряда и разряда емкости $\Delta C$ связан с потерями энергии и протекает сравнительно медленно. Сопротивление $R$ определяется сквозной проводимостью образца.

**Измерение электрических параметров твердого диэлектрика.** Для оценки состояния изоляции трансформатора и его способности выполнять свои функции служат несколько параметров. Самым непосредственным параметром изоляции в этом смысле является ее сопротивление — обратная величина проводимости. Изоляция считается тем лучше, чем больше ее сопротивление. На снижение сопротивления изоляции влияют неоднородность включения воздушных пузырьков, увлажнение и загрязнение. Резко снижает сопротивление изоляции попадание в изоляционный промежуток электропроводящих элементов — металлической стружки, частиц графитного карандаша и др.

При возникновении разности потенциалов между электродами с двух сторон твердой изоляции в ней не сразу *устанавливается ток электрической проводимости* $I_{пр}$. Сначала происходит поляризация диэлектрика, которая сопровождается так называемым *током абсорбции* $I_{абс}$, имеющим наибольшее значение в первый момент и затухающим по мере поляризации (рис. 9.6). Суммарный ток $I = I_{абс} + I_{пр}$ принято измерять через 15 с с момента приложения постоянного напряжения. Через 60 с составляющая $I_{абс}$ исчезает и сопротивление стабилизируется. Отношение токов, проходящих через изоляцию спустя 15 и 60 с после подачи напряжения, называется *коэффициентом абсорбции*:

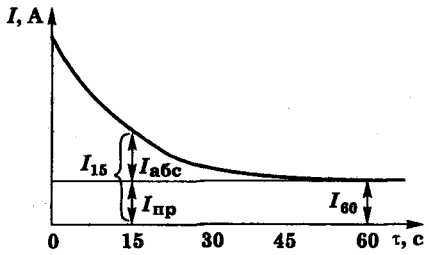



**Рис. 9.6. Поляризация диэлектрика при его включении под напряжение постоянного тока**

$$K_{абс} = \frac{I_{15}}{I_{60}} = \frac{U/R_{15}}{U/R_{60}} = \frac{R_{60}}{R_{15}},$$

т.е. отношению сопротивлений, измеренных через 60 и 15 с. Чем больше значение $K_{абс}$, тем выше качество изоляции.

Измерение сопротивления и определение $K_{абс}$ благодаря простоте, удобству и высокой достоверности получили широкое распространение. Сопротивление изоляции обмоток трансформаторов измеряется мегомметром на напряжение 2,5 кВ.

Сопротивление изоляции $R_{60}$ для вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов, залитых маслом, не должно быть ниже значений, приведенных в прил. 1.

Результаты измерения $R_{60}$ сравниваются с нормами или с результатами предыдущих испытаний. Поскольку сопротивление изоляции сильно зависит от температуры, то сравнивать можно только результаты, приведенные к одной температуре (20 °С).

Для приведения значений $R_{60}$, измеренных на заводе при $t_2$, к температуре измерения на монтаже $t_1$, а также для определения нормированных значений $R_{60}$ при температурах, не кратных 10, производят пересчет с помощью коэффициента $k_2$, значения которого приведены в прил. 4.

**Пример пересчета.** Трансформатор 16 000 кВ·А, 35 кВ. Данные заводского протокола: $R_{60}$ (при измерении по схеме ВН — бак, НН) равно 300 МОм при $t_2 = 55$ °С. Температура изоляции трансформатора при измерении на монтаже 20 °С, $t_2 - t_1 = 55 - 20 = 35$ °С; $k_2 = 4{,}15$ (по таблице прил. 4). Сопротивление изоляции, приведенное к температуре 20 °С, $R_{60} = 300 \cdot 4{,}15 = 1245$ МОм. Сопротивление изоляции на монтаже должно быть не ниже 70% этого значения, т.е. не менее $1245 \cdot 0{,}7 = 870$ МОм.

При подаче напряжения постоянного тока все виды поляризации быстро заканчиваются и через диэлектрик протекает только ток проводимости $I_{пр}$. При подаче на диэлектрик напряжения переменного тока картина резко меняется: все три тока будут протекать через него в течение всего времени действия напряжения. На рис. 9.7 приведена векторная диаграмма токов: общий ток в диэлектрике $I_{об}$ складывается из двух составляющих — реактивной, опережающей вектор приложенного напряжения $U$ на 90 °С, $I_р = I_{р.абс} + I_{см}$ и активной $I_а = I_{а.абс} + I_{пр}$, где $I_{см}$ — ток смещения, сопутствующий электронной и ионной поляризации (протекают в очень малые промежутки времени и могут считаться мгновенными).

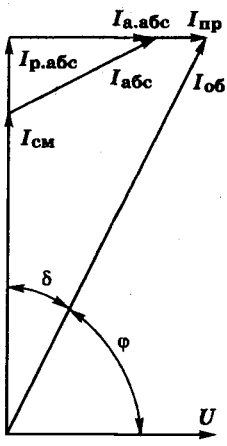



**Рис. 9.7. Векторная диаграмма токов в диэлектрике под напряжением переменного тока**

Вектор $I_{об}$ опережает вектор $U$ на угол сдвига фаз φ; его дополнительный угол (дополняющий его до 90°) — это угол диэлектрических потерь δ, который определяет активную мощность, расходуемую в диэлектрике, работающем под переменным напряжением. Значение этого угла определяется отношением $\operatorname{tg}\delta = I_а / I_р$.

Физический смысл определения tgδ изоляции состоит в том, что измеряется сам критерий, разрушающий изоляцию. Повышенное значение tgδ свидетельствует об увлажнении (главным образом объемном), загрязнении и неоднородности изоляции. Достоинство этого критерия в том, что его можно измерить в условиях работы изоляции при напряжении 10 кВ.

Значения tgδ изоляции обмоток для вновь вводимых трансформаторов, залитых маслом, не должны превышать значений, указанных в прил. 2.

Для приведения значений tgδ, измеренных на заводе ($t_2$), к температуре измерения на монтаже ($t_1$), а также определения нормированных значений tgδ при температурах, не кратных 10, производят пересчет tgδ с помощью коэффициента $k_1$, значения которого приведены в прил. 4.

**Пример пересчета.** Трансформатор 10 000 кВ·А, 35 кВ. Данные заводского протокола: tgδ (при измерении по схеме ВН — бак, НН) при температуре 60 °С равен 1,2%. Температура изоляции трансформатора при температуре монтажа 20 °С, $t_2 - t_1 = 60 - 20 = 40$ °С; $k_1 = 3{,}0$ (прил. 4), $\text{tg}\delta = 1{,}2/3{,}0 = 0{,}4\%$. Наибольшие допустимые значения tgδ для трансформаторов до 35 кВ приведены в прил. 2.

Величина tgδ на монтаже не должна превышать 130% этого значения, т.е. не выше $0{,}4 \cdot 1{,}3 = 0{,}52\%$. Измерение tgδ обмоток должно проводиться при температуре изоляции не ниже 10 °С у трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно.

Важными характеристиками электроизоляционного материала являются относительные емкостные характеристики, по которым контролируется влажность изоляции: $C_{\text{гор}}/C_{\text{хол}}$, $C_2/C_{50}$ и $\Delta C/C$. Эти характеристики равнозначны по значению, но практически имеют разное применение. Поскольку отношение $C_{\text{гор}}/C_{\text{хол}}$, так же как и сама емкость, существенно зависит от температуры, то требуемую точность определения этого отношения можно получить только при постоянной температуре и с помощью сложных расчетов. Поэтому данный способ определения влажности сейчас не применяется.

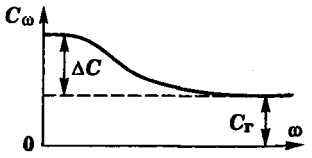



**Рис. 9.8. Зависимость от частоты емкости неоднородной изоляции**

В методе «емкость — частота» изоляция измеряется на частотах 2 и 50 Гц и определяется отношение $C_2/C_{50}$, которое и служит показателем качества изоляции. Зависимость $C = f(\omega)$, приведенная на рис. 9.8, выражается формулой

$$C_\omega = C_г + \frac{\Delta C}{1+\omega^2 T^2},$$

где $T = r\Delta C$ — постоянная времени.

Если к изоляции приложено переменное напряжение большой частоты, то независимо от качества изоляции величина емкости $C_\omega$ близка к значению $C_г$. При малой частоте емкость $C_\omega$ возрастает тем больше, чем больше $\Delta C$ и меньше $r$, что и наблюдается при увлажненной изоляции.

Если изоляция сухая ($r$ велико, $\Delta C$ мало), то емкость $\Delta C$ не успевает заряжаться и даже при очень низких частотах $C_\omega$ стремится к $C_г$.

Отношение $C_2/C_{50}$ для нормальной изоляции трансформаторов близко к 1, а для увлажненной изоляции, требующей сушки, $C_2/C_{50}$ больше 1,2—1,3. Максимально допустимые значения $C_2/C_{50}$ для трансформаторов приведены в прил. 3.

Отношение $C_2/C_{50}$ определяют с помощью приборов ПКВ-13, ПКВ-7, ПКВ-8. Для определения отношения $C_2/C_{50}$ прибором ПКВ измеряют емкость $C_{50}$, а затем разность емкостей $C_2 - C_{50}$ в одинаковых единицах (пФ или $10^3$ пФ), после чего вычисляют по формуле

$$C_2/C_{50} = 1 + (C_2 - C_{50})/C_{50}.$$

Наиболее четко влажность изоляции характеризует отношение $\Delta C/C$. Это абсорбционная характеристика, она обладает большей чувствительностью как к объемному, так и к поверхностному увлажнению изоляции, но одновременно существенно зависит от качества масла. Поэтому ее применение эффективно при контроле активной части, не залитой маслом. Для непосредственного измерения отношения $\Delta C/C$ применяется серия приборов ЕВ (емкость — время), наиболее распространенным из которых является ЕВ-3.

Отношение $\Delta C/C$ для нормальной изоляции трансформаторов не превышает 0,1, а для увлажненной изоляции — больше 0,1.

Отношение $\Delta C/C$ при измерениях трансформатора, прибывшего без масла (или при необходимости осмотра активной части трансформатора со сливом масла), полученное в конце работ, не должно превышать значений № 1 и 3 в табл. 9.4. Кроме того, приращение значений $\Delta C/C$, измеренных в конце и начале работ (приведенных к одной температуре), не должно превышать значений № 2 и 4 табл. 9.4.

Таблица 9.4

**Наибольшие допустимые значения $\Delta C/C$ обмоток трансформатора**

| № п/п | Напряжение обмотки ВН | Измерение $\Delta C/C$ | $\Delta C/C$, %, при температуре изоляции, °С | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 |
| 1 | До 35 кВ мощностью до 6300 кВ·А включительно | В конце работ | 13 | 20 | 30 | 45 | 75 |
| 2 | То же | Разность значений в конце и начале работ | 4 | 6 | 9 | 13,5 | 22 |
| 3 | До 35 кВ мощностью до 10 000 кВ·А и более; 110 кВ независимо от мощности | В конце работ | 8 | 12 | 18 | 29 | 44 |
| 4 | То же | Разность значений в конце и начале работ | 3 | 4 | 5 | 8,5 | 13 |

Для приведения значения $\Delta C/C$, измеренного в конце работ при температуре $t_1$ обмотки ВН, к температуре $t_2$ обмотки ВН, измеренной в начале работе, производят пересчет путем умножения на коэффициент $k_3$, значения которого приведены в прил. 4.

**Пример пересчета.** Начальное значение $\Delta C/C$ обмотки ВН трансформатора 10 000 кВ·А, 35 кВ при температуре обмотки 20 °С равно 4%. Значение $\Delta C/C$, измеренное в конце работ, при температуре обмотки 15 °С равно 6%. Разница температур $t_2 - t_1 = 5$ °С; $k_3 = 1{,}25$ (прил. 4). Величина $\Delta C/C$, приведенная к 20 °С, равна $6 \cdot 1{,}25 = 7{,}5\%$.

Разность значений $\Delta C/C$ в конце и начале работ, приведенная к 20 °С, 3,5% (7,5—4). Согласно табл. 9.4, эта разность не должна превышать 4% (п. 4 при $t = 20$ °С).

Основным недостатком указанных методов является значительное влияние на результаты измерения температуры изоляции, что вынуждает вносить поправочные коэффициенты.

## 9.4. Технология измерения емкостных характеристик высоковольтной изоляции прибором ПКВ-13

Принципиальная схема ПКВ приведена на рис. 9.9 (аналогичная схема изображена на крышке прибора). Испытуемый объект $C_x$ через переключающий контакт поляризованного реле $P$ поочередно подключается на заряд от источника выпрямленного стабилизированного напряжения $U_n$ и на разряд через $R_1$. Реле $P$ может

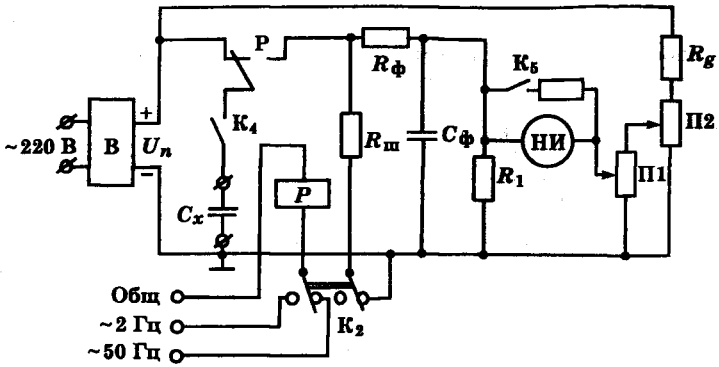



**Рис. 9.9. Принципиальная схема прибора ПКВ**

производить переключение с частотой 50 Гц на 2 Гц в зависимости от положения переключателя режима $К_2$. В первом случае обмотка реле подключается к переменному напряжению 50 Гц, а во втором — к постоянному напряжению через кулачковый прерыватель, ведомый синхронным микродвигателем (60 об/мин).

Среднее значение тока разряда, протекающего через резистор $R_1$, и напряжение на нем пропорциональны измеряемой емкости и частоте. При измерениях на частоте 50 Гц включается шунтирующий резистор $R_ш$, который уменьшает ток через $R_1$ в 25 раз. При таких условиях справедливо равенство

$$U_2/U_{50} = C_2/C_{50},$$

где $U_2$ и $U_{50}$ — напряжения на резисторе $R_1$ при частотах соответственно 2 и 50 Гц.

Напряжения на $R_1$ измеряются компенсационным методом. Изменяя положения потенциометров П1 и П2, можно добиться равенства напряжений, снимаемых с потенциометра П1 и резистора $R_1$. Момент равенства этих напряжений контролируется с помощью нуль-индикатора НИ, в качестве которого применен гальванометр типа М-122. Измеряемое напряжение при равновесии равно

$$U_x = a_1 a_2 U_n,$$

где $a_1$ и $a_2$ — градуировочные коэффициенты деления соответственно потенциометров П1 и П2.

При измерении на частоте 50 Гц потенциометр П2 устанавливают в положение, при котором $a_2 = 1$, и с помощью П1 добиваются равновесия. Тогда

$$U_{50} = a_1 U_n.$$

При измерении на частоте 2 Гц нулевого показания НИ добиваются с помощью П2 при том же положении П1.

В этом случае $U_2 = a_1 a_2 U_n$. Очевидно, что $C_2/C_{50} = U_2/U_{50} = a_2$.

Таким образом, отношение $C_2/C_{50}$ можно определить непосредственно по положению потенциометра П2.

Порядок измерения прибором ПКВ следующий.

1. Установить прибор горизонтально, перевести арретир в положение «Открыто», проверить установку нуля гальванометра.

2. Поставить выключатели «Сеть» и «Объект» в положение «Откл.», $К_2$ — в среднее положение и подвести к прибору питание (включить шнур питания прибора в розетку 220 В).

3. Подключить испытуемую изоляцию к зажимам «Объект» (сопротивление испытуемой изоляции должно быть не ниже 1 МОм.)

4. Включить выключатель «Сеть» и после 3-минутного прогрева проверить нуль на гальванометре на 2 Гц и затем на 50 Гц. При необходимости с помощью П3 установить нуль ( $К_5$ в положении «Точно»).

5. Перевести $К_5$ в положение «Грубо», поставить $К_2$ на 50 Гц, П2 — на 1, П1 — на 0 и включить $К_4$ «Объект».

*Внимание: на зажимах «Объект» напряжение 450 В!*

6. Вращением П1 по часовой стрелке установить нуль на гальванометре. Перевести $К_5$ в положение «Точно» и повторить уравновешивание.

7. Перевести $К_5$ в положение «Грубо», переключить частоту на 2 Гц и вращением П2 добиться равновесия (сначала «Грубо», затем «Точно»).

Отсчет по шкале П2 дает результат измерения $C_2/C_{50}$.

8. По окончании измерения переключатель $К_2$ поставить в среднее положение, а $К_4$ отключить.

**Последовательность выполнения измерений.**

1. Проверить градуировку прибора ПКВ. Для этого в указанной выше последовательности определить отношение $C_2/C_{50}$ эталонного воздушного конденсатора емкостью 2 нФ. Отношение $C_2/C_{50}$ не должно отличаться от 1 более чем на 2%.

2. На физической модели неоднородной изоляции, выполненной в соответствии с рис. 9.10, прибором ПКВ снять зависимость $C_2/C_{50} = f(\Delta C/C_2)$ при различных значениях $r$ и $C_2 = \text{const}$.

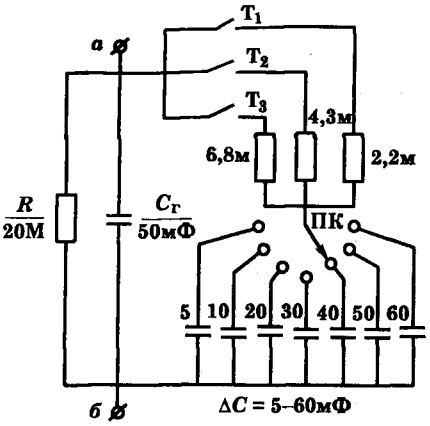



**Рис. 9.10. Физическая модель неоднородной изоляции**

Для этой цели к клеммам «*а*» и «*б*» стенда, на котором изображена схема неоднородной изоляции (рис. 9.10), подключить прибор ПКВ. Включить тумблер $T_1$ ($T_2$ и $T_3$ должны быть отключены) и поочередно, меняя положение переключателя ПК, измерить $C_2/C_{50}$ при различных значениях $\Delta C$. Аналогичные измерения выполнить при включенном $T_2$, а затем — $T_3$. По результатам измерений построить кривые на одном графике.

3. По графику определить среднюю величину $(\Delta C/C_2)_{ср}$ для

$$C_2/C_{50} = 1{,}2.$$

4. С помощью прибора ПКВ оценить степень увлажнения изоляции измерительного трансформатора НОМ-10, выводы обмоток которого выведены на мнемоническую схему стенда.

Перед измерением прибором ПКВ измерить сопротивление изоляции трансформатора мегомметром на 2,5 кВ. Для этого провод от клеммы «Л» мегомметра подключить к одному из выводов обмотки ВН трансформатора, а провод от клеммы «З» — к зажиму «Земля». При этом обмотка НН трансформатора должна быть заземлена. Ручку мегомметра необходимо вращать с частотой не менее 2 об/с в течение 1 мин. Первый отсчет произвести через 15 с, второй — через 60 с. Подсчитать отношение $R_{60}/R_{15}$ и записать величину сопротивления $R_{60}$.

5. Сделать заключение о пригодности к эксплуатации изоляции трансформатора НОМ-10.

# 10. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ

## 10.1. Технология измерения сопротивления изоляции обмоток электродвигателей

Применяемые для изоляции обмоток электрических машин изоляционные материалы не являются идеальными диэлектриками. В зависимости от своих физико-химических свойств они в большей или меньшей степени проводят по своей поверхности или через внутренние слои небольшой электрический ток [4, 7, 11, 28, 32, 39].

Значение электрического сопротивления изоляции — один из важнейших показателей надежности работы электродвигателей. О сопротивлении изоляции судят по значению проходящего через нее постоянного тока. Использование постоянного напряжения связано и с тем, что при приложении переменного напряжения емкость, возникающая между разнородными металлами, из которых сделан электродвигатель и его обмотки, вызывает искажение показаний приборов.

Известно, что сопротивление изоляции измеряется в омах, но так как его значение очень велико, то его принято выражать в мегомах (миллионы Ом) или килоомах (тысячи Ом).

Если, например, между обмоткой электродвигателя и его корпусом действует электрическое напряжение 1 кВ и при этом проходит ток 0,001 А, то сопротивление изоляции $R_{из} = 1000/0{,}001 = 10^6$ Ом = 1 МОм.

Нормы значения сопротивления изоляции при приемосдаточных испытаниях регламентированы ПУЭ.

Для машин постоянного тока сопротивление изоляции должно быть не ниже: между обмотками, а также каждой обмотки относительно корпуса — 0,5 МОм при температуре 10—30 °С; бандажей якоря (кроме возбудителей) — не нормируется; бандажей якоря возбудителя — 1 МОм.

Для двигателей переменного тока напряжением до 1 кВ сопротивление изоляции должно соответствовать нормам, приведенным в табл. 10.1.

Таблица 10.1

**Допустимое сопротивление изоляции электродвигателей переменного тока**

| Испытуемый объект | Напряжение мегомметра, кВ | Сопротивление изоляции |
|---|---|---|
| 1 | 2 | 3 |
| Обмотка статора напряжением до 1 кВ | 1 | Не менее 0,5 МОм при температуре 10—30 °С |
| Обмотка ротора синхронного электродвигателя и электродвигателя с фазным ротором | 0,5 | Не менее 0,2 МОм при температуре 10—30 °С (допускается не ниже 2 кОм при 75 °С или 2 кОм при 20 °С для неявнополюсных машин |

Окончание табл. 10.1

| 1 | 2 | 3 |
|---|---|---|
| Подшипники синхронных электродвигателей напряжением свыше 1 кВ | 1 | Не нормируется (измерение производится относительно фундаментной плиты при полностью собранных маслопроводах) |

Сопротивление изоляции обмоток вновь вводимых в эксплуатацию электрических машин мощностью до 5 000 кВт на номинальное напряжение до 10,5 кВ должно соответствовать нормам, приведенным в табл. 10.2.

Таблица 10.2

**Допустимое сопротивление изоляции обмоток электродвигателей мощностью до 5 000 кВт включительно**

| Температура обмотки, °С | $R_{60}$, МОм, при номинальном напряжении машины, кВ | | |
|---|---|---|---|
| | 3—3,15 | 6—6,3 | 10—10,5 |
| 10 | 20 | 60 | 100 |
| 20 | 30 | 40 | 70 |
| 30 | 15 | 30 | 60 |
| 40 | 10 | 20 | 35 |
| 50 | 7 | 15 | 25 |
| 60 | 5 | 10 | 17 |
| 75 | 3 | 6 | 10 |

Для машин мощностью свыше 5 000 кВт, а также для машин на номинальное напряжение выше 10,5 кВ наименьшее сопротивление изоляции, измеренное при температуре 75 °С, определяют по формуле

$$R_{60} = \frac{U_{ном}}{1000 + P_{ном} \cdot 0{,}01},$$

где $U_{ном}$ — номинальное линейное напряжение, В; $P_{ном}$ — номинальная мощность, кВт.

Если сопротивление изоляции, вычисленное по этой формуле, ниже 0,5 МОм, то наименьшее допустимое значение принимают 0,5 МОм. Для температур 10—75 °С наименьшее значение сопротивления изоляции обмоток машины определяют, умножая значения, полученные по приведенной выше формуле, на температурный коэффициент $k_т$, значения которого даны в табл. 10.3.

Таблица 10.3

**Значения температурного коэффициента $k_т$**

| Температура, °С | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 | 75 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $k_т$ | 9,4 | 6,7 | 4,7 | 3,4 | 2,4 | 1,7 | 1,2 | 1 |

При измерении сопротивления изоляции обмоток электродвигателей с номинальным напряжением до 500 В включительно ГОСТ 11828—86 рекомендует применять мегомметр на 500 В, а для электродвигателей напряжением свыше 500 В — мегомметр на 1000 В. Ручку мегомметра рекомендуется вращать равномерно с частотой около 150 об/мин. Измерение следует проводить при установившемся положении стрелки по истечении 60 с после начала вращения ручки мегомметра.

Для электродвигателей, у которых выведены концы и начала всех фаз, измерение сопротивления изоляции производят между каждой фазой и корпусом. В этом случае допустимое минимальное сопротивление изоляции должно быть повышено в 3 раза. При измерении сопротивления изоляции каждой из электрических цепей все остальные цепи должны быть соединены с корпусом машины. По окончании измерения сопротивления изоляции каждой электрически независимой цепи следует разрядить ее на заземленный корпус электродвигателя.

Измерение сопротивления изоляции можно производить также сетевым мегомметром и методом вольтметра. Схемы соединений при измерении сопротивления изоляции методом вольтметра при питании сетей постоянным и переменным током приведены на рис. 10.1 и 10.2.

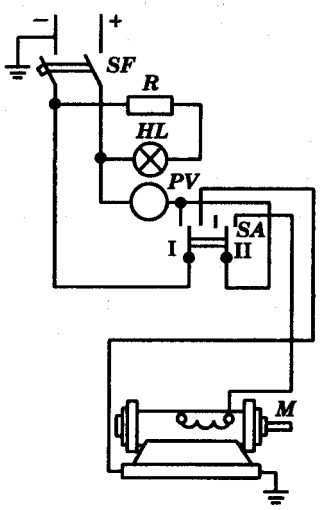



**Рис. 10.1. Измерение сопротивления изоляции методом вольтметра от сети постоянного тока**

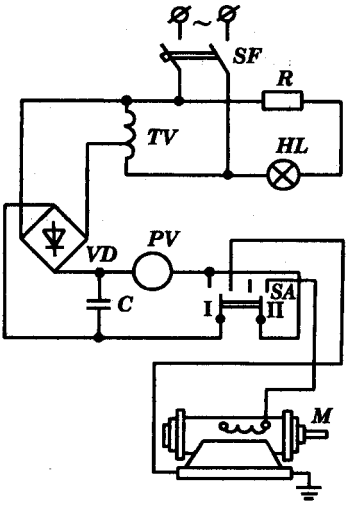



**Рис. 10.2. Измерение сопротивления изоляции методом вольтметра от сети переменного тока**

**Методика измерений.** Для получения большей точности измерений выбирают вольтметр с большим собственным сопротивлением (30—50 МОм). Измерения производят на одном пределе вольтметра.

При измерении от электросети, один полюс которой может быть заземлен (рис. 10.1), во избежание короткого замыкания следует подключать заземленный корпус электродвигателя таким образом, чтобы он оказался соединенным с заземленным полюсом сети.

При питании измерительной схемы от сети переменного тока (рис. 10.2), если выпрямительный мост включен в сеть не непосредственно, а через трансформатор, отделяющий сеть переменного тока от цепи выпрямленного напряжения, заземленный корпус электродвигателя может быть присоединен к любому из зажимов выпрямительного моста.

Метод вольтметра основан на известном в электротехнике положении: напряжения на последовательно соединенных сопротивлениях распределяются пропорционально этим сопротивлениям.

Ввиду того что для проведения испытаний могут использоваться двигатели различных типов и номинальных параметров, для подачи номинальных напряжений можно использовать автотрансформатор.

Для проведения испытаний необходимо включить автоматический выключатель *SF*, при этом загорается сигнальная лампа *HL*, что свидетельствует о наличии напряжения на схеме. При установке переключателя *SA* в положение I вольтметром *PV* измеряется напряжение испытаний $U_1$.

После перевода переключателя в положение II измеряется показание вольтметра $U_2$, а падение напряжения в изоляции будет равно $U_1 - U_2$. Так как в положении II переключателя *SA* сопротивление вольтметра $R_в$ (указанное на шкале вольтметра или приведенное в его паспорте) и измеряемое сопротивление изоляции $R_{из}$ соединены последовательно, то падение напряжения в них распределяется прямо пропорционально значениям их сопротивлений:

$$R_в / R_{из} = U_2 / (U_1 - U_2), \qquad (1)$$

откуда

$$R_{из} = R_в \frac{U_1 - U_2}{U_2} = R_в \left( \frac{U_1}{U_2} - 1 \right) 10^{-6}. \qquad (2)$$

**Последовательность выполнения измерений.**

1. Собрать схему по рис. 10.2 предварительно убедившись, что рукоятка автотрансформатора выведена до отказа. Ток в обмотке определяют по формуле

$$I = \frac{P_{об} \cdot 10^3}{U \cos\varphi},$$

где $\cos\varphi$ — 0,5—0,6.

Сечение провода намагничивающей обмотки

$$S = I / j, \text{ мм}^2,$$

где $j$ — допустимая плотность тока, А/мм$^2$.

Для медных неизолированных проводов $j = 6$, для изолированных проводов $j = 3$—3,5 А/мм$^2$; для алюминиевых неизолированных проводов $j = 5$, для изолированных $j = 2$—2,5 А/мм$^2$.

2. Включить автомат *SF* и убедиться в том, что на схему подано напряжение (загорание лампы *HL*).

3. Установить переключатель *SA* в положение I.

4. Поворотом рукоятки «ЛАТР» по часовой стрелке установить нужное напряжение (обычно номинальное напряжение двигателя) $U_1$ на вольтметре *PV* и записать значение $U_1$.

5. Установить переключатель *SA* в положение II.

6. Записать установившееся значение напряжения $U_2$ на вольтметре.

7. Подсчитать сопротивления изоляции $R_{из}$ по формуле (2).

8. Сделать вывод о пригодности изоляции.

## 10.2. Технология измерения температуры обмоток электродвигателя переменного тока по их сопротивлению

Температуру обмоток определяют при испытаниях двигателя на нагревание [7, 11, 35, 39, 40]. Испытания на нагревание производят для определения абсолютной температуры или превышения температуры обмотки или частей электродвигателя относительно температуры охлаждающей среды при номинальной нагрузке. Электроизоляционные материалы, применяемые в конструкциях электрических машин, стареют и постепенно теряют электрическую и механическую прочность. Быстрота этого старения зависит главным образом от температуры, при которой работает изоляция.

Многочисленными опытами установлено, что долговечность (срок службы) изоляции сокращается вдвое, если температура, при которой она работает, на 6—8 °С превышает предельную для данного класса нагревостойкости. ГОСТ 8865—93 устанавливает следующие классы нагревостойкости электроизоляционных материалов и характерные для них предельные температуры:

| Класс нагревостойкости | Y | A | E | B | F | H | C |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Предельная температура, °С | 90 | 105 | 120 | 130 | 155 | 180 | св. 180 |

Испытания на нагревание могут осуществляться при непосредственной нагрузке и косвенным методом (нагревание от основных потерь). Их проводят до установившейся температуры при практически неизменной нагрузке. Установившейся считают температуру, которая в течение 1 ч изменяется не более чем на 1 °С. В качестве нагрузки при испытаниях на нагревание применяют различные устройства, наиболее простыми из которых являются различные тормоза (колодочные, ленточные и т.д.), а также нагрузки, обеспечиваемые генератором, работающим на реостат.

При испытаниях на нагревание определяют не только абсолютную температуру, но и превышение температуры обмоток над температурой охлаждающей среды, установленное ГОСТ 183—74 (табл. 10.4).

Таблица 10.4

**Предельно допустимые превышения температур частей двигателя**

| Части двигателя | Предельно допустимое превышение температуры, °С, при изоляционных материалах класса нагревостойкости | | | | | Метод измерения температуры |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | A | E | B | F | H | |
| Обмотки переменного тока двигателей 5 000 кВ·А и более или с длиной сердечника 1 м и более | 60 | 70 | 80 | 100 | 125 | Сопротивления или температурных индикаторов, уложенных, в пазы |
| То же, но менее 5 000 кВ·А или с длиной сердечника 1 м и более | 50* | 65* | 70** | 85** | 105*** | Термометра или сопротивления |
| Стержневые обмотки роторов асинхронных двигателей | 65 | 80 | 90 | 110 | 135 | Термометра или сопротивления |
| Контактные кольца | 60 | 70 | 80 | 90 | 110 | Термометра или температурных индикаторов, уложенных в пазы |
| Сердечники и другие стальные части, соприкасающиеся с обмотками | 60 | 75 | 80 | 110 | 125 | Термометра |
| То же, не соприкасающиеся с обмотками | Превышение температуры этих частей не должно превышать значений, которые создавали бы опасность повреждения изоляционных или других смежных материалов | | | | | |

* При измерении методом сопротивления допускаемая температура увеличивается на 10 °С.

** То же, на 15 °С.

*** То же, на 20 °С.

Как видно из таблицы, в ГОСТе предусмотрены различные методы измерения температур в зависимости от конкретных условий и частей машин, у которых необходимо проводить измерения.

*Методом термометра* определяют температуру поверхности в точке приложения (поверхность корпуса, подшипников, лобовых частей обмотки), температуру окружающей среды и воздуха, поступающего и выходящего из двигателя. Применяют как ртутные, так и спиртовые термометры. Вблизи сильных переменных магнитных полей следует применять только спиртовые термометры, так как в ртути наводятся вихревые токи, искажающие результаты измерения. Для лучшей передачи теплоты от узла к термометру резервуар последнего обертывают фольгой, а затем прижимают к нагретому узлу. Для теплоизоляции термометра поверх фольги накладывают слой ваты или войлока таким образом, чтобы последний не попал в пространство между термометром и нагретой частью двигателя. При измерении температуры охлаждающей среды термометр следует помещать в закрытый металлический стаканчик, заполненный маслом и защищающий термометр от лучистой теплоты, испускаемой окружающими тепловыми источниками и самой исследуемой машиной, и случайных потоков воздуха. При измерении температуры наружной охлаждающей среды несколько термометров располагают в разных точках вокруг исследуемой машины на высоте, равной половине высоты машины, и на расстоянии 1—2 м от нее. За температуру охлаждающей среды принимают среднее арифметическое значение показаний этих термометров.

*Метод термопары*, широко применяемый для измерения температур, используется в основном в машинах переменного тока. Термопары закладывают в пазы между слоями обмоток и на дно паза, а также в других труднодоступных местах.

Для измерения температур в электрических машинах обычно применяют медно-константановые термопары, состоящие из медной и константановой проволок диаметром около 0,5 мм. В одной паре концы термопары спаяны между собой. Места спая обычно помещают в ту точку, где необходимо измерить температуру («горячий спай»), а вторую пару концов подключают непосредственно к зажимам чувствительного милливольтметра с большим внутренним сопротивлением. В том месте, где ненагреваемый конец константановой проволоки соединяется с медным проводником (на клемме измерительного прибора или переходной клемме), образуется так называемый «холодный спай» термопары. На поверхности контакта двух металлов (константана и меди) возникает ЭДС, пропорциональная температуре в месте контакта, причем на константане образуется минус, а на меди плюс. ЭДС возникает как на «горячем», так и на «холодном» спае термопары. Однако поскольку температуры спаев разные, то и значения ЭДС

различны, а так как в контуре, образованном термопарой и измерительным прибором, эти ЭДС направлены навстречу друг другу, то милливольтметр всегда измеряет разность ЭДС «горячего» и «холодного» спаев, соответствующую разности температур.

Опытом установлено, что ЭДС медно-константановой термопары составляет 0,0416 мВ на 1 °С разности температур «горячего» и «холодного» спаев. В соответствии с этим можно отградуировать шкалу милливольтметра в градусах Цельсия. Так как термопара фиксирует только разность температур, то для определения абсолютной температуры «горячего» спая следует к показаниям термопары прибавить температуру «холодного» спая, измеренную термометром.

*Метод сопротивления* — определение температуры обмоток по их сопротивлению постоянному току часто используется для измерения температуры обмоток. Метод основан на известном свойстве металлов изменять свое сопротивление в зависимости от температуры.

Для определения превышения температуры осуществляют измерения сопротивления обмотки в холодном и нагретом состояниях и производят вычисления по формулам:

$$\text{для меди} — \Delta T = \frac{R_г - R_x}{R_x}(235 + T_x) + (T_x - T_0);$$

$$\text{для алюминия} — \Delta T = \frac{R_г - R_x}{R_x}(245 + T_x) + (T_x - T_0),$$

где $\Delta T$ — превышение температуры обмотки, °С; $R_г$ — сопротивление в нагретом состоянии, Ом; $R_x$ — сопротивление в холодном состоянии, Ом; $T_x$ — температура обмотки в холодном состоянии, °С; $T_0$ — температура охлаждающей среды, °С.

Следует учитывать, что с момента отключения двигателя до начала замеров проходит некоторое время, в течение которого обмотка успевает остыть. Поэтому для правильного определения температуры обмоток в момент отключения, т.е. в рабочем состоянии двигателя, после отключения машины по возможности через равные промежутки времени (по секундомеру) производят несколько измерений. Эти промежутки не должны превышать времени от момента выключения до первого замера. Затем производят экстраполяцию измерений, построив график $R = f(t)$.

*Методом амперметра—вольтметра* измеряют сопротивление обмотки. Первое измерение производят не позднее чем через 1 мин от момента отключения двигателя для машин мощностью до 10 кВт, через 1,5 мин — для машин мощностью 10—100 кВт и через 2 мин — для машин мощностью выше 100 кВт.

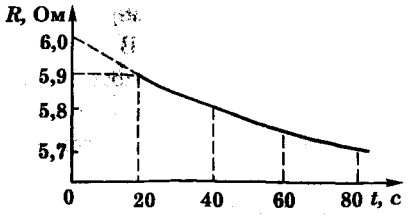



**Рис. 10.3. График изменения сопротивления обмоток при остывании**

Если первое измерение сопротивления произведено не более чем через 15—20 с с момента выключения, то за сопротивление принимают наибольшее из первых трех измерений. Если первое измерение произведено более чем через 20 с после отключения машины, то устанавливают поправку на остывание. Для этого производят 6—8 измерений сопротивления и строят график изменения сопротивления при остывании (рис. 10.3). По оси ординат откладывают соответствующие измеренные сопротивления, а по оси абсцисс — время (точно в масштабе), прошедшее от момента выключения электродвигателя до первого измерения, промежутки между измерениями и получают кривую, изображенную на графике сплошной линией. После этого продолжают эту кривую влево, сохраняя характер ее изменения, до пересечения с осью ординат (изображена пунктирной линией). Отрезок на оси ординат от начала координат до пересечения с пунктирной линией с достаточной точностью определяет искомое сопротивление обмотки двигателя в горячем состоянии.

**Методика измерений.** Основная номенклатура двигателей, установленных на промышленных предприятиях, включает в себя изоляционные материалы классов А и В. Например, если для пазовой изоляции применен материал на основе слюды класса В, а для обмотки провод ПБД с хлопчатобумажной изоляцией класса А, то двигатель по классу нагревостойкости относится к классу А. Если температура охлаждающей среды ниже 40 °С (нормы для которой приведены в табл. 10.4), то для всех классов изоляции допускаемые превышения температуры могут быть увеличены на столько градусов, на сколько температура охлаждающей среды ниже 40 °С, но не более чем на 10 °С. Если температура охлаждающей среды 40—45 °С, то предельно допустимые превышения температуры, указанные в табл. 10.4, снижаются для всех классов изоляционных материалов на 5 °С, а при температурах охлаждающей среды 45—50 °С — на 10 °С. За температуру охлаждающей среды обычно принимают температуру окружающего воздуха.

Для закрытых машин на напряжение не более 1500 В предельно допустимые превышения температуры обмоток статоров электродвигателей мощностью менее 5000 кВт или с длиной сердечника менее 1 м, а также стержневых обмоток роторов при измерении температур методом сопротивления допускается повышать на 5 °С.

При измерении температуры обмоток по способу замера их сопротивления определяется средняя температура обмоток. В действительности же при работе двигателя отдельные зоны обмоток, как правило, имеют разную температуру. Поэтому максимальная температура обмоток, определяющая долговечность изоляции, всегда немного превышает среднее значение.

При определении температуры обмоток методом сопротивления для электродвигателей с фазным ротором построение экстраполяционных кривых производится дважды: один раз для обмотки статора, а второй раз для обмотки ротора. Для этого двигатель после построения кривой остывания обмотки статора вторично приводят во вращение с прежней нагрузкой до установления прежних температур, а затем вторично отключают.

Включение двигателя на измерительную схему следует производить только после полной остановки ротора, в противном случае измерительные приборы могут быть повреждены индукционными токами.

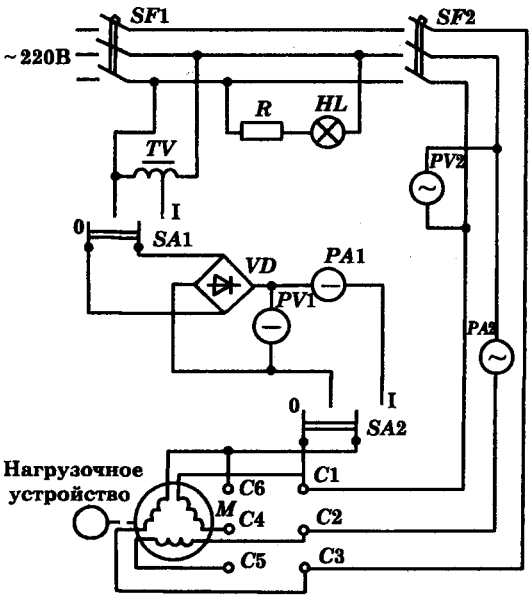



**Рис. 10.4. Электрическая схема для проведения измерений**

Для получения правильного результата при измерении сопротивления обмотки как в холодном состоянии (перед пуском двигателя), так и в нагретом состоянии (после остановки двигателя) необходимо пользоваться одними и теми же приборами.

Измерение сопротивлений многофазных обмоток при наличии выводов начала и конца фаз следует проводить пофазно. Работа проводится по схеме, изображенной на рис. 10.4.

**Последовательность выполнения измерений.**

1. Собрать схему по рис. 10.4, убедившись, что рукоятка автотрансформатора *TV* выведена до упора.

2. Установить перемычки *C2*—*C4* и *C3*—*C5*.

3. Включить автомат *SF*1. При этом загорается сигнальная лампа *HL*1, свидетельствующая о наличии напряжения в схеме.

4. Установить переключатель *SA*1 в положение I.

5. С помощью рукоятки *TV*, установить на вольтметре *PV*1 напряжение $U_1$, при котором показания амперметра $PA1 = I_{1x}$ не превысят 20% от номинального тока двигателя.

6. Установить переключатель *SA*2 в положение I и записать показания $PV1 = U_{1x}$ и $PA1 = I_{1x}$.

7. Подсчитать омическое сопротивление (Ом) обмотки электродвигателя в холодном состоянии:

$$R_x = \frac{U_{1x}}{I_{1x}}.$$

8. Предположив, что все фазы имеют одинаковое сопротивление, исходя из их последовательного соединения определить сопротивление одной фазы обмотки

$$R_{xф} = R_x / 3.$$

9. Установить переключатели *SA*1 и *SA*2 в положение 0.

10. Установить перемычку *C*1—*C*6.

11. Включить автомат *SF*2.

12. Рукояткой нагрузочного устройства нагрузить двигатель до показания амперметра *PA*2, равного $I_{ном}$. Прогрев обмоток продолжать 10—15 мин, регулируя постоянство показаний амперметра нагрузочным устройством.

13. Выключить автомат *SF*2 и дождаться полной остановки двигателя.

14. Снять перемычку *C*1—*C*6.

15. Установить *SA*1 и *SA*2 в положение I, снять показания *PV*1 ($U_{1г}$) и *PA*1 ($I_{1г}$) не позднее чем через 20 с после остановки двигателя.

16. Определить сопротивление обмотки в горячем состоянии:

$$R_г = U_{1г} / I_{1г}.$$

17. Предполагая, что все обмотки нагреты одинаково и учитывая их последовательное соединение, определить сопротивление одной фазы:

$$R_{гф} = R_г / 3.$$

18. Рассчитать превышение температуры обмоток над температурой охлаждающей среды, приняв температуру обмоток в холодном состоянии равной температуре окружающей среды.

19. Подсчитать абсолютную температуру обмоток и сделать вывод об исправности двигателя:

$$T_{абс} = \Delta T + T_o.$$

## 10.3. Классификация методов определения геометрической нейтрали машин постоянного тока

Существуют следующие способы установки щеток машин постоянного тока в нейтральное положение: *метод наибольшего напряжения генератора*, *метод двигателя*, *индуктивный метод* и *метод самовозбуждения генератора при КЗ* [3, 7, 32, 41]. Наиболее практичным из них является *индуктивный метод*.

**Метод наибольшего напряжения генератора.** Испытываемую машину включают в режим генератора на холостом ходу при постоянных частоте вращения и токе возбуждения. Возникающая ЭДС вращения в якоре между щетками достигает максимальной величины при их положении на геометрической нейтрали (рис. 10.5, *а*).

При сдвиге щеток с геометрической нейтрали в любую сторону ЭДС между ними уменьшается. Это происходит потому, что в параллельных ветвях между щетками появляются секции, ЭДС которых направлены против ЭДС остальных секций (рис. 10.5, *б*).

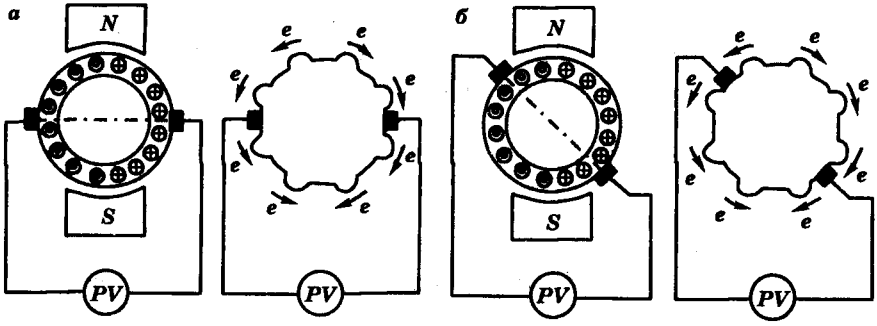



**Рис. 10.5. ЭДС вращения между щетками генератора при расположении их на геометрической нейтрали (*а*) и сдвиге с геометрической нейтрали (*б*)**

Для проведения опыта собирают схему, приведенную на рис. 10.6, *а*, при помощи двигателя приводят генератор во вращение, включают автоматический выключатель *QF* и возбуждают машину. Передвигают щетки до такого положения, при котором вольтметр, присоединенный к зажимам якоря, покажет наибольшее напряжение. Данное положение щеток будет соответствовать их установке на геометрическую нейтраль.

**Метод двигателя.** Сдвиг щеток с геометрической нейтрали по направлению или против вращения якоря двигателя при постоянных нагрузке и токе возбуждения приводит к усилению или ослаблению результирующего магнитного потока за счет возникновения продольной намагничивающей или размагничивающей реакции якоря. Вследствие этого частота вращения якоря соответственно уменьшается или увеличивается.

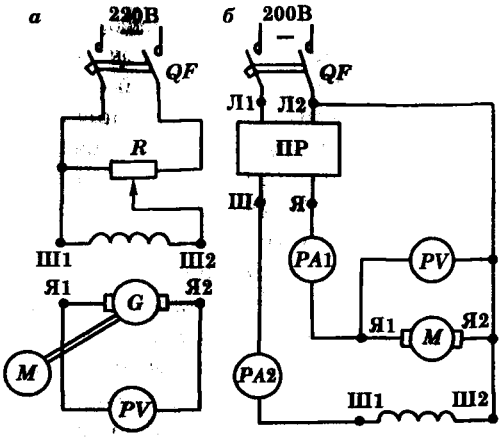



**Рис. 10.6. Схема определения геометрической нейтрали: *а* — методом наибольшего напряжения; *б* — методом двигателя**

Для проведения опыта собирают схему, приведенную на рис. 10.6, *б*. Включают автоматический выключатель *QF* и возбуждают двигатель, который работает в режиме холостого хода. Измеряют частоту вращения и отмечают положение щеток. Затем изменяют направление тока в якоре пересоединением его зажимов и повторно измеряют частоту вращения якоря двигателя.

Если щетки установлены на геометрической нейтрали, то частота вращения будет одинаковой при прямом и обратном направлениях вращения. Если частота вращения якоря двигателя отличается от предыдущей, следует сместить щетки в положение, при котором она будет равна первоначальной. Положение геометрической нейтрали будет соответствовать среднему из двух положений щеток.

**Индуктивный метод.** К обмотке возбуждения машины подводят ток от постоянного источника. Якорь машины находится в неподвижном состоянии. При замыкании и размыкании тока возбуждения в якоре индуцируется ЭДС трансформации. Если щетки находятся на геометрической нейтрали, возникающая ЭДС трансформации в параллельных ветвях между щетками равна нулю (рис. 10.7, *а*). Это происходит

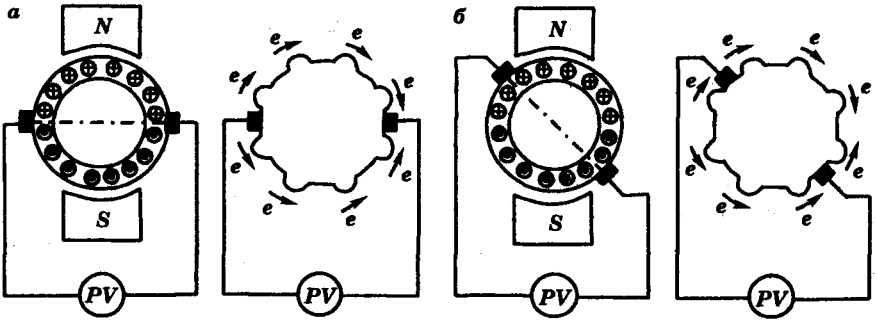



**Рис. 10.7. ЭДС трансформации между щетками машины при расположении их на геометрической нейтрали (*а*) и сдвиге с геометрической нейтрали (*б*)**

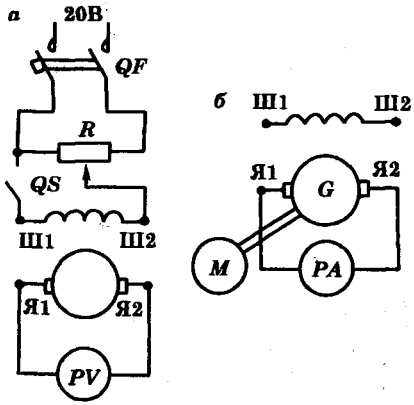



**Рис. 10.8. Схема определения геометрической нейтрали: *а* — индуктивным методом; *б* — методом самовозбуждения**

потому, что ЭДС трансформации, возникающие в правой и левой частях параллельных ветвей обмотки якоря, взаимно уравновешиваются. При сдвиге щеток с геометрической нейтрали данное равновесие нарушается и между щетками возникает ЭДС (рис. 10.7, *б*).

Для проведения опыта собирают схему, приведенную на рис. 10.8, *а*. Включают автоматический выключатель *QF* и в обмотку возбуждения подают небольшое напряжение. При помощи выключателя *QS* размыкают и замыкают ток возбуждения.

При этом стрелка милливольтметра отклоняется в ту или другую сторону. Щетки передвигают до тех пор, пока при включении и отключении обмотки возбуждения стрелка милливольтметра в цепи якоря не перестанет отклоняться или размах ее колебаний достигнет минимального значения. В данном положении щетки будут находиться на геометрической нейтрали. Постепенно увеличивая ток возбуждения, повторяют опыт с целью уточнения расположения щеток на геометрической нейтрали.

Наибольший ток возбуждения не должен превышать 10% номинального во избежание пробоя обмотки возбуждения от ЭДС самоиндукции.

**Метод самовозбуждения генератора при КЗ.** Генератор приводят во вращение при замкнутой накоротко цепи якоря и разомкнутой обмотке возбуждения. Поле остаточного потока полюсов индуцирует во вращающемся якоре небольшую ЭДС. При смещении щеток с геометрической нейтрали против направления вращения возникает продольная составляющая потока реакции якоря, которая усиливает поле остаточного потока полюсов. Это вызывает увеличение индуцируемой в якоре ЭДС и тока в его цепи.

Для проведения опыта собирают схему, приведенную на рис. 10.8, *б*. С помощью двигателя приводят во вращение генератор. Перемещая щетки против направления вращения, находят такое положение, при котором ток в цепи якоря возрастает. Положение щеток и величину тока якоря фиксируют. Затем изменяют направление вращения генератора и перемещают щетки против направления вращения до такого

положения, при котором ток в цепи якоря достигнет значения, отмеченного в первом случае. Положение геометрической нейтрали соответствует среднему из двух положений щеток. После установки в нейтральное положение и закрепления траверсы щеток вновь производят проверку, так как может произойти смещение щеток.

## 10.4. Классификация методов сушки изоляции обмоток электродвигателей

Сушка электрических машин обязательно должна производиться при неудовлетворительных характеристиках изоляционных материалов, которые указывают на недопустимую степень увлажненности изоляции [7, 11, 35]. Как правило, сушка производится до установки машины. Сушка машин перед пуском производится в том случае, если машина после установки или в период хранения находилась в помещении с повышенной влажностью и измерения изоляционных характеристик перед пуском показывают на увлажненность изоляции. Для определения условий, обязательных при включении без сушки, электрические машины переменного тока условно разделяют на две группы: 1) электродвигатели до 5000 кВт с частотой вращения не более 1500 об/мин; 2) генераторы и синхронные компенсаторы, а также электродвигатели, не входящие в группу 1.

Основными критериями для включения машин без сушки являются: $R_{60}$ — одноминутное значение сопротивления изоляции обмоток (замеренное через 60 с после начала измерения), МОм; $R_{60}/R_{15}$ — коэффициент абсорбции, равный отношению одноминутного значения сопротивления изоляции к 15-секундному значению при температуре измерения от 10 до 30 °С; характеристика токов утечки при приложении выпрямленного испытательного напряжения.

Сушка не проводится на машинах группы 1, если значения $R_{60}$ и $R_{60}/R_{15}$ в норме. Разрешается также не проводить ее и на машинах группы 2, а также на машинах группы 1, но обязательным условием включения таких машин является соблюдение допустимых значений $R_{60}$ отношения $R_{60}/R_{15}$ при значениях $R_{60}$, вдвое меньших нормы.

Значение $R_{60}$ для двигателей группы 1 на номинальное напряжение до 1 кВ должно быть *не менее 0,5 МОм*, а коэффициент абсорбции *не менее 1,2*. Для машин группы 2 значение $R_{60}$ должно быть не менее значений, вычисленных по формуле

$$R_{60} = \frac{U_{ном}}{P_{ном} \cdot 0{,}01 + 1000},$$

измеренных при температуре 75 °С, где $U_{ном}$ — номинальное напряжение электрической машины, В; $P_{ном}$ — номинальная мощность, кВт.

Коэффициент абсорбции для машин группы 2 должен быть *не менее 1,3*.

Если измеренные параметры не удовлетворяют нормам, то электрическую машину подвергают сушке. Обмотки машин перед сушкой должны быть очищены от загрязнений и осевшей пыли, продуты сухим и чистым воздухом под давлением не более 0,2 МПа (2 кгс/см²). Если вода продолжительное время воздействует на обмотки двигателя, то измерения и испытания, связанные с подачей напряжения, должны производиться после контрольного прогрева и подсушки путем внешнего нагрева. Осуществлять сушку пропусканием тока через обмотки допускается в том случае, если сопротивление изоляции обмоток статора машин переменного тока и обмотки якоря машин постоянного тока не менее 5 кОм, а сопротивление изоляции обмоток ротора машин переменного тока и обмоток возбуждения машин постоянного тока не менее 20 кОм.

Перед проведением сушки корпус машины должен быть обязательно заземлен. В период подготовки к сушке необходимо предусмотреть возможность выполнения измерений, поэтому следует вывести концы обмоток в удобное для измерений место, изолировать их, установить термометры и температурные индикаторы. В процессе сушки измеряют сопротивление изоляции, температуру обмоток, активной стали и окружающего воздуха. Во избежание потерь теплоты машина должна быть закрыта.

В процессе сушки следует постоянно контролировать температуру обмоток и стали частей электрических машин. Максимальная температура в наиболее нагретом месте обмотки или стали при нагреве током не должна превышать 80 °С при измерении термометрами, 100 °С при измерении методом сопротивления, 90 °С при измерении встроенными и заложенными температурными индикаторами и 100 °С при измерении термометром при сушке методом внешнего нагрева.

Скорость достижения максимума температуры не должна превышать 4—5 °С/ч. Для ограничения резкого повышения температуры своевременно снижают ток или периодически отключают источник питания. До достижения температуры производится запись один раз в час, а с момента ее достижения — 1 раз в 2 часа. Сушка прекращается после того, как сопротивление изоляции при постоянной температура будет практически неизменным в течение 3—5 ч. Сушка считается законченной при условии, что $R_{60}$ и $R_{60}/R_{15}$ имеют установившиеся значения в течение 3—5 ч не менее допустимых.

**Методы сушки электрических машин.**

1. *Внешним нагревом* (рис. 10.9) рекомендуется производить сушку всех электрических машин и обязательно сильно отсыревших. Для нагрева применяются тепловоздуходувки, нагревательные сопротивления (для машин малой мощности — сушильные шкафы).

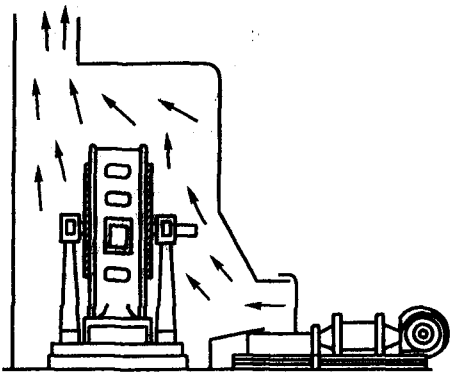


**Рис. 10.9. Сушка внешним нагревом**

Для электрических машин с замкнутой системой вентиляции нагреватели размещают в вентиляционной камере; температуру горячего воздуха, поступающего в машину, регулируют выключением нагревателей.

Мощность нагревательных элементов тепловоздуходувки определяют по формуле

$$P = 0{,}07QC(t_2 - t_1), \text{ кВт},$$

где $Q$ — количество воздуха, прогоняемого вентилятором через камеру, м³/мин; $C$ — теплоемкость воздуха, равная 1,14 кДж/кг (0,273 ккал/кг); $t_2$ — температура горячего воздуха, °С (принимается примерно равной 90 °С); $t_1$ — температура окружающего воздуха, °С.

Количество воздуха, прогоняемого в 1 мин через камеру, принимают равным $1{,}5Q_к$, где $Q_к$ — объем камеры, м³.

При ориентировочных расчетах мощность нагревательных элементов тепловоздуходувок можно принимать: для электрических машин мощностью до 500 кВт — 3,5%; мощностью 500—1000 кВт — 1,5—3% мощности машины.

2. *Сушка инфракрасными лучами* также рекомендуется для всех электрических машин и обязательно для сильно отсыревших. В качестве источника инфракрасных лучей применяют зеркальные лампы накаливания. Электродвигатель должен находиться от лампы на расстоянии 0,2—0,4 м. Лампы для равномерного прогрева желательно располагать в шахматном порядке с расстояниями между осями ламп 0,2—0,3 м. По мере возрастания температуры часть ламп отключается. Как правило, мощность применяемых ламп 250 или 500 Вт. Для сушки электрических машин общая мощность ламп колеблется в пределах 5—15 кВт.

3. *Метод индукционных потерь мощности в стали статора с использованием вала в качестве намагничивающего витка* (рис. 10.10) рекомендуется для всех электрических машин, у которых изолированы подшипники или есть возможность их изолировать.

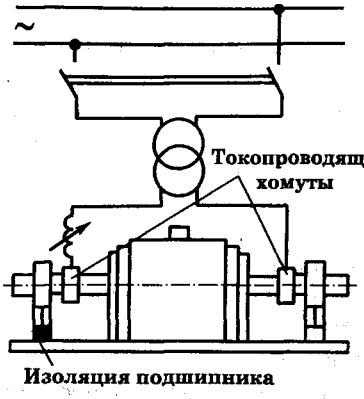



**Рис. 10.10. Сушка индукционными потерями мощности в активной стали статора с использованием вала электрической машины в качестве намагничивающего витка**

Через вал пропускается ток от сварочного трансформатора (или нескольких параллельно включенных). Вторичный ток может регулироваться реактором сварочного трансформатора. Необходимые параметры трансформаторов: $U$ = 15—50 В, ток — до 1000 А.

Возможно использование силовых трансформаторов 6/0,4 кВ при подключении к стороне максимального напряжения 0,4 кВ и получении на стороне минимального напряжения 24 В. Подводимое напряжение частотой 50 Гц определяют по формуле

$$U_c = BSw/45,$$

где $B$ — заданная индукция, Тл ($B$ = 0,6÷0,8 Тл); $S$ — сечение активной стали, см$^2$; $w = 1$.

Сечение активной стали равно

$$S = kl_{ст}h_{ст},\ \text{см}^2,$$

где $k$ — коэффициент запаса стали, равный 0,95; $l_{ст}$ — длина активной стали статора без воздушных каналов, см; $h_{ст}$ — высота активной стали, см (без зубцов);

$$l_{ст} = l - nb_к,$$

где $l$ — полная длина стали статора, см; $n$ — количество вентиляционных каналов; $b_к$ — ширина вентиляционных каналов, см.

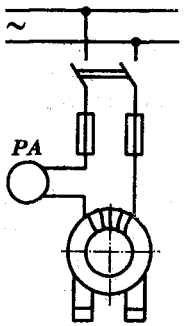



**Рис. 10.11. Сушка индукционными потерями мощности в активной стали статора с помощью специальной намагничивающей обмотки**

Магнитодвижущую силу (МДС) (ток, протекающий по валу) определяют по формуле

$$aw = I_в = \pi D_{ср} aw_0,\ \text{А},$$

где $D_{ср}$ — средний диаметр активной стали статора, см; $aw_0$ — удельная МДС (зависит от сорта стали).

При $B$, равном 0,6; 0,7; 0,8 Тл, удельная МДС равна соответственно 1,4; 1,8; 2,2 для слабо- и среднелегированных сталей.

4. *Метод индукционных потерь мощности в активной стали статора с помощью специальной намагничивающей обмотки* (рис. 10.11)

рекомендуется для электрических машин, поступивших в разобранном состоянии или прошедших разборку при ревизии. При этом методе нагревание происходит за счет создания в стали статора переменного магнитного потока путем наматывания на статор специальной намагничивающей обмотки из изолированного провода.

Питание обмотки осуществляется однофазным током. Сушку электродвигателя производят предварительно вынув ротор. Намагничивающие витки изолируют от стали статора асбестом или электрокартоном. Нагрузку на провода выбирают в пределах 0,5—0,7 допустимой. Регулирование температуры производят периодическими включениями и отключениями намагничивающей обмотки или переключением числа витков.

При использовании этого метода лобовые части обмотки подогревают тепловоздуходувкой. Ротор машины подсушивают постоянным током. Число витков намагничивающей обмотки определяют по формуле

$$w = 45U_c/(SB).$$

Ток в намагничивающей катушке равен $I = aw/w = \pi D_{ср} a w_0 / w$. Подводимое напряжение $U_c$ выбирают равным 380 или 220 В; $aw_0$, $B$, $S$ определяют так же, как в п. 3. Провода и кабели для намагничивающей обмотки не должны иметь металлической оболочки. Нагрузку на провод принимают равной 50—70% допустимой.

Для быстрого подъема температуры в начале сушки рекомендуется выбирать индукцию, равную 0,7—0,8 Тл. При установившемся тепловом режиме она может быть снижена до 0,4—0,6 Тл путем уменьшения подводимого напряжения или увеличения числа витков намагничивающей обмотки. Этот метод непригоден для сушки машин мощностью менее 150—220 кВт, так как вследствие малого сечения активной стали требуется очень большое количество витков обмотки.

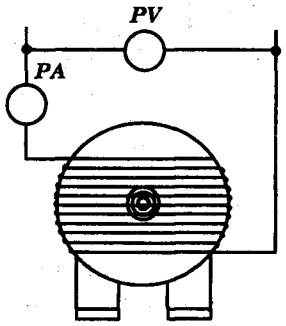



**Рис. 10.12. Сушка потерями на вихревые токи в станине электрических машин со щитовыми подшипниками (малой и средней мощности)**

5. *Метод потерь на вихревые токи в статоре машин переменного тока или в станине электрических машин постоянного тока* (рис. 10.12) применяется для электрических машин малой и средней мощности со щитовыми подшипниками. Намагничивающая обмотка из изолированных проводов наматывается по наружной поверхности станины электрической машины. Вследствие создания вихревых токов станина нагревается. Наиболее удобными источниками

питания являются сварочные трансформаторы, позволяющие регулировать ток. Возможно последовательное подключение нескольких машин.

Мощность сушки определяется по формуле

$$P = kF(t_{корп} - t_0)\,10^{-3},\ кВт,$$

где $k$ — коэффициент теплопередачи, равный 5 при утепленной и 12 при неутепленной машине; $F$ — полная поверхность корпуса машины, м$^2$; $t_{корп}$ — температура нагрева корпуса электрической машины, принимаемая для расчетов равной 100 °С; $t_0$ — температура окружающего воздуха, °С.

Удельные потери

$$\Delta p = P / F_0,\ кВт/м^2,$$

где $F_0$ — поверхность корпуса электрической машины, охватываемая намагничивающей обмоткой, м$^2$.

Число витков намагничивающей обмотки

$$w = UA / L,$$

где $U$ — напряжение, подведенное к обмотке, В; $A$ — коэффициент, определяемый по табл. 10.5; $L$ — длина одного витка, м.

Таблица 10.5

**Зависимость коэффициента $A$ от удельных потерь**

| Удельные потери, кВт/м$^2$ | Коэффициент $A$ | Удельные потери, кВт/м$^2$ | Коэффициент $A$ | Удельные потери, кВт/м$^2$ | Коэффициент $A$ | Удельные потери, кВт/м$^2$ | Коэффициент $A$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0,1 | 4,21 | 1,0 | 1,85 | 1,8 | 1,49 | 2,8 | 1,27 |
| 0,3 | 2,76 | 1,2 | 1,72 | 2,0 | 1,44 | 3,0 | 1,24 |
| 0,5 | 2,3 | 1,4 | 1,03 | 2,2 | 1,39 | 3,25 | 1,2 |
| 0,7 | 2,06 | 1,5 | 1,6 | 2,4 | 1,35 | 3,5 | 1,18 |
| 0,9 | 1,9 | 1,6 | 1,55 | 2,6 | 1,31 | 4,0 | 1,12 |

Ток в намагничивающей обмотке

$$I = P/(U\cos\varphi),\ А,$$

где $\cos\varphi$ — ориентировочно равен 0,5—0,7. Нагрузку на провод выбирают равной 0,5—0,7 от допустимой.

Этот метод малопригоден для сушки крупных электрических машин, так как требует большой мощности и большого числа витков обмотки.

6. *Сушка от постороннего источника постоянного (переменного) тока* (рис. 10.13) производится при заторможенном роторе и рекомендуется для машин переменного тока, а также для обмоток возбуждения машин постоянного тока. Если выведены все шесть концов обмотки,

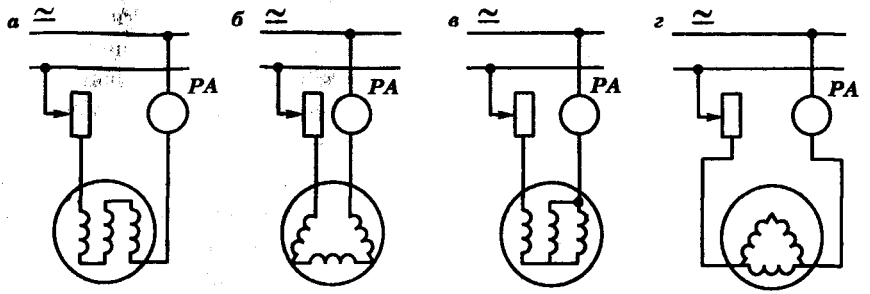



**Рис. 10.13. Сушка потерями в меди от постороннего источника постоянного (переменного) тока**

ток пропускается последовательно через обмотки всех фаз (рис. 10.13, *а*, *б*). Если выведены только три конца обмотки, то последние соединяются, как показано на рис. 10.13, *в*, *г*, с переключением фаз через каждый час. Отключение производят постепенным снижением подводимого напряжения. Обмотка ротора высыхает и не требует дополнительной сушки. Ток сушки поддерживается в пределах 0,4—0,7 $I_{ном}$. Температуру регулируют путем изменения тока сушки с помощью изменения подводимого напряжения или реостатом. Необходимое напряжение источника постоянного тока определяют по формуле $U_с = I_с R$, где $I_с$ — ток сушки, А; $R$ — сопротивление постоянному току обмоток машин по принятой схеме сушки, Ом.

Аналогично можно проводить сушку от постороннего источника однофазного тока.

Этот метод рекомендуется для электрических машин переменного тока. Ротор может быть вынут и высушен отдельно. Ротор с двойной клеткой при сушке по схемам рис. 10.13 обязательно вынимают; сушку производят аналогично. Ток сушки должен составлять 50—70% номинального.

Помимо описанных существуют методы сушки с помощью постороннего источника трехфазного тока в режиме короткого замыкания, метод короткого замыкания в генераторном режиме и метод «ползучей» скорости. Однако эти методы из-за их трудоемкости и сложности применяют редко и в работе не рассматриваются.

**Последовательность выполнения сушки.**

1. Рассчитать мощность нагревательного элемента тепловоздуходувки для сушки двигателя мощностью $P_{ном} = 2{,}2$ кВт.

2. При сушке методом индукционных потерь мощности в стали статора с использованием вала в качестве намагничивающего витка для выбранного статора определить подводимое напряжение $U$ (В) и ток, протекающий по валу $I_в$ (А). Принять $B = 0{,}7$ Тл.

3. При сушке методом индукционных потерь мощности в активной стали статора с помощью специальной намагничивающей обмотки для выбранного статора определить ток в намагничивающей катушке, выбрать марку и сечение провода намагничивающей обмотки. Принять: $B = 0{,}8$ Тл, $U_c = 220$ В, нагрузку — 70% допустимой.

4. При сушке методом потерь на вихревые токи в статоре машин переменного тока или в станине электрических машин постоянного тока для выбранного двигателя определить число витков $w$ и ток $I$ в намагничивающей обмотке, учитывая, что машина неутепленная. Принять температуру окружающего воздуха равной 20 °С. Учитывая, что значение нагрузки на провод составляет 50% допустимой, выбрать марку и сечение провода.

# 11. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕРМИЧЕСКИХ И СВАРОЧНЫХ УСТАНОВОК

## 11.1. Расчет коэффициента полезного действия сварочной дуги

*Электрической дуговой сваркой* называют процесс получения неразъемных соединений деталей из различных материалов за счет их сплавления с помощью электрической дуги. Это один из ведущих технологических процессов в машиностроении и строительной индустрии [42].

При дуговой сварке тепловая энергия, необходимая для плавления металла, образуется в результате дугового разряда, возникающего между свариваемым металлом и электродом. Расплавляясь под действием опорных пятен дуги, кромки свариваемых деталей и торец плавящегося электрода образуют сварочную ванну, которая находится некоторое время в расплавленном состоянии. При затвердевании металла образуется сварное соединение.

Электрическая энергия, потребляемая дугой, в основном превращается в тепло. Тепловую мощность дуги можно принять равной тепловому эквиваленту $Q$ (Дж/с) электрической энергии, пренебрегая теплом, идущим на химические реакции в дуговом промежутке и несколько меняющим тепловой баланс дуги. Тепловой эквивалент электрической мощности можно определить по формуле

$$Q = kI_{св}U_{св},$$

где $k$ — коэффициент, учитывающий влияние, оказываемое несинусоидальностью кривых напряжения и тока на мощность дуги переменного тока, принимается равным 0,70—0,97 (при постоянном токе $k = 1$); $I_{св}$ — ток сварки, А; $U_{св}$ — напряжение дуги, В.

Тепло сварочной дуги идет не только на нагрев изделия: часть тепла затрачивается на нагревание нерасплавившейся части электрода, часть — на излучение в окружающее пространство, некоторое количество тепла теряется при разбрызгивании электродного металла. Поэтому вводят понятие *эффективной тепловой мощности* дуги.

Эффективная тепловая мощность дуги — это количество теплоты, введенное в металл изделия за единицу времени, равное

$$Q_{эф} = q_0 / t,$$

где $q_0$ — количество теплоты, введенное в металл изделия, Дж; $t$ — время горения дуги, с.

Потери тепла дуги на излучение и нагревание электрода за счет прохождения сварочного тока для различных способов сварки будут неодинаковыми.

Тепло, расходуемое на нагрев и плавление основного и электродного металлов, характеризуется КПД дуги $\eta$, который представляет

собой отношение эффективной тепловой мощности дуги к тепловому эквиваленту ее электрической мощности, т.е.

$$\eta = Q_{эф}/Q.$$

Эффективный КПД зависит от технологических условий сварки, составляет при сварке открытой металлической дугой 0,50—0,85; сварке под слоем флюса 0,80—0,95; сварке угольной дугой 0,50—0,65.

Эффективная тепловая мощность сварочной дуги может быть определена калориметрическим методом.

**Пример.**

Определить эффективную тепловую мощность дуги, если сварка производится электродами с толстым покрытием при $U_{св} = 28$ В, $I_{св} = 240$ А и $\eta = 0{,}7$.

*Решение.*

1. Тепловой эквивалент электрической мощности рассчитывается по формуле

$$Q = kI_{св}U_{св} = 1 \cdot 240 \cdot 28 = 6720 \text{ Дж/с}.$$

2. Эффективная тепловая мощность определяется по формуле

$$Q_{эф} = Q\eta = 6720 \cdot 0{,}7 = 4704 \text{ Дж/с}.$$

*Ответ.* $Q_{эф} = 4704$ Дж/с.

*Необходимые материалы для выполнения работы перечислены ниже*:

1) пластины из малоуглеродистой стали размером 80×40×10 мм с подготовкой кромок и размером 100×100×10 мм без подготовки кромок;

2) электроды типа Э38, Э46 и Э46А ($d = 4$ мм);

3) флюс АН-348А или ОСЦ-45;

4) сварочная проволока СВ-0,8 ($d = 2$—4 мм).

*Оборудование, приспособления, инструмент*:

1) сварочный пост постоянного и переменного тока с электроизмерительными приборами;

2) автоматическая или полуавтоматическая установка;

3) калориметр;

4) весы циферблатные с гирями;

5) секундомер;

6) термометр;

7) бачок с водой для охлаждения проб.

**Последовательность выполнения работ.**

В настоящей работе при определении количества теплоты $q_0$, введенного в пробу, допускается неточность, так как в калориметр вводится проба со шлаком. Количество теплоты, введенное шлаком, в предварительных расчетах не учитывается.

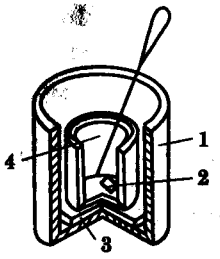



**Рис. 11.1. Калориметр: 1— корпус; 2 — мешалка; 3 — подставка; 4 — калориметрический сосуд**

*Пример 1.* Определить КПД нагрева изделия дугой при наплавке валиков электродами разных марок.

1. Зачистить и замаркировать пластины.

2. Взвесить калориметрический сосуд с мешалкой с точностью до 2 г.

3. Налить в калориметрический сосуд воду (3—3,5 л), взвесить его с точностью до 2 г и разместить на подставке в бачке калориметра (рис. 11.1).

4. Уложить пластину на опоры, установленные на сварочном столе.

5. Перемешать воду и зафиксировать начальную температуру с точностью до 1 °С.

6. Произвести наплавку валика электродом типа Э38 в течение 20—25 с, фиксируя время горения дуги, сварочный ток и напряжение на дуге.

7. Выполненную пробу быстро поместить в калориметрический сосуд.

8. Перемешать воду и замерить установившуюся температуру $T_{max}$.

9. Вынуть пробу из калориметра, очистить от шлака и брызг, высушить и взвесить.

10. Соблюдая указанный порядок работы, выполнить наплавку еще двумя-тремя электродами типа Э46, Э46А.

11. Количество теплоты, введенное в пробу, вычислить по формуле

$$q_0 = [m_в(T_{max} - T_н) + (m_к c_к + m_{пр} c_{пр})(T_{max} - T_в) + Q_{пр}]\,1{,}02,$$

где 1,02 — коэффициент, приблизительно учитывающий потери тепла в пространство за время наплавки и переноса пробы в калориметр; $m_в$ — масса воды в калориметре, г; $T_{max}$ — максимальная установившаяся температура воды, °С; $T_н$ — начальная температура воды, °С; $T_в$ — температура окружающего воздуха, °С; $m_к$ — масса калориметрического сосуда и мешалки, г; $m_{пр}$ — масса наплавленной пробы без шлака и брызг, г; $c_{пр}$ — удельная теплоемкость пробы, Дж/кг·К (для стали $c_{пр} = 480$ Дж/кг·К); $c_к$ — удельная теплоемкость калориметра, Дж/кг·К (для стали $c_к = 480$, для латуни $c_к = 380$ Дж/кг·К); $Q_{пр}$ — количество теплоты, потерянное при испарении воды в момент внесения пробы в калориметр, Дж.

Значение $Q_{пр}$ ориентировочно принимается по следующим данным (скорость сварки не более 1,5 см/с): сила тока сварки $I_{св} = 150$—$200$;

200—400; 400—600; 600—1000 А; количество теплоты $Q_{пр}$ = 1600—2400; 2400—3200; 3200—4000; 4000—4800 Дж.

12. Определить тепловой эквивалент электрической мощности дуги, эффективную тепловую мощность и КПД сварочной дуги.

*Пример 2.* Определить КПД нагрева изделия дугой при наплавке валика на автомате или полуавтомате под слоем флюса.

1. Проделать все операции опыта 1, выполняя при этом наплавку валиков на автомате или полуавтомате.

2. Найти $Q$, $Q_{эф}$, $q_0$, $\eta$ соответствующим формулам. Данные всех измерений и результаты расчетов занести в табл. 11.1.

Таблица 11.1

**Результаты расчетов и измерений**

| Марка электрода, проволоки, флюса | Результаты замеров | | | | | | | | Результаты расчетов | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Масса, г | | | Режим | | | Температура воды, °С | | Тепловая мощность, Дж/с | | количество теплоты, введенное в пробу, Дж | КПД дуги, % |
| | калометрического сосуда с мешалкой | воды | пробы | ток, А | напряжение, В | время горения дуги, с | начальная | максимальная | полная | эффективная | | |
| | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | |

# Раздел III. РЕМОНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

## 12. МЕХАНИЧЕСКИЙ РЕМОНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

### 12.1. Технология центровки валов электрических машин

Для нормальной работы подшипников и самой электрической машины соединяемые валы последней и приводного механизма должны составлять единый вал [7, 9, 11, 27]. Устройствами, служащими для соединения валов между собой, являются муфты, предназначенные передавать вращающий момент от вала электродвигателя приводному механизму.

Муфты подбирают по характеру соединяемых валов и вращающему моменту. Виды муфт, применяемых для соединений электрических машин, приведены на рис. 12.1. Типы и характеристики муфт приведены в табл. 12.1. Для передачи вращающего момента от вала к муфте используются шпонки, которые вставляются в пазы муфт и валов. Из всех видов шпонок наиболее широко применяются призматические, размеры которых выбирают в зависимости от диаметра вала.

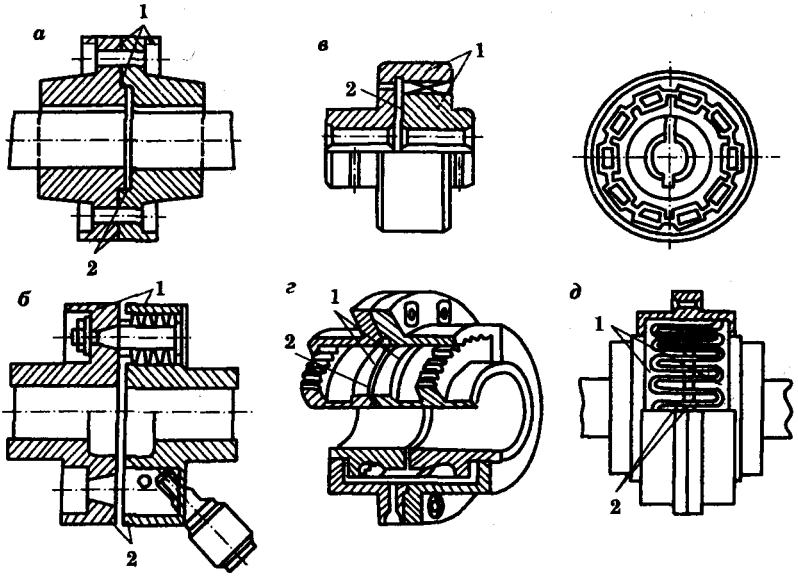



**Рис. 12.1. Виды муфт для соединения валов электрических машин:**
***а* — жесткая фланцевая; *б* — втулочно-пальцевая;**
***в* — упругая с резиновыми пластинами; *г* — зубчатая;**
***д* — переменной жесткости (пружинная); 1, 2 — точки измерения соответственно радиального и торцевого биения**

Таблица 12.1

**Типы и характеристики муфт**

| Муфты | Свойства и характер соединения | Допускаемые отклонения смещения валов | | Область применения |
|---|---|---|---|---|
| | | радиальное, мм | угловое, град | |
| Жесткая фланцевая | Не допускает поворота одного вала относительно другого | 0 | 0 | Для соединения строго соосных валов |
| Втулочно-пальцевая с пластинами из прорезиненной ткани | Допускает относительный поворот валов | 0,3—0,6 | 1 | Для соединения соосных валов и передачи вращающих моментов со смягчением ударов посредством упругих элементов (втулок) |
| Зубчатая | | 0,7—4,8 | 1 | Для соединения соосных валов, передающих большие вращательные моменты |
| Пружинная | | 1,0—2,0 | 1,25 | Для соединения соосных валов и передачи вращающих моментов со смягчением ударов посредством упругих элементов |

Под *центровкой валов* понимают их установку в такое взаимное положение, при котором валы электродвигателя и приводного механизма являются как бы продолжением один другого. При этом положение валов относительно друг друга может зависеть от типа муфт и их компенсационных способностей в радиальном и осевом направлениях и отличаться на значения не более приведенных в табл. 12.2.

Таблица 12.2

**Допускаемая несоосность валов**

| Частота вращения, об/мин | Допускаемая несоосность валов для муфт, мм | | | |
|---|---|---|---|---|
| | жесткой (фланцевой) | | втулочно-пальцевой с пластинами из прорезиненной ткани, пружинной | зубчатой |
| | подшипники скольжения | подшипники качения | | |
| 3000 | 0,03 | 0,04 | 0,08 | 0,08 |
| 1500 | 0,04 | 0,04 | 0,08 | 0,08 |
| 750 | 0,08 | 0,08 | 0,1 | 0,15 |
| 500 | 0,08 | 0,08 | 0,15 | 0,20 |

Перед выверкой валов после насадки на них полумуфт проверяют торцевое и радиальное биение полумуфт индикаторами часового типа.

Максимально допустимые значения биения приведены в табл. 12.3.

Таблица 12.3

**Максимально допустимое биение полумуфт**

| Тип муфты | Допустимое биение полумуфт, мм, при частоте вращения, об/мин | |
|---|---|---|
| | 3000—1500 | 1000 и ниже |
| Жесткая (фланцевая) | 0,02 | 0,03 |
| Втулочно-пальцевая, с пластинами из прорезиненной ткани, пружинная | 0,03 | 0,05 |
| Зубчатая | 0,06 | 0,06 |

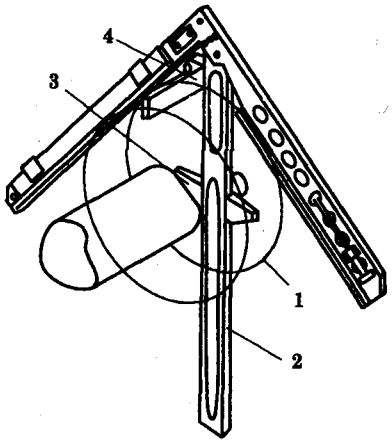



**Рис. 12.2. Центроискатель: 1 — муфта; 2 — линейка; 3 — установочная линейка; 4 — разметочная линейка**

Затем производят проверку взаимного расположения валов. Угловой перекос валов замеряется также по полумуфтам, причем значения, приведенные в табл. 12.2, относятся к замерам, проведенным на расстоянии 300 мм от вала. Поэтому при измерениях на других расстояниях необходимо делать пропорциональный пересчет.

Сначала производят визуальную проверку с помощью центроискателя (рис. 12.2), затем точную проверку с помощью центровочных скоб. Визуальную проверку взаимного расположения валов производят по рискам, нанесенным на обод полумуфты через 90° центроискателем.

Угольник центродержателя устанавливается на обод полумуфты таким образом, чтобы линейка прилегала к торцевой плоскости полумуфты, разметочная линейка устанавливается на обод полумуфты. Риски наносят на обод полумуфты и торцевой плоскости по линейкам 3 и 4. Приспособление поворачивается на 90° (точность установки проверяется с помощью движка с установочной линейкой).

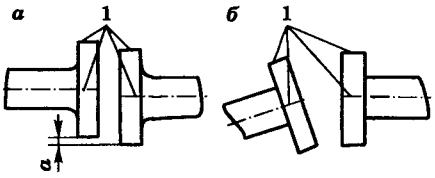



**Рис. 12.3. Предварительная выверка валов электрических машин: *а* — параллельное смещение; *б* — угловое смещение; 1 — риски**

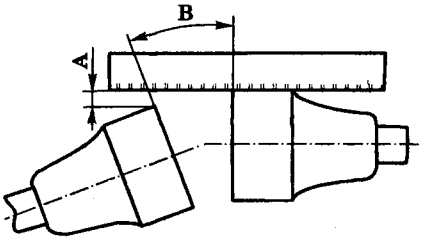



**Рис. 12.4. Предварительная центровка валов по линейке**

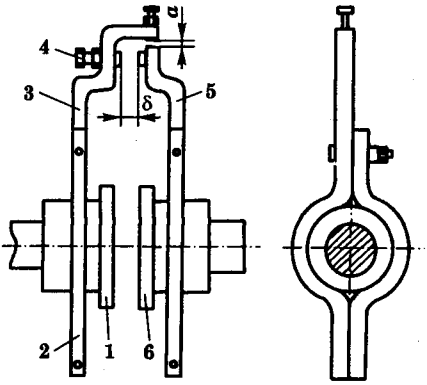



**Рис. 12.5. Установка центровочных скоб на валы: 1 — полумуфта установленной машины; 2 — стягивающие хомуты; 3 — наружная скоба; 4 — измерительные болты; 5 — внутренняя скоба; 6 — полумуфта устанавливаемой машины**

Поворачивая приспособление, наносят четыре риски (рис. 12.3) через 90° на обод полумуфты. Если диаметры двух полумуфт равны, а муфты смещены друг относительно друга на величину $a$, необходимо один из валов передвинуть по вертикали либо вбок.

Можно процентрировывать машины во время установки по стальной линейке на полумуфтах (рис. 12.4). Радиальное биение А и осевое биение В измеряют через каждые 90° при одновременном повороте обоих валов.

Измерения производят в верхней, нижней и двух боковых точках. Если размер А в верхней точке отличается от размера А в нижней точке, но при повороте валов не меняется, значит, полумуфты имеют одинаковый диаметр и разница в размерах образовалась от сдвига центра валов.

Точная проверка центровки валов производится по полумуфтам с помощью центровочных скоб (рис. 12.5). Проверку зазоров между измерительными болтами и скобами производят в четырех диаметрально противоположных точках путем совместного проворачивания валов через 90°. Результаты измерений записывают в соответствии с рис. 12.6. Разность показаний в четырех диаметрально противоположных точках не должна превышать значений, указанных в табл. 12.2.

Если по какой-либо причине вал приводного механизма

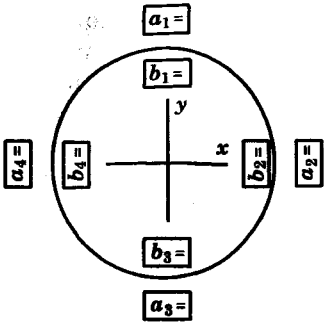



**Рис. 12.6. Пример записи результатов измерений при центровке**

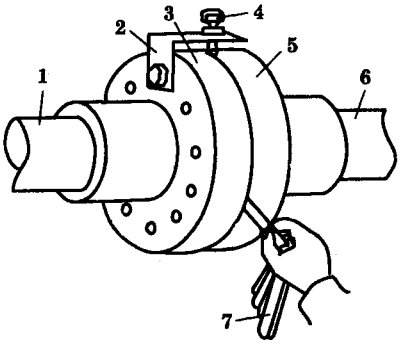



**Рис. 12.7. Центровка валов методом обхода одной точкой: 1 — вал двигателя; 2 — центровочная скоба; 3 — полумуфта двигателя; 4 — штифт; 5 — полумуфта приводного механизма; 6 — вал приводного механизма; 7 — щуп**

невозможно проворачивать одновременно с валом двигателя, то проверку несоосности валов можно производить методом обхода одной точкой в соответствии с рис. 12.7. Радиальное смещение измеряют с помощью регулировочного штифта, осевое смещение — с помощью щупов, производя замеры при проворачивании вала двигателя через 90°.

Для определения перемещения подшипников при регулировке взаимного положения валов можно пользоваться методом расчета.

Этим методом определяют горизонтальные и вертикальные перемещения подшипников:

$$y_1 = \frac{a_1 - a_3}{2} + \frac{b_1 - b_3}{2} \cdot \frac{l_1}{r};$$

$$y_2 = \frac{a_1 - a_3}{2} + \frac{b_1 - b_3}{2} \cdot \frac{l_2}{r};$$

$$x_1 = \frac{a_2 - a_4}{2} + \frac{b_2 - b_4}{2} \cdot \frac{l_1}{r};$$

$$x_2 = \frac{a_2 - a_4}{2} + \frac{b_2 - b_4}{2} \cdot \frac{l_2}{r},$$

где $y_1$ и $x_1$ — соответственно горизонтальное и вертикальное перемещения ближайшего к муфте подшипника; $y_2$ и $x_2$ — соответственно горизонтальное и вертикальное перемещения подшипника, наиболее удаленного от муфты; $a_1 \ldots a_4$ — значения радиальных зазоров, измеренных в диаметрально противоположных точках; $b_1 \ldots b_4$ — значения осевых зазоров, измеренных в диаметрально противоположных точках; $l_1$ — расстояние от муфты до ближайшего подшипника; $l_2$ — расстояние от муфты до наиболее удаленного подшипника; $r$ — радиус вала. Регулировку положения валов производят подбиванием стальных клиньев под фундаментальную плиту.

**Последовательность выполнения центровки валов.**

1. Произвести монтаж установки, начать с агрегата, имеющего наибольшую массу. Для проведения центровки выясняют взаимное расположение валов сопрягаемых механизмов. При горизонтальном положении валов и одинаковой высоте всех четырех подшипников (рис. 12.8, *а*) торцевые поверхности муфт не будут параллельны вследствие прогиба каждого вала. Для получения свободного от усилий соединения в муфте необходимо поднять крайние подшипники и добиться непрерывности линии вала в месте соединения (рис. 12.8, *б*).

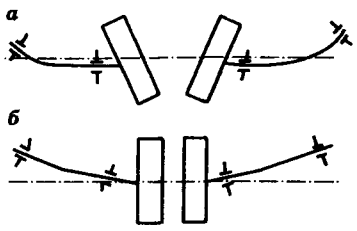



**Рис. 12.8. Проверка соосности валов**

2. Произвести центровку валов с помощью металлической линейки, произведя измерения в верхней, нижней и двух диаметрально противоположных боковых точках (рис. 12.4). Результаты измерений сравнить с данными табл. 12.2.

3. Произвести центровку валов с помощью центроискателя. При повороте центроискателя через 90° произвести четыре замера и сравнить их с данными табл. 12.2.

4. Произвести точную проверку соосности валов с помощью центрирующих скоб. Результаты измерений записать согласно рис. 12.6 и сравнить с данными табл. 12.2.

5. Сделать заключение о взаимном расположении валов.

## 12.2. Технология определения воздушных зазоров в электрических машинах

Для эффективной работы электрических машин воздушные зазоры по всей окружности ротора (якоря) желательно выполнять одинаковой величины, не превышающей определенных значений. Увеличение воздушного зазора вызывает повышение тока холостого хода, уменьшение коэффициента мощности и коэффициента полезного действия [7, 11, 32].

Например, для асинхронных двигателей увеличение зазора на 1% уменьшает коэффициент мощности на 0,3% и увеличивает ток холостого хода на 0,6%. При увеличении зазоров на 15—20% двигатель при ремонте необходимо перематывать по новым обмоточным данным (с увеличенным числом витков в пазу), а при увеличении зазоров более 20% ремонт становится экономически нецелесообразным.

Увеличение воздушных зазоров может быть вызвано различными причинами: проточкой внутренней поверхности статора или

наружной поверхности ротора (что совершенно недопустимо при ремонте); шлифующим действием пыли, содержащейся в окружающем воздухе (характерно при длительной эксплуатации электродвигателей на металлургических предприятиях) неправильным хранением электродвигателей на складах, вызывающим коррозию поверхности стали сердечников статора и ротора. Важное значение имеет неравномерность зазора. Чаще всего причиной неравномерности по окружности является выработка подшипников, реже — эллиптичность ротора или статора. У крупных электродвигателей значительная разница в величине зазоров в вертикальной и горизонтальной плоскостях может быть вызвана деформацией вала при недостаточно жесткой станине. Неравномерность воздушных зазоров приводит, как правило, к несимметричности магнитной системы электродвигателей, что в свою очередь вызывает появление токов в подшипниках, уравнительных токов, вибрации, прогиб вала, касание ротора и статора и т.д.

В собранном электродвигателе замер зазора следует производить с двух сторон (со стороны расположения схемы и с противоположной стороны) с помощью щупа, вводимого через смотровые или специальные люки в торцевых щитах. С каждой стороны замер производят в четырех точках, сдвинутых относительно друг друга по окружности на 90°. Величину зазора определяют как среднеарифметическую всех замеров. В крупных электродвигателях переменного тока с большим диаметром вала производят восемь измерений.

Некоторые электродвигатели, главным образом малой мощности, не имеют отверстий или люков, в которые можно ввести щуп. В таких двигателях измерение зазоров производят после их разборки. Для этого ротор укладывают непосредственно на расточки статора и замеряют зазор $\delta_1$ напротив самой верхней точки расточки статора. Затем поворачивают ротор на 90° и вновь замеряют зазор $\delta_2$ напротив той же точки статора. Средний зазор составит

$$\delta = (\delta_1 - \delta_2)/4.$$

Регулировку зазора при монтаже и установке электродвигателей производят путем подбора соответствующих металлических прокладок под лапы станин статора и разворота его в поперечном направлении относительно продольной оси. В электродвигателях постоянного тока измерения производят под средней частью каждого полюса также с двух сторон.

По данным ПУЭ воздушные зазоры, измеренные в диаметрально противоположных точках, не должны отличаться друг от друга более чем на 10% от их средней величины. В табл. 12.4 приведены величины допустимых значений воздушных зазоров.

Таблица 12.4

**Допустимые зазоры в междужелезном пространстве асинхронных двигателей**

| Частота вращения, об/мин | Воздушный зазор, мм, для двигателя мощностью, кВт | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | До 0,2 | 0,2—1,0 | 1,0—2,5 | 2,5—5,0 | 5,0—10,0 | 10—20 | 20—50 | 50—100 | 100—200 | 200—300 |
| 800—1500 | 0,2 | 0,25 | 0,3 | 0,35 | 0,4 | 0,475 | 0,5 | 0,65 | 0,8 | 1,0 |
| 3000 | 0,25 | 0,3 | 0,35 | 0,4 | 0,5 | 0,65 | 0,8 | 1,0 | 1,25 | 1,5 |

При монтаже и ремонте электродвигателей необходима проверка зазоров в подшипниках. Их величина устанавливается между шейкой вала и верхним вкладышем подшипника в зависимости от диаметра шейки вала и частоты вращения вала электродвигателя и определяется с учетом подъемной силы масляного клина и образования соответствующей толщины смазочного слоя. Причиной увеличения зазоров в подшипниках могут быть либо их равномерный износ, либо неравномерный износ в результате деформации вала и неравномерной нагрузки на подшипник, либо неправильная посадка подшипника на шейку вала при монтаже. В результате увеличения зазоров возможны неисправности электродвигателя, описанные выше.

В разъемных подшипниках скольжения радиальный вертикальный зазор измеряют по оттискам отрезков свинцовой проволоки диаметром 0,5—1,0 мм и длиной 20—40 м, закладываемых между шейкой вала и верхней половиной вкладыша, а также в плоскость разъема вкладышей (рис. 12.9). Радиальный зазор в неразъемных подшипниках скольжения измеряют щупом, вводимым между шейкой вала и вкладышем. При измерении щуп следует вводить на всю длину вкладыша. Максимально допустимые значения радиальных вертикальных зазоров в подшипниках скольжения приведены в табл. 12.5.

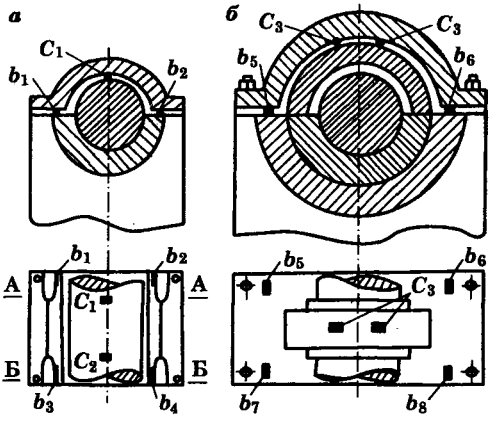



**Рис. 12.9. Зазоры в электрических машинах: *а* — зазор между шейкой вала и верхним вкладышем; *б* — зазор между верхним вкладышем и крышкой**

Боковые радиальные зазоры в подшипниках скольжения допускаются в пределах

половины вертикальных зазоров. Допустимые значения осевых зазоров для подшипников скольжения приведены в табл. 12.6.

Таблица 12.5

**Допустимые радиальные вертикальные зазоры в подшипниках скольжения электродвигателей**

| Диаметр вала, мм | Зазор, мм, при частоте вращения, об/мин | | |
|---|---|---|---|
| | до 1000 | 1000—1500 | свыше 1500 |
| 18—30 | 0,04—0,093 | 0,06—0,13 | 0,14—0,28 |
| 31—50 | 0,05—0,112 | 0,075—0,16 | 0,17—0,34 |
| 51—80 | 0,065—0,135 | 0,095—0,195 | 0,2—0,4 |
| 81—120 | 0,08—0,16 | 0,12—0,235 | 0,23—0,46 |
| 121—180 | 0,1—0,195 | 0,15—0,285 | 0,26—0,52 |
| 181—260 | 0,12—0,225 | 0,18—0,3 | 0,3—0,6 |
| 261—360 | 0,14—0,25 | 0,21—0,38 | 0,34—0,68 |
| 361—500 | 0,17—0,305 | 0,25—0,44 | 0,38—0,76 |

Таблица 12.6

**Допустимые осевые зазоры подшипников скольжения**

| Мощность двигателя, кВт | Зазор, мм | |
|---|---|---|
| | минимальный | максимальный |
| До 10 | 0,4 | 1,0 |
| 10—20 | 0,5 | 1,5 |
| 20—40 | 0,75 | 2,0 |
| 40—80 | 1,0 | 3,0 |
| 80—160 | 1,5 | 4,0 |
| 160—500 | 2,0 | 5,0 |

В подшипниках качения радиальные зазоры измеряют щупом, который вводят между обоймой и телом качения (шариком). Измерения зазоров можно также производить индикаторами часового типа, установленными на специальном штативе, в котором жестко закреплен подшипник. Допустимые значения зазоров в подшипниках качения приведены в табл. 12.7. Осевые зазоры в подшипниках качения не должны превышать 0,2—0,35 мм.

Таблица 12.7

**Допустимые радиальные вертикальные зазоры в подшипниках качения**

| Диаметр вала, мм | Минимальный зазор, мм | | Максимальный зазор, мм |
|---|---|---|---|
| | шарикоподшипников | роликоподшипников | |
| 20—30 | 0,005 | 0,01 | 0,10 |
| 35—50 | 0,010 | 0,02 | 0,15 |
| 55—80 | 0,015 | 0,03 | 0,20 |
| 85—120 | 0,020 | 0,04 | 0,30 |

Необходимо записать тип и мощность двигателя, с которым будет производиться работа, а также измерить и записать диаметр шейки вала и тип подшипника. Измерения следует производить с двух противоположных сторон.

Для определения зазоров в междужелезном пространстве с каждой стороны вала необходимо произвести четыре измерения через 90°.

**Последовательность определения воздушных зазоров.**

1. С помощью набора щупов измерить воздушный зазор с обеих сторон асинхронного двигателя.

2. Вычислить среднеарифметические значения полученных величин, сравнить их с данными табл. 12.4 и сделать вывод о пригодности двигателя к эксплуатации.

3. Снять крышки подшипника двигателя.

4. Снять верхнюю половину вкладыша.

5. В местах, указанных на рис. 12.9, *а*, уложить отрезки свинцовой проволоки.

6. Верхнюю половину вкладыша и крышку подшипника установить на свои места и равномерно затянуть стяжными болтами. При подтягивании болтов отрезки свинцовой проволоки сплющиваются соответственно зазорам.

7. Вновь разобрать подшипник и микрометром измерить толщину всех свинцовых оттисков. Зазор по линии А—А определить по формуле

$$\delta_1 = c_1 - \frac{b_1 + b_2}{2}.$$

Зазор по линии Б—Б определить по формуле

$$\delta_2 = c_1 - \frac{b_3 + b_4}{2}.$$

Расчетный вертикальный зазор в подшипнике

$$\delta = (b_1 + b_2)/2.$$

Значения $\delta_1$ и $\delta_2$ не должны отличаться друг от друга более чем на 10%. Полученное значение $\delta$ сравнить с данными табл. 12.5 и сделать вывод о пригодности двигателя к эксплуатации.

8. Аналогично произвести измерение и расчет между верхним вкладышем и крышкой подшипника (рис. 12.9, *б*). (Обычно зазор устанавливается равным 0,05 мм.)

## 12.3. Технология проверки качества ремонта стальных листов шихтованных сердечников

Сердечники активной стали асинхронных двигателей набираются из листов электротехнической стали, обладающей высоким электрическим сопротивлением (в результате легирования ее кремнием) и низкими потерями при перемагничивании, определяемыми узкой

(с малой площадью) петлей гистерезиса. Листы сердечников статоров асинхронных электродвигателей, работающих при частоте 50 Гц, выполняются толщиной 0,5 мм (реже 0,35 мм). Сердечники статоров электродвигателей, работающих при больших частотах, выполняются из листов стали толщиной 0,1 и 0,2 мм. Торцевые листы сердечников делают утолщенными [7, 11, 39, 40, 43, 44].

Для уменьшения потерь от вихревых токов листы стали, как правило, изолируют друг от друга лаковой пленкой, которая наносится при пропускании листов между валиками лакировальной машины с последующей сушкой. Наряду с этим применяют оксидную межлистовую изоляцию, образуемую пленкой оксида железа при нагревании листов в окислительной среде. В электродвигателях старых выпусков изоляция производилась обклейкой стальных листов тонкой бумагой.

В процессе ремонта электродвигателя после изготовления стальных листов шихтованных сердечников производят проверку изоляции, которая зависит от качества лаковой пленки и состояния поверхности листа после вырубки на прессе и снятия грата. На пластинах, подвергающихся лакировке, не должно быть большого грата или заусенцев.

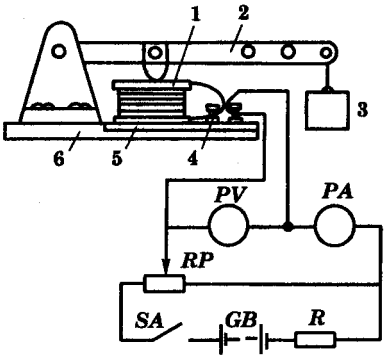



**Рис. 12.10. Установка для измерения изоляции листов активной стали: 1, 5 — латунные пластины; 2 — рычаг; 3 — груз; 4 — зажимы; 6 — станина установки**

Изоляция лаковых пленок в испытуемом столбике из листов активной стали считается нормальной, если ее сопротивление не ниже определенного значения, установленного опытом. Испытания проводят по схеме, приведенной на рис. 12.10. Отлакированные высушенные листы устанавливают столбиком между двумя латунными пластинами, нижняя из которых изолирована от станины установки. С помощью рычага грузом сжимаются листы. Испытуемый столбик листов соединяется через пластины и зажимы с измерительной схемой. Измерения производят методом амперметра—вольтметра, определяя сопротивление столбика листов стали.

После окончательной сборки сердечника производят испытания, целью которых является определение исправности сердечника в целом. При этом проверяется отсутствие замыканий в сердечнике и вызванных этими замыканиями местных перегревов, а также оценка потерь мощности в стали сердечника. Испытания производят индукционным

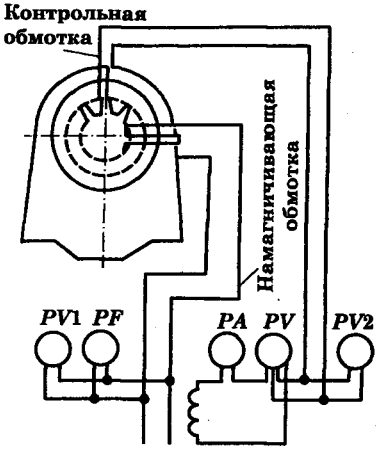



**Рис. 12.11. Схема испытания активной стали**

методом при вынутом роторе. В спинке статора намагничивающей обмоткой (рис. 12.11), накладываемой на сердечник статора, создается магнитная индукция $B = 1$ Тл. Для контроля индукции в спинке и ЭДС намагничивающей обмотки на сердечник накладывают также контрольную обмотку.

**Методические указания.** Для испытания пакета листов (рис. 12.10) берут 30—40 листов. Давление $p$, создаваемое грузом, выбирают около 6 кг/см$^2$ (600 кПа). В качестве источника тока используют сухую батарею, аккумулятор или выпрямитель напряжением около 15 В. Если напряжение источника больше, то необходимо понизить его потенциометром $RP$ до указанного рабочего значения. Для ограничения тока и предохранения амперметра от повреждений в цепь введено балластное сопротивление $R$.

По показаниям амперметра и вольтметра сопротивление столбика, находящегося под давлением, определяется по формуле $R = U / I$.

Расчет веса груза осуществляют по формуле

$$P = sp(m/n),$$

где $s$ — площадь стального листа, м$^2$; $p$ — давление груза, Н/м$^2$; $m/n$ — отношение плеч рычага.

Из подсчитанного таким образом веса груза необходимо вычесть силу давления, производимого весом рычага (и пластины).

**Пример.** Площадь стального листа статора асинхронного двигателя $s = 36$ см$^2$. Столбик, составленный из 40 таких листов, установлен на приспособлении (рис. 12.10). Отношение плеч нажимного рычага $m/n = 1/8$. Вес рычага 20 Н; вес пластины, под которой находится столбик, 5 Н. При включении столбика пластин под напряжение 12 В ток в цепи оказался равным 0,32 А. Требуется определить вес груза и сопротивление столбика.

*Решение.* Вес груза $P = 36 \cdot 10^{-4} \cdot 6 \cdot 10^5 \cdot 1/8 = 270$ Н.

С учетом веса рычага и пластины вес груза, который необходимо подвести к концу рычага, $P = 270 - 25 = 245$ Н $= 24{,}5$ кг.

Сопротивление столбика $R = 12/0{,}32 = 37{,}5$ Ом.

Иногда бывает трудно установить причину получившегося очень низкого сопротивления: плохая лакировка листов или наличие грата

и заусенцев. Для выяснения этого необходимо заложить столбик из того же количества листов, предварительно сложив их попарно таким образом, чтобы в каждой паре листов стороны, очищенные от грата, оказались обращенными навстречу друг другу. Если при измерении такого столбика сопротивление изоляции окажется высоким, то это будет означать, что лаковая пленка достаточно хорошая, а причиной низкого сопротивления столбика при нормальной сборке является наличие грата. Если подсчет площади листа при его сложной конфигурации труден, то площадь берут из паспорта электродвигателя.

При испытаниях собранного сердечника индукционным методом необходимо учесть пояснения и расчетные формулы, приводимые ниже. При этом частота переменного тока должна быть 50 Гц. Если такую частоту обеспечить невозможно, то испытание следует отложить па время снижения нагрузки в сети. Намагничивающую и контрольную обмотки желательно выполнять проводом ПР или ПРГ (или другими проводами, изолированными пропитанной в лаке хлопчатобумажной лентой). При отсутствии провода нужного сечения можно воспользоваться обмоткой из параллельных ветвей. Применение свинцовых и бронированных кабелей не допускается. Во избежание повреждения изоляции провода обмотки рекомендуется накладывать на прокладки электрокартона поверх корпуса статора. На время испытаний корпус статора следует надежно заземлить проводом сечением не менее 50 мм$^2$.

Число витков намагничивающей обмотки определяется по формуле

$$w = 45U_1/Q,$$

где $U_1$ — напряжение, подключаемое при испытании к намагничивающей обмотке, В; $Q = (1 - nb_s)h_{сп}k_{ст}$ — поперечное сечение спинки статора, см$^2$; $n$ — число вентиляционных каналов; $b_s$ — ширина вентиляционных каналов, см; $h_{сп}$ — высота спинки, см; $k_{ст}$ — коэффициент заполнения стали (табл. 12.8).

Таблица 12.8

**Значения коэффициентов заполнения стали**

| Вид изоляции листов | Коэффициент заполнения при толщине стали, мм | |
|---|---|---|
| | 0,5 | 0,35 |
| Оклейка бумагой | 0,9 | 0,87 |
| Лакировка | 0,93 | 0,91 |
| Без изоляции или оксидная изоляция | 0,95 | 0,93 |

Значение $h_{сп}$ определяется по формуле:

$$h_{сп} = (D_н - D_в)/2 - h_{зуб},$$

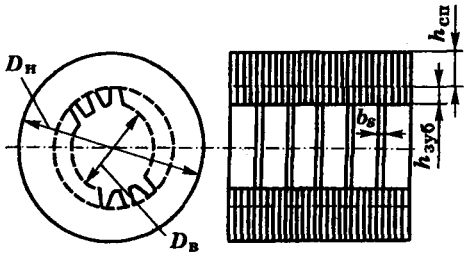



**Рис. 12.12. Размеры активной стали**

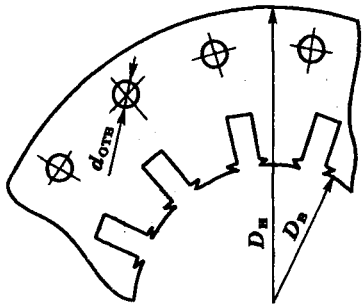



**Рис. 12.13. Размеры спинки стали**

где $D_н$ и $D_в$ — соответственно наружный и внутренний диаметры статора, см; $h_{зуб}$ — высота зубца стального листа, (рис. 12.12).

Если через спинку статора проходят стяжные болты (рис. 12.13), то ее высота определяется по формуле

$$h_{сп} = (D_н - D_в)/2 - h_{зуб} - d_{отв}.$$

Если в результате расчетов число витков окажется дробным, то надо принять ближайшее целое число. При выборе источника питания для намагничивающей обмотки следует учитывать, что более высокое напряжение позволяет применить обмотки с большим числом витков и, следовательно, более близким к расчетному значению.

Значение тока намагничивающей обмотки для создания магнитной индукции, равной 1 Тл, с необходимой точностью заранее подсчитать трудно, так как он зависит от марки и качества стали, от конструкции сердечника (от наличия стыков в разъемах статора и между сегментами пакета). Однако приблизительный расчет можно сделать (так как значение тока определит выбор сечения провода обмотки, пределы измерения амперметра и ваттметра) по формуле

$$I = \frac{0{,}033(D_н - h_{сп})}{w_1} F,$$

где $F$ — удельная МДС, равная 200—250 А/м для повышенно легированной и высоколегированной сталей и 450—500 А/м для слаболегированной и среднелегированной сталей.

В обоих случаях большее значение относится к статорам с числом сегментов более четырех и разъемным статорам. Допускаемый ток нагрузки для намагничивающей обмотки в зависимости от сечения провода составляет:

| Сечение провода, мм$^2$ | 6 | 10 | 16 | 25 | 35 | 50 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Ток нагрузки, А | 30 | 45 | 60 | 85 | 105 | 130 |

Мощность, необходимая для питания намагничивающей обмотки, $P_{исп} = IU_1 \cdot 10^{-3}$ кВ·А.

Число витков контрольной обмотки

$$w_2 = w_1(U_2/U_1),$$

где $U_2$ — напряжение на зажимах контрольной обмотки, которое выбирают из условия удобного отсчета показаний по шкале установленного вольтметра $PV2$.

Намагничивающая обмотка присоединяется к источнику питания через отдельные предохранители и двухполюсный рубильник или автомат, которые выбирают из значений тока, потребляемого намагничивающей обмоткой. Необходимо помнить, что напряжение на зажимах контрольной обмотки $U_2$ пропорционально магнитной индукции в стали, и если это напряжение отличается от расчетного, то магнитная индукция не будет равна 1 Тл. Значение магнитной индукции при испытании может быть рассчитано по формуле

$$B = kU_2,$$

где $k = 45/(Qw_2)$.

В процессе испытаний осуществляют контроль температуры стали. Для этого в наиболее холодные и наиболее горячие зубцы, а также равномерно по расточке и длине статора устанавливают термометры или термопары. Если через 90 мин после начала испытаний максимальный перегрев стали относительно температуры окружающего воздуха не превысит 45 °С, максимальная разность температур между отдельными зубцами 25 °С и при этом удельные потери не превысят 2,5 Вт/кг для повышенно-легированной и высоколегированной сталей и 5,5 Вт/кг для слаболегированной и среднелегированной сталей, то состояние активной стали статора считается нормальным.

Расчет удельных потерь в стали производят по формуле

$$P_w = \frac{40k_{тр}(w_1/w_2)P_в}{Q(D_н - h_{сп})}, \text{ Вт/кг},$$

где $P_в$ — показания ваттметра без учета $k_{тр}$; $k_{тр}$ — коэффициент трансформации трансформатора тока.

Если индукция в спинке не равна 1 Тл ($U_2$ не равно расчетному), то действительное значение удельных потерь пересчитывают по формуле

$$P_{w1} = P_w(U_{2p}/U_2)^2,$$

где $P_w$ — удельные потери при испытании, Вт/кг; $U_{2p}$ и $U_2$ — расчетное и действительное напряжения контрольной обмотки.

**Последовательность выполнения проверки.**

1. Произвести проверку изоляции набора листов активной стали, для чего необходимо: набрать 30 листов стали и пакет уложить в собранную по рис. 12.10 установку; произвести расчет усилия давления груза; произвести расчет веса груза; включить выключатель *SA* установить напряжение на вольтметре *PV*, равное 15 В; рассчитать сопротивление столбика стальных листов; отключить питание, вынуть столбик листов и сложить листы таким образом, чтобы в каждой паре листов стороны, очищенные от грата, оказались обращенными друг к другу; включить питание и вновь замерить сопротивление. Сделать заключение о состоянии изоляции стальных листов.

2. Произвести испытание активной стали статора, для чего необходимо: рассчитать число витков намагничивающей обмотки; рассчитать значение тока, потребляемого намагничивающей обмоткой, и выбрать сечение провода и измерительные приборы; рассчитать мощность, потребляемую намагничивающей обмоткой; рассчитать число витков контрольной обмотки; собрать схему в соответствии с рис. 12.11; произвести пробное включение намагничивающей обмотки, проверив частоту питающей сети по частотомеру *PF* и напряжение на зажимах контрольной обмотки, которое не должно значительно отличаться от расчетного значения (при необходимости сделать пересчет значения магнитной индукции);

через 10 мин после начала испытания напряжение снять, проверить на ощупь нагрев стали по всей расточке статора. Выбрав наиболее холодный зубец, заложить в него термопары или термометры;

включить напряжение и через 10 мин вновь снять его, определить на ощупь зубцы, имеющие повышенный нагрев, и также установить в них термопары или термометры;

установить равномерно по всей расточке статора и по длине активной стали термометры или термопары, причем на участках активной стали, где производился ремонт, установка термометра или термопар обязательна;

включить напряжение и вести прогрев статора в течение 90 мин, записывая температуру через каждые 10 мин (если во время испытания температура какой-либо точки активной стали достигнет 100 °С, а также при появлении дыма или искр из какого-либо участка стали или намагничивающей обмотки, то испытание немедленно прекратить);

рассчитать удельные потери в стали; сделать вывод о пригодности активной стали статора к эксплуатации.

# 13. РЕМОНТ ОБМОТОК МАШИН ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

## 13.1. Технология дефектации асинхронного двигателя при ремонте

Электрические машины, поступившие в ремонт, тщательно осматривают, а при необходимости проводят предремонтные испытания, позволяющие определить объем работ [3, 26, 41]. В процессе внешнего осмотра определяют комплектность двигателя и целесообразность выполнения его ремонта. В ремонт должны поступать двигатели в собранном виде с наличием основных сборочных единиц и деталей, включая старую обмотку.

**Внешний осмотр и предремонтные испытания.** *Станина и подшипниковые щиты.* Повреждение станины чаще всего заключается в откole лап у двигателей с чугунными корпусами и наличии трещин. Допускается прием в ремонт двигателей, у которых отбито не более двух лап, расположенных по диагонали. При откole двух лап, расположенных с одной стороны электродвигателя, станина бракуется. Не подлежат ремонту двигатели, у которых станина имеет трещины, выходящие на посадочные места (замковое соединение с подшипниковым щитом). Подшипниковые щиты также подлежат выбраковке, если они имеют трещины с выходов на посадочные места.

*Клеммная коробка.* Проверяют состояние корпуса и крышки клеммной коробки, состояние изоляционной панели (подгорание, трещины, сколы).

*Проверка целостности обмотки* осуществляется при помощи мегомметра или контрольной лампы.

*Предремонтные испытания* проходят только те электродвигатели, которые не имеют обрывов в обмотках и по результатам наружного осмотра могут быть отремонтированы без замены обмотки.

Следует иметь в виду, что иногда в ремонт могут поступить совершенно исправные двигатели (дефекты питающей среды, несоответствие номинальных данных двигателя и рабочей машины).

Сопротивление изоляции обмоток фаз по отношению к корпусу и фаз относительно друг друга измеряется мегомметром на 1 кВ для машин с номинальным напряжением до 660 В включительно. Измеренное сопротивление изоляции должно быть *не менее 0,5 МОм.*

Испытание электрической прочности корпусной изоляции проводится с использованием испытательной установки, например ВС-23, в течение одной минуты. В норме испытательное напряжение должно быть $U_{исп} = 1000 + 2U_{н}$, кВ.

Проверка состояния витковой изоляции может быть выполнена аппаратами СМ-1, ВЧФ2.

Испытание на холостом ходу проводят в течение 30 мин. При этом замеряют величины токов холостого хода в каждой фазе, а также нагрев подшипников. Неравномерность тока холостого хода по фазам не должна превышать 5%, а среднее арифметическое значение токов трех фаз — допустимое значение для данного типа и габарита электродвигателя.

**Дефектация разобранного двигателя.** *Станина и активное железо статора.* Штангенциркулем в трех местах через 120° измеряют диаметр посадочного места под подшипниковый щит и сравнивают с допустимыми по техническим требованиям на капитальный ремонт. Размерная цепь посадочных мест в станине и подшипниковом щите должна обеспечивать плотную посадку. Проверяют состояние резьбы в отверстиях для крепления подшипникового щита.

Проводят осмотр активной стали с целью выявления следующих дефектов: оплавлений отдельных участков стали; ослабления прессовки пакета стали; распушения («веер») крайних листов в зубцовой зоне; сдвига отдельных листов пакета стали относительно друг друга. Степень прессовки определяют с помощью ножа с лезвием толщиной 0,1—0,2 мм. При удовлетворительной запрессовке лезвие ножа при сильном нажатии рукой не должно входить между листами более чем на 1—3 мм.

*Вал, ротор.* При дефектации вала обращают особое внимание на состояние посадочных поверхностей, шпоночной канавки, отсутствие искривлений. Дефекты на посадочных поверхностях вызывают нарушение концентричности и перпендикулярности посадки насаживаемых деталей. Допустимая овальность шейки не должна превышать 0,026 мм, а конусность — 0,03 мм. Овальность измеряется как наибольшая разность диаметров в одном и том же поперечном сечении шейки, а конусность — как наибольшая разность диаметра шейки в одном и том же осевом сечении вала на длине 150 мм. На посадочных местах под подшипники качения допускаются небольшие вмятины и задиры общей площадью не более 3—4%, которые можно устранить шабером или наждачной бумагой. На посадочных местах под шкив или муфту общая площадь вмятин не должна превышать 10%.

Искривление вала может быть обнаружено путем проверки биения вала (ротора) в центрах токарного станка при помощи индикатора. При изгибах вала до 0,01 мм длины, но не свыше 0,20 мм на всю длину вала правка его не обязательна. При искривлении вала до 0,3% от длины рекомендуется вал править вхолодную, а при больших изгибах — с нагревом.

Трещины вала заваривают, если глубина поперечных трещин не превышает 10% диаметра вала, а продольных — 10% длины вала. Короткозамкнутый ротор должен быть плотно насажен на вал и не

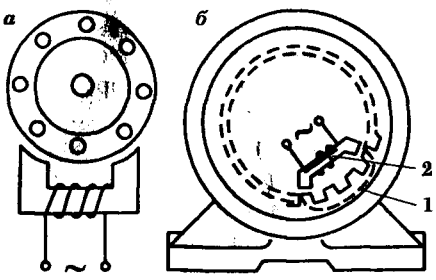



**Рис. 13.1. Схемы для определения неисправностей асинхронного двигателя при помощи электромагнита: *а* — обрыв стержней ротора; *б* — витковое замыкание в обмотке статора; 1 — траектория магнитного потока; 2 — электромагнит**

иметь трещин и разрывов в стержнях и короткозамыкающих кольцах. Трещины в короткозамыкающих кольцах обнаруживаются визуально. Обрыв стержней может определяться при помощи электромагнита, питаемого переменным током. Для этого ротор укладывают на электромагнит или наоборот (рис. 13.1, *а*), на его обмотку подают напряжение и на каждый паз поочередно накладывают стальную пластину. Если пластина не притягивается к пазу, значит в пазу стержень имеет обрыв.

Износ контактных колец фазного ротора определяют путем измерения штангенциркулем их диаметров и сопоставления с допустимыми техническими требованиями на ремонт. Он не должен превышать 50% первоначальной толщины кольца.

*Воздушный зазор.* Для измерения воздушного зазора ротор укладывают внутрь статора и с помощью щупа измеряют зазор между железом ротора и статора в верхней точке с обоих торцов двигателя. Затем поворачивают ротор на 180° и опять измеряют зазор. Фактический воздушный зазор принимают равным половине среднего значения двух полученных измерений. Затем его сравнивают с номинальным для данного типа машин. Если воздушный зазор превышает номинальный более чем на 20%, то вопрос о ремонте данного двигателя решается с заказчиком, так как при этом возникает необходимость пересчета обмоточных данных.

*Подшипниковые щиты.* Основные дефекты в подшипниковых щитах, встречающиеся в практике, — это износ посадочных мест под подшипник и реже замкового соединения со станиной. Для определения объема ремонта щитов измеряют диаметры посадочных мест в трех плоскостях, сдвинутых на 120°, и сопоставляют с допустимыми по техническим условиям на капитальный ремонт двигателей данного типа. Если износы превышают допустимые, то посадочные места подлежат реставрации.

*Подшипники качения* подлежат замене в случаях: увеличенных радиальном и осевом зазорах, трещинах в обоймах, разрушении сепаратора, шелушении беговых дорожек и тел качения, наличии цветов побежалости вследствие перегрева.

Величину зазоров измеряют после тщательной промывки подшипников в керосине. Измерения целесообразно проводить с использованием приспособления КИ-1223, снабженного индикатором. Для определения радиального зазора делают три измерения. После первого измерения наружное кольцо поворачивают на 120° и проводят второе измерение, для третьего измерения кольцо поворачивают еще на 120°. Среднее арифметическое трех измерений принимают за значение радиального зазора. Допустимые значения радиальных зазоров в подшипниках качения приведены в табл. 13.1.

Таблица 13.1

**Допустимые радиальные зазоры в подшипниках качения**

| Диаметр вала, мм | 20—50 | 50—80 | 80—120 |
|---|---|---|---|
| Значение радиального зазора, мм | 0,04 | 0,07 | 0,09 |

*Вентилятор.* При проверке состояния вентилятора необходимо обратить внимание на следующие возможные дефекты: ослабление крепления, погнутость и отсутствие лопаток, ослабление крепления втулки вентилятора на валу, осевое и радиальное биение. Вентилятор считают годным, если его лопатки прочно закреплены и он плотно посажен на вал. Биение вентилятора в осевом направлении должно быть не более 1—2 мм, а в радиальном — 1 мм.

*Обмотка статора.* Если в процессе предремонтных испытаний устанавливают, что обмотка имеет обрывы, замыкание на корпус, то необходимо провести более подробную ее дефектацию.

Витковые замыкания в обмотке могут быть определены методом электромагнита. Для этого электромагнит, питаемый переменным током, укладывают внутрь статора, как показано на рис. 13.1, *б*. На пазы, находящиеся в зоне электромагнита, накладывают стальную пластину. Если в пазу находится катушка с короткозамкнутыми витками, то пластина будет притягиваться. Пластина также будет притягиваться к пазу, находящемуся на расстоянии шага от первого.

Для обнаружения витковых замыканий удобно пользоваться специальными приборами ЕЛ-1, ЕЛ-3, ЕЛ-10, ПДО. В работе необходимо освоить методику работы с данными приборами по прилагаемым к ним руководствам. Если двигатель ремонтируют с полной заменой обмотки, то перед удалением старой обмотки необходимо снять и записать обмоточные данные: тип обмотки, число пазов статора, число полюсов машины, число катушек в катушечной группе (число пазов на полюс и фазу), число витков в катушках, шаг обмотки в пазах, диаметр обмоточного провода, длину вылета лобовых частей, конструкцию пазовой, межслоевой и междуфазной изоляции, нарисовать эскиз катушек обмотки и торцевую схему обмотки. Дефектацию роторной обмотки двигателя с фазным ротором выполняют аналогично.

## 13.3. Технология испытания асинхронного двигателя с фазным ротором после ремонта

При маркировке выводов индукционным методом две последовательно соединенные между собой фазы подключают под напряжение сети переменного тока. К свободной фазе подключают индикатор напряжения (вольтметр, лампу и т.п.). Если первая и вторая фаза соединены между собой разноименными выводами (начало — конец), то созданный ими магнитный поток пересекает плоскость свободной фазы и индуцирует в ней ЭДС (рис. 13.2). Индикатор напряжения, присоединенный к этой фазе, покажет его наличие. Таким образом, находят два начала и два конца последовательно соединенных фаз. Затем фазу, подключенную к индикатору напряжения, меняют с одной из двух последовательно соединенных фаз и повторяют опыт. Найденные выводы фаз маркируют: начала *С*1, *С*2, *С*3, концы соответственно *С*4, *С*5, *С*6 [3, 45].

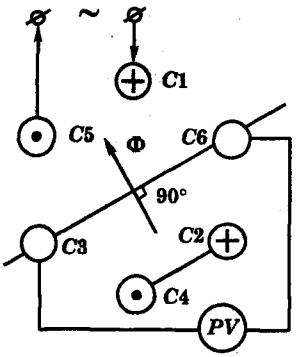



**Рис. 13.2. Маркировка выводов трехфазной обмотки индукционным методом**

Для удобства изменения схемы соединения обмотки со звезды на треугольник выводы двигателя на клеммном щитке располагают следующим образом: верхний ряд — *С*1, *С*2, *С*3; нижний ряд — *С*6, *С*4, *С*5. Схема соединения должна соответствовать напряжению сети. Контрольные испытания двигателя следует проводить в следующем порядке:

1. Мегомметром измерить сопротивление изоляции обмоток статора и ротора относительно корпуса и между фазами. Результаты измерений записать в табл. 13.2.

Таблица 13.2

**Результаты измерений сопротивления изоляции обмоток статора и ротора относительно корпуса и между фазами**

| Статор | | | | | | Ротор |
|---|---|---|---|---|---|---|
| $R_{\text{из АВ}}$ | $R_{\text{из ВС}}$ | $R_{\text{из СА}}$ | $R_{\text{из АК}}$ | $R_{\text{из ВК}}$ | $R_{\text{из СК}}$ | $R_{\text{из обм}}$ |
| | | | | | | |
| | | | | | | |

Сопротивление изоляции обмоток (обычно в МОм) следует измерять, если температура обмотки не отличается от температуры окружающей среды. Для этого двигатель в нерабочем состоянии необходимо выдержать.

Данные соответствуют температуре окружающего воздуха на месте проведения испытаний в течение 5—8 ч.

Допустимое сопротивление изоляции обмоток определяют по формуле $R_{из} = U_н / (1000 + 0{,}01P_н)$, где $U_н$ — номинальное напряжение, В; $P_н$ — номинальная мощность двигателя, кВт. Дополнительно, в машинах напряжением до 500 В допустимое сопротивление изоляции обмоток статора и ротора не должно быть менее 0,5 МОм.

2. Измерить сопротивление обмоток статора и ротора постоянному току. При измерении методом амперметра—вольтметра величина постоянного тока не должна превышать 20% номинального тока двигателя. При схеме соединения фаз статора (ротора) звездой и наличии лишь трех выводов необходимо замерить сопротивление двух последовательно соединенных фаз (между каждой парой выводов).

Сопротивление фазы обмотки $r_ф = r_{ср}/2$, где $r_{ср}$ — среднее значение сопротивлений, измеренных на выводах двигателя, Ом.

При схеме соединения фаз статора треугольником сопротивление фазы составит $r_ф = 3r_{ср}/2$.

Сопротивления фаз должны отличаться не более чем на 3%.

Измерение сопротивления обмоток постоянному току позволяет выявить следующие электрические неисправности: неправильное соединение схемы обмотки; обрыв в параллельных ветвях обмотки; несоответствие числа витков и сечения обмоточного провода каталожным данным; наличие большого числа замкнутых витков в отдельных катушках; плохое качество пайки межкатушечных соединений. Равенство сопротивлений фаз и их соответствие данным каталога свидетельствует об отсутствии перечисленных дефектов.

Результаты измерений записать в табл. 13.3.

Таблица 13.3

**Результаты измерений сопротивления обмоток статора и ротора постоянному току**

| Фаза | Статор | | | | Ротор | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | $U$, В | $I$, А | $r_{ср}$, Ом | $r_ф$, Ом | $U$, В | $I$, А | $r_{ср}$, Ом | $r_ф$, Ом |
| *A* | | | | | | | | |
| *B* | | | | | | | | |
| *C* | | | | | | | | |

При измерении сопротивления обмоток при помощи одинарного или двойного моста постоянного тока следует пользоваться инструкцией.

3. Опыт на трансформацию проводят с целью выявления дефектов в обмотках статора и ротора и испытания витковой изоляции.

При разомкнутой обмотке ротора к обмотке статора подводят номинальное напряжение, соответствующее схеме соединения. Ротор не должен вращаться.

Вращение ротора могут вызвать следующие неисправности: плохое качество межлистовой изоляции (наличие вихревых токов); витковые замыкания в обмотке ротора; замыкания между фазами ротора, при замыкании двух фаз ротор вращается с полусинхронной частотой вращения. Токи в фазах обмотки статора не должны различаться более чем на 5%, линейные напряжения на выводах обмотки ротора должны быть равны.

Увеличение тока в фазе может указывать на витковые замыкания в обмотках статора или ротора, а также на неправильное соединение катушечных групп в фазах статора. Разница линейных напряжений на выводах ротора указывает на витковые замыкания в обмотках статора (ротора) или на неправильное соединение катушечных групп.

Для выявления дефектной роторной или статорной обмотки измеряют линейные напряжения на выводах ротора при его медленном повороте. Если асимметрия линейных напряжений на выводах ротора не зависит от его поворота, это указывает на замыкания в обмотке ротора при исправной обмотке статора. При наличии замыканий в обмотке статора (обмотка ротора исправна) асимметрия линейных напряжений обмотки ротора существенно изменяется при его повороте. Эти же повреждения в обмотках статора (ротора) определяются при изменении токов в фазах обмотки статора. При дефектной роторной обмотке токи в фазах обмотки статора различны и их асимметрия зависит от положения ротора, при дефектной статорной обмотке — не зависит.

Коэффициент трансформации определяют по формуле

$$k = U_{\text{л.с}} / U_{\text{л.р}},$$

где $U_{\text{л.с}}$, $U_{\text{л.р}}$ — линейные напряжения соответственно обмотки статора и ротора, вычисленные как средние величины из трех измерений, В.

Допустимое отклонение коэффициента трансформации не должно превышать ±2%.

Результаты опыта на трансформацию записать в табл. 13.4. Определить коэффициент трансформации $k$.

Таблица 13.4

**Результаты испытания на трансформацию с целью выявления дефектов в обмотках статора и ротора**

| Статор | | | | | | Ротор | | | $k$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| $I_A$, А | $I_B$, А | $I_C$, А | $U_{AB}$, В | $U_{BC}$, В | $U_{CA}$, В | $U_{ab}$, В | $U_{bc}$, В | $U_{ca}$, В | |
| | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | |

В опыте на трансформацию испытывают витковую изоляцию обмоток статора и ротора. Для этого к обмотке статора необходимо подвести напряжение на 30% выше номинального и выдержать его в течение 5 мин. Увеличение тока в фазе статора, появление дополнительного шума, наличие местного нагрева (дыма, запаха) укажут на повреждение витковой изоляции. Результаты опыта записать в табл. 13.5.

Таблица 13.5

**Результаты опыта на трансформацию для испытания витковой изоляции обмоток статора и ротора**

| Статор | | | | Ротор | Заключение о годности |
|---|---|---|---|---|---|
| $I_A$, А | $I_B$, А | $I_C$, А | $U_{л.с}$, В | $U_{л.р}$, В | |
| | | | | | |
| | | | | | |

4. Опыт холостого хода проводят при номинальном симметричном и синусоидальном напряжении. При этом фиксируют ток холостого хода и потери мощности при холостом ходе. По результатам опыта холостого хода можно определить дефекты в магнитной цепи и состояние подшипникового узла двигателя. Повышенный ток холостого хода (против нормального для данного типоразмера двигателя) указывает на увеличение воздушного зазора, осевое смещение ротора относительно статора или недостаточное число витков в обмотке статора. Неравномерность токов в фазах обмотки статора не должна превышать 4,5% их среднего значения.

Высокие потери мощности при холостом ходе могут быть результатом увеличения механических потерь — повышенного трения в подшипниках, неправильной установки вентилятора или увеличения потерь в стали — межлистовых замыканий, осевого смещения ротора относительно статора. Последний дефект вызывает резкое снижение коэффициента мощности ($\cos\varphi$), ухудшает условия работы подшипников.

Опыт холостого хода нужно проводить в следующей последовательности: проверить наличие смазки в подшипниках; замкнуть накоротко выводы обмотки ротора; на обмотку статора через электроизмерительные приборы подать с помощью индукционного регулятора номинальное напряжение; выдержать двигатель в режиме холостого хода при номинальном напряжении мощностью до 10 кВт в течение 15 мин, от 10 до 100 кВт в течение 30 мин; проверить нагрев подшипников двигателя; определить осевой разбег при вращающемся роторе, который должен смещаться в обе стороны одинаково. Осевой разбег вала от одного крайнего положения до другого при подшипниках скольжения

не должен превышать при мощности двигателя до 5 кВт 1,5—3,0 мм, до 30 кВт —4,0—6,0 мм. При роликовых подшипниках это значение допускается не более 0,5 мм; при номинальных линейных напряжениях измерить токи обмотки статора (в каждой фазе), потребляемую мощность на покрытие потерь холостого хода и частоту вращения.

Результаты опыта записать в табл. 13.6.

Таблица 13.6

**Результаты опыта холостого хода**

| $U_{AB}$, В | $U_{BC}$, В | $U_{CA}$, В | $I_A$, А | $I_B$, А | $I_C$, А | $\Delta P_0$, Вт | $n$, мин$^{-1}$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |

5. Опыт короткого замыкания после ремонта проводят для оценки состояния токовых цепей обмоток статора и ротора. Например, принимаем следующее условие: двигатель не вращается, механические потери отсутствуют. Потерями в стали при пониженном напряжении в опыте можно пренебречь, так как они пропорциональны квадрату напряжения. Тогда увеличенные потери короткого замыкания укажут на дефекты в схеме обмоток статора и ротора.

Опыт короткого замыкания нужно проводить при заторможенном роторе и замкнутой накоротко обмотке в следующем порядке: предварительно установить наименьшее напряжение на выходе индукционного регулятора; затормозить ротор испытуемого двигателя; через индукционный регулятор и электроизмерительные приборы подать на обмотку статора двигателя напряжение и повышать его до установления в обмотках статора номинального тока.

Результаты опыта записать в табл. 13.7.

Таблица 13.7

**Результаты опыта короткого замыкания**

| $I_к$, А | $U_к$, В | $\Delta P_к$, Вт | Примечание |
|---|---|---|---|
| | | | |
| | | | |

Для проверки качества пайки стержневой обмотки ротора нужно испытать двигатель в опыте короткого замыкания при токе выше номинального на 30% в течение 5 мин. Увеличение тока достигается с мощью индукционного регулятора. Плохо пропаянные контакты в значительной степени нагреваются. По результатам опытов холостого хода и короткого замыкания можно определить ориентировочное значение коэффициента полезного действия двигателя по формуле

$$\eta = P_н /(\Delta P_0 + \Delta P_к + P_н),$$

где $P_н$ — номинальная мощность двигателя, кВт; $\Delta P_0$ — потери мощности холостого хода при номинальном напряжении, кВт; $\Delta P_к$ — потери мощности КЗ при номинальном токе, кВт.

6. В соответствии с ГОСТ 7217—87 испытание электрической прочности корпусной изоляции следует проводить поочередно для каждой фазы двигателя. Один вывод источника испытательного синусоидального напряжения присоединяют к выводу испытуемой фазы, другой — к корпусу двигателя. На период испытаний к корпусу присоединяются другие, не участвующие в испытаниях фазы. Если обмотка имеет лишь три вывода (соединена по схеме «звезда» или «треугольник»), электрическую прочность корпусной изоляции испытывают для всей обмотки статора или ротора. Уровень напряжения для электродвигателей до 500 В после капитального ремонта $U_{исп} = 2U_н + 1000$. *Время приложения напряжения — 1 мин.* Испытание корпусной изоляции следует проводить сразу же после опыта короткого замыкания. Испытание должно начинаться не более чем с половины окончательного значения напряжения, а подъем напряжения должен занимать не более 10 с.

Опыт проводят в следующем порядке: 1) собрать схему для испытания корпусной изоляции с регулятором напряжения в первичной обмотке повышающего трансформатора. Измерение испытательного напряжения проводят на обмотке высшего напряжения трансформатора, для ограничения тока короткого замыкания в случае пробоя в цепь этой обмотки включается высокоомное сопротивление. До испытаний необходимо принять меры техники безопасности; 2) установить регулятор напряжения в положение, соответствующее наименьшему напряжению; 3) включить схему и регулятором напряжения установить его необходимый уровень, выдержать *в течение 1 мин*, после чего плавно снизить напряжение и отключить испытательную установку от сети. Изоляция считается выдержавшей испытание, если не произошло ее пробоя.

## 13.3. Технология определения соединений обмоток машин переменного тока

В собранных электродвигателях как после монтажа, так и после ремонта неисправности в обмотке статора обычно выявляются при их включении на обкаточном стенде [11, 27, 28, 32]. Все отремонтированные двигатели должны иметь такое же обозначение (маркировку) выводов обмотки, как новые. Маркировка концов обмотки статора трехфазных асинхронных двигателей в соответствии с ГОСТ 183—74 приведена в табл. 13.8.

Таблица 13.8

**Маркировка концов обмоток статора трехфазных асинхронных двигателей**

| Схема соединений обмотки | Число выводов | Вид вывода | Обозначение вывода | |
|---|---|---|---|---|
| | | | Начало | Конец |
| Открытая | 6 | Первая фаза | *C*1 | *C*4 |
| | | Вторая фаза | *C*2 | *C*5 |
| | | Третья фаза | *C*3 | *C*6 |
| Соединение «звездой» | 3 или 4 | Первая фаза | *C*1 | |
| | | Вторая фаза | *C*2 | |
| | | Третья фаза | *C*3 | |
| | | Нулевая точка | 0 | |
| Соединение «треугольником» | 3 | Первый зажим | *C*1 | |
| | | Второй зажим | *C*2 | |
| | | Третий зажим | *C*3 | |

Обозначения выводов обмоток электрических машин наносят непосредственно на кабельных наконечниках, на шинных концах, на специальных обжимах, плотно закрепленных на проводах обмоток, или на вводной колодке рядом с выводами. В малых электрических машинах, где буквенные обозначения выводов наносить трудно, применяют обозначение выводов разноцветными проводами. Цвета проводов выводов приведены в табл. 13.9.

Таблица 13.9

**Цвет провода выводов для трехфазных асинхронных электрических машин**

| Схема соединений обмотки | Число выводов | Вид вывода | Цвет провода | |
|---|---|---|---|---|
| | | | Начало | Конец |
| Открытая | 6 | Первая фаза | Желтый | Желтый с черным |
| | | Вторая фаза | Зеленый | Зеленый с черным |
| | | Третья фаза | Красный | Красный с черным |
| Соединение «звездой» | 3 или 4 | Первая фаза | Желтый | — |
| | | Вторая фаза | Зеленый | — |
| | | Третья фаза | Красный | — |
| | | Нулевая точка | Черный | — |
| Соединение «треугольником» | 3 | Первый вывод | Желтый | — |
| | | Второй вывод | Зеленый | — |
| | | Третий вывод | Красный | — |

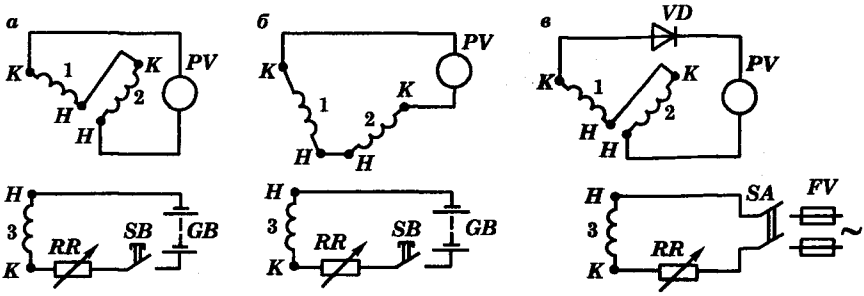



**Рис. 13.3. Определение неправильных соединений в обмотке трехфазного статора: *а, б* — на постоянном токе; *в* — на переменном токе**

При отсутствии обозначений выводов обмоток или при их неправильном соединении и обозначении начала и концы обмоток могут быть определены индукционным методом по рис. 13.3.

В одну из фазных обмоток (рис. 13.3, *а*, *б*) включается источник постоянного тока, реостат *RR* и кнопка *SB*. Две другие обмотки соединяются последовательно, и к ним подключается милливольтметр.

Если оказалось, что обмотки соединены разноименными выводами (начало 1 с концом 2 или конец 1 с началом 2, рис. 13.3, *а*), то при замыкании и размыкании кнопки *SB* индукционные токи вызовут резкие отклонения стрелки милливольтметра.

Если же обмотки соединены одноименными выводами (начало 1 с началом 2 или конец 1 с концом 2) (рис. 13.3, *б*), то при включении и выключении кнопки *SB* стрелка милливольтметра останется неподвижной, так как индуцируемые в обмотках (1 и 2) напряжения окажутся приложенными навстречу друг другу и, следовательно, индукционный ток равен нулю.

Затем обмотку, включенную на милливольтметр, заменяют одной из обмоток, включенных под напряжение, и аналогичным способом находят, какой ее вывод является одноименным с ранее определенным. После чего производят маркировку обмоток.

На рис. 13.3, *в* приведена аналогичная схема, но с питанием от сети переменного тока. Индуктором служит тот же милливольтметр, последовательно с которым включен выпрямительный элемент *VD*.

**Методика определения.** При определении схем соединения обмоток нельзя допускать их перегрева, поэтому измерение проводят при напряжении 10—15% от номинального. Для этого можно использовать как реостат, так и автотрансформатор.

В качестве индикатора можно использовать вместо милливольтметра обычную лампу накаливания на соответствующее напряжение. Загорание лампочки при включении кнопки *SB* свидетельствует о

правильном соединении обмоток. Если при включении кнопки *SB* лампочка не загорается, то это свидетельствует о встречном соединении обмоток.

В табл. 13.10 приведены примерные варианты соединения выводов обмоток. Среди них имеются правильные и неправильные варианты соединения обмоток. Необходимо найти правильные варианты и результаты опыта занести в табл. 13.11.

Таблица 13.10

**Примерные варианты соединения выводов обмоток по рис. 13.4**

| № опыта | Варианты соединения |
|---|---|
| 1 | *C1—XG1*; *C4—XG2*; *C3—C5*; *C2—XG3*; *C6—XG4* |
| 2 | *C1—XG1*; *C4—XG2*; *C2—C6*; *C5—XG3*; *C3—XG4* |
| 3 | *C1—XG1*; *C4—XG2*; *C5—C6*; *C2—XG4*; *C3—XG3* |
| 4 | *C2—XG1*; *C5—XG2*; *C1—C6*; *C3—XG4*; *C4—XG3* |
| 5 | *C2—XG1*; *C5—XG2*; *C4—C6*; *C1—XG4*; *C3—XG3* |
| 6 | *C2—XG1*; *C5—XG2*; *C1—C3*; *C4—XG4*; *C6—XG3* |
| 7 | *C6—XG1*; *C3—XG2*; *C1—C5*; *C2—XG3*; *C4—XG4* |
| 8 | *C6—XG1*; *C3—XG2*; *C1—C2*; *C5—XG3*; *C4—XG4* |
| 9 | *C6—XG1*; *C3—XG2*; *C4—C5*; *C1—XG3*; *C2—XG4* |

**Последовательность определения соединений обмоток.**

1. Собрать схему в соответствии с рис. 13.4.
2. Убедиться, что рукоятка автотрансформатора выведена до отказа.

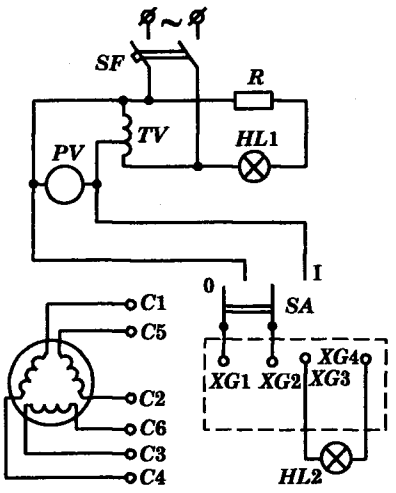



**Рис. 13.4. Электрическая схема для проведения испытаний**

3. Проверить установку переключателя *SA* в положении 0.
4. Установить перемычки по вариантам табл. 13.10.
5. Включить автомат *SF*, при этом загорается лампа *HL*1, свидетельствующая о наличии напряжения в сети.
6. Установить с помощью автотрансформатора *TV* на вольтметре *PV* необходимое напряжение (10—15% от номинального напряжения двигателя).
7. Включить переключатель в положение I. Если при этом загорится лампочка *HL*2, значит, проверяемые обмотки включены верно. Если

лампа не загорится, то следует выключить переключатель *SA*, вывести «ЛАТР», выключить автомат *SF* и поменять концы исследуемых обмоток. Затем повторить задание по пп. 1—7. Таким образом проверить правильность соединений и маркировку всех обмоток.

8. Результаты опытов занести в табл. 13.11.

Таблица 13.11

**Результаты опытов определения правильности соединения обмоток**

| № опыта | Варианты соединения выводов обмоток по рис. 13.4 и табл. 13.10 | Состояние лампы *HL2* (горит, не горит) | Заключение о правильности соединения обмоток |
|---|---|---|---|
| | | | |
| | | | |

# 14. РЕМОНТ ОБМОТОК МАШИН ПОСТОЯННОГО ТОКА

## 14.1. Классификация дефектов в обмотках машин постоянного тока

Якорные обмотки машин постоянного тока представляют собой замкнутый контур, состоящий из нескольких последовательно соединенных секций [3, 26, 41]. Каждая секция своими началом и концом припаивается к двум коллекторным пластинам, находящимся на расстоянии шага по коллектору ($y_k$) одна от другой. В простых петлевых обмотках (рис. 14.1, *а*) $y_k = 1$, в простых волновых обмотках (рис. 14.1, *б*)

$$y_k = k \pm 1/p,$$

где $k$ — число коллекторных пластин, $p$ — число пар полюсов машины.

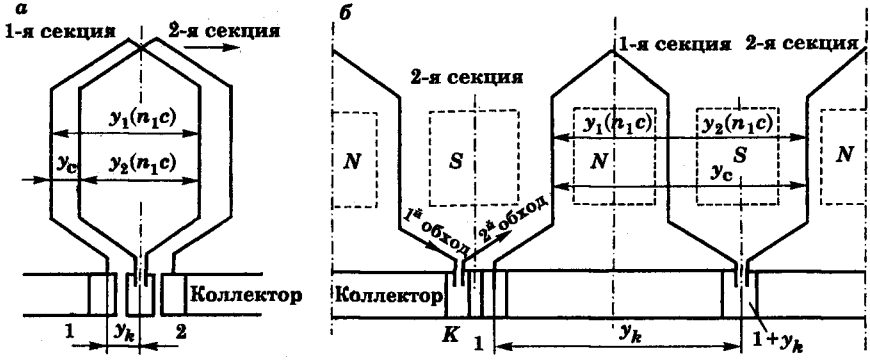



**Рис. 14.1. Секция обмоток якоря машины постоянного тока: *а* — петлевая; *б* — волновая; 1, 2 — коллекторные пластины**

В случае отсутствия отступлений при изготовлении секций (одинаковая площадь сечения обмоточного провода и число витков во всех секциях) активные сопротивления секций равны.

В процессе работы машины при технологических дефектах в обмотках возникают разнообразные неисправности: замыкание обмотки на корпус, замыкание витков в секциях или разных секций между собой, низкое сопротивление изоляции обмотки, неисправности соединения секций с коллектором или между собой, обрыв обмоток. Для обнаружения и уточнения неисправностей могут быть использованы различные методы, а также универсальные комплектные устройства.

**Замыкание обмотки якоря на корпус.** Этот дефект может быть обнаружен контрольной лампой или мегомметром с рабочим напряжением 0,5 и 1 кВ. Для определения секции, замкнутой на корпус, используют метод милливольтметра (рис. 14.2). При отсутствии замыкания падение напряжения между корпусом и коллекторной пластиной равно нулю. Если секция замкнулась на корпус, то с приближением

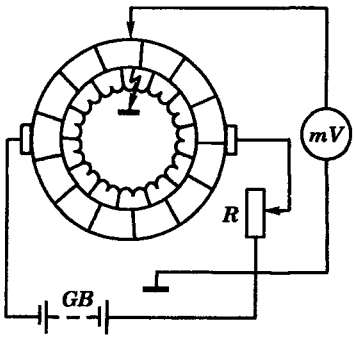



**Рис. 14.2. Схема для определения замыкания на корпус в петлевой обмотке**

щупа к коллекторной пластине, к которой припаяна дефектная секция, показания милливольтметра уменьшаются до минимума, а при дальнейшем перемещении в том же направлении увеличиваются, но с противоположным знаком.

При значительном удалении щупа от места замыкания милливольтметр может оказаться под напряжением, значительно превосходящим его предел, поэтому опыт следует проводить с особой осторожностью. Следует иметь в виду, что при проверке всей обмотки, имеющей секцию, замкнутую на корпус, получают еще одно нулевое или минимальное показание в другой параллельной ветви (ложное замыкание). Это объясняется тем, что при питании обмотки якоря по двум параллельным ветвям возникают две точки с одинаковым потенциалом относительно точки питания и относительно корпуса аналогично диагонали уравновешенного моста. Для определения истинного места замыкания на корпус необходимо сместить точки питания якоря. В этом случае «ложное замыкание» переместится на другую коллекторную пластину.

**Короткие замыкания в обмотке якоря.** Возможны следующие случаи коротких замыканий: замыкание части витков одной секции (витковое замыкание); замыкание всей секции; замыкание между двумя секциями, лежащими в одном пазу; замыкание в лобовых частях обмотки; замыкание между любыми двумя точками обмотки, например в случае пробоя обмотки на корпус в двух точках.

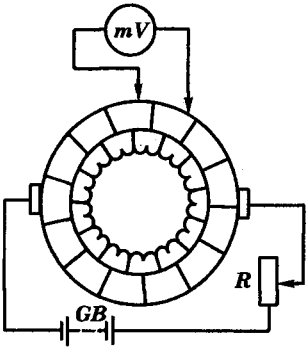



**Рис. 14.3. Схема для определения дефектов обмотки якоря**

Витковое замыкание в секции может быть обнаружено методом милливольтметра (рис. 14.3). Пониженное падение напряжения на двух смежных коллекторных пластинах при петлевой обмотке по сравнению с другими парами пластин укажет на наличие виткового замыкания в секции, припаянной к данным пластинам. Замыкание одного-двух витков в многовитковой секции не всегда может быть обнаружено методом милливольтметра. В этом случае можно использовать серийно выпускаемые промышленностью приборы типа ЕЛ, ПДО или электромагнит переменного тока.

Переменное магнитное поле, создаваемое электромагнитом, индуктирует в секциях якорной обмотки ЭДС. При наличии виткового замыкания в короткозамкнутых контурах под действием этой ЭДС будет протекать ток. Стальная пластина, приложенная к пазу с дефектной секцией, будет притягиваться. Таким же методом может быть обнаружена секция, начало и конец которой ошибочно оказались припаянными к одной коллекторной пластине. Метод электромагнита нельзя использовать для якорных обмоток, имеющих уравнительные соединения.

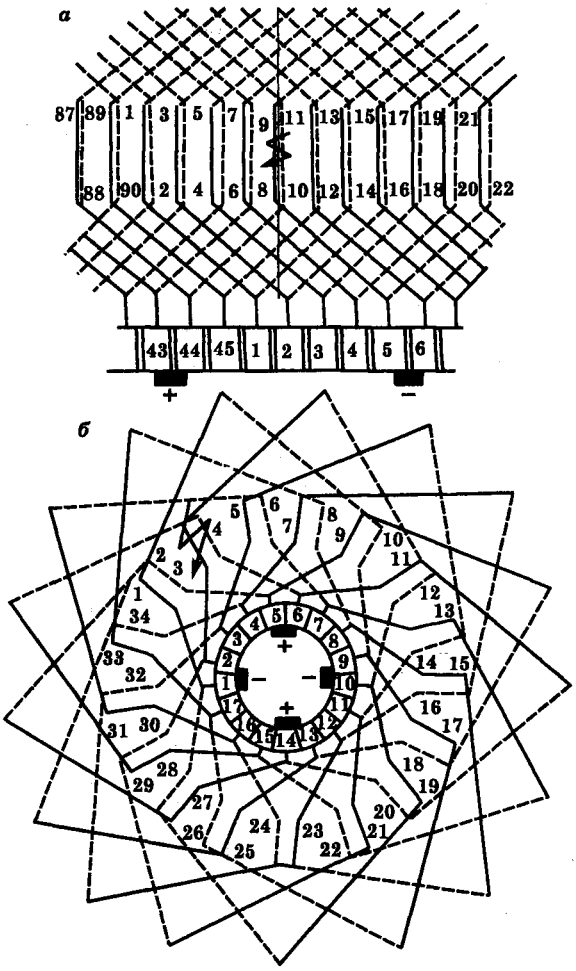



**Рис. 14.4. Замыкание между двумя секциями, лежащими в одном пазу в различных слоях обмоток: *а* — петлевой обмотки; *б* — волновой обмотки**

Замыкание между двумя смежными пластинами при петлевой обмотке вызывает замыкание секции, присоединенной к данным пластинам. Замыкание между двумя смежными пластинами при волновой обмотке вызывает замыкание секций, заключающихся в одном полном «обходе» вокруг якоря. Число этих секций равно числу пар полюсов машины.

Замыкание между двумя секциями, лежащими в одном пазу в двух различных слоях обмотки, дает наибольшее число замыкаемых накоротко витков. В этом случае замыкаются накоротко все витки обмотки, находящиеся между двумя щетками различной полярности. Так, замыкание в простой петлевой обмотке секций 9 и 10 (рис. 14.4, *а*) приводит к замыканию всей параллельной

ветви, показанной на рисунке жирными линиями. При аналогичном замыкании в простой волновой обмотке (рис. 14.4, *б*), замкнутой накоротко, окажется, половина всей обмотки. Этот случай замыкания наиболее сложный.

При замыкании между слоями якорной обмотки в лобовой части также образуется большое число короткозамкнутых контуров. При этом число их больше, чем ближе место короткого замыкания к активной стали якоря. В случае использования метода милливольтметра при наличии межслоевых замыканий в пазу и в лобовых частях на многих смежных, рядом расположенных пластинах будут нулевые или пониженные показания милливольтметра.

**Неисправности соединения секций с коллектором и между собой, обрыв в обмотке.** Отрыв концов секций от одной пластины (рис. 14.5, *а*) может быть обнаружен методом милливольтметра, о чем свидетельствуют нулевые показания на двух соседних парах (2—3, 3—4) коллекторных пластин и удвоенное показание между пластинами 2 и 4.

Присоединение одной из секций началом и концом к одной коллекторной пластине (рис. 14.5, *б*) также дает нулевые показания на двух парах соседних пластин (2—3, 3—4) и нормальное на пластинах 2—4.

«Двойной крест» (рис. 14.5, *в*) может быть обнаружен методом милливольтметра по следующим признакам: на двух парах рядом расположенных пластин (1—2, 3—4) будут удвоенные показания и нормальное с отклонением стрелки прибора в обратную сторону на пластинах.

Для обнаружения «простого креста» (рис. 14.5, *г*) метод милливольтметра не пригоден. В этом случае ток от источника питания 1—1,5 В (например, аккумуляторная батарея) при помощи щупов подводят поочередно на каждую пару пластин и при помощи магнитной стрелки или намагниченной иглы проверяют полярность секций. Изменение полярности указывает на наличие данного дефекта.

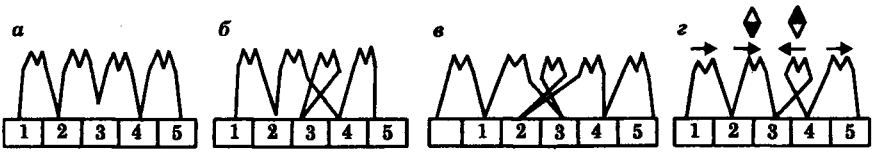



**Рис. 14.5. Возможные неисправности, вызванные неправильным соединением секций с коллектором и между собой: *а* — отрыв спаянных начала и конца секций от коллекторной пластины; *б* — присоединение начала и конца к одной коллекторной пластине; *в* — соединение секций «двойным крестом»; *г* — соединение секций «простым крестом»**

Методом милливольтметра может быть выполнена проверка качества паек. Данную проверку необходимо проводить после того, как убедились, что в обмотке отсутствуют витковые и другие короткие замыкания. При качественной пайке показания милливольтметра между всеми коллекторными пластинами приблизительно одинаковы. Пайки считаются хорошими, если разница в показаниях милливольтметра при постоянстве пропускаемого тока не превышает 10% для машин небольшой мощности. Увеличенное падение напряжения указывает на плохую пайку; необходимо перепаять все места паек, относящиеся к этим пластинам.

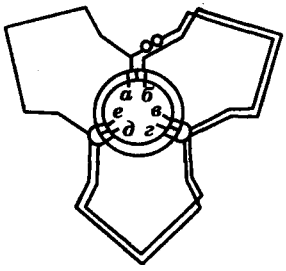



**Рис. 14.6. Обрыв в волновой обмотке якоря**

Обрыв в обмотке якоря сильно сказывается на коммутации машины и в зависимости от степени дефекта может вызвать значительное искрение на коллекторе и подгорание коллекторных пластин. При обрыве в простой волновой обмотке подгорает несколько пар коллекторных пластин, расположенных одна от другой на расстоянии шага по коллектору. Так, в шестиполюсной машине (рис. 14.6) будут подгорать три пары пластин.

Для определения места обрыва в обмотке используют метод милливольтметра. При наличии обрыва или плохого контакта падение напряжения будет больше между пластинами, к которым присоединена дефектная секция. При петлевой обмотке это будет иметь место на одной паре пластин; при волновой — на нескольких парах пластин, находящихся попарно на расстоянии коллекторного шага друг от друга.

## 14.2. Технология выполнения дефектации

1. Измерить сопротивление изоляции якорной обмотки по отношению к корпусу.

2. Сделать заключение о степени увлажненности обмотки.

3. Пронумеровать все коллекторные пластины, собрать схему в соответствии с рис. 14.3.

4. После проверки включить схему под напряжение и измерить падение напряжения между каждой парой коллекторных пластин, результаты измерений занести в табл. 14.1.

Таблица 14.1

| № коллекторных пластин | Падение напряжения, мВ | Дефект |
|---|---|---|
| 1—2 | | |
| 2—3 | | |

Используя результаты измерений и проведя уточняющие измерения, определить характер дефектов в обмотке якоря. Освоить порядок работы по обнаружению неисправностей якорных обмоток с помощью приборов ППЯ, ЕЛ, ПДО, используя инструкции.

*Дефектация обмоток возбуждения.* В обмотках возбуждения полюсов чаще всего повреждаются переходы, выводные концы и места прохода выводных концов через корпус. К наиболее распространенным дефектам следует отнести замыкание обмоток на корпус, обрыв или плохой контакт в обмотках, соединение между витками (витковое замыкание).

*Замыкание обмотки на корпус.* Наличие данного дефекта определяют при помощи мегомметра, измеряя сопротивление изоляции всей обмотки возбуждения относительно корпуса (полюсов), предварительно отсоединив ее от якоря.

Для определения катушки, замкнутой на корпус, через всю обмотку возбуждения пропускают постоянный ток, причем на параллельную (шунтовую) обмотку можно подать номинальное напряжение, на последовательную (сериесную) — пониженное. Затем один конец вольтметра соединяют с корпусом, а вторым поочередно касаются соединительных перемычек между полюсами. Наименьшее показание прибора будет с обеих сторон катушки, замкнутой на корпус. При дефектации сериесной обмотки или добавочных полюсов нужно пользоваться милливольтметром, а для ограничения тока включать последовательно с обмотками реостат. Катушки, замкнутые на корпус, можно обнаружить также, разъединяя их и поочередно испытывая контрольной лампой или мегомметром.

*Обрыв в обмотках возбуждения.* Данный дефект встречается только в обмотках, выполненных проводом небольшой площади сечения, т.е. в параллельных. Плохой контакт может встречаться во всех видах обмоток возбуждения. Наиболее часто обрыв или плохой контакт встречаются в выводах катушек, в соединительных перемычках между полюсами и в кабельных наконечниках.

Для обнаружения обрыва или плохого контакта в катушке шунтовой обмотки к ней подводят номинальное напряжение и вольтметром касаются поочередно выводных концов каждой катушки. При наличии обрыва вольтметр, подключенный к зажимам поврежденной катушки, покажет полное напряжение сети. На остальных катушках прибор не даст отклонения. При плохом контакте напряжение на зажимах поврежденной катушки будет больше, чем на других катушках.

Обрыв может быть определен и мегомметром или контрольной лампой без разъединения катушек.

*Витковое замыкание в обмотках.* Пропуская по обмотке возбуждения постоянный ток, измеряют падение напряжения на каждой катушке. Уменьшенное падение напряжения на одной из катушек по сравнению с остальными укажет на наличие в ней замыкания части витков. Проводя аналогичный опыт, пропуская по обмотке возбуждения переменный ток, можно обнаружить даже небольшое число короткозамкнутых витков, так как при этом резко меняется полное сопротивление дефектной катушки по сравнению с исправными.

*Правильность чередования полюсов.* Для данной проверки обмотку возбуждения включают на постоянное напряжение. Магнитную стрелку или намагниченную иглу, подвешенную на нити, подносят поочередно к внутренней поверхности каждого полюса и отмечают их полярность. На собранной машине магнитную стрелку подносят к головкам болтов, крепящих полюса к станине. В генераторах полярность дополнительных полюсов должна предшествовать полярности главных полюсов по направлению вращения ($n$—$N$—$s$—$S$), в двигателях последовательность обратная. Результаты дефектации обмоток возбуждения заносят в табл. 14.2.

Таблица 14.2

| Наименование обмотки | № катушки | Схема (метод) определения | Результаты опыта | Дефект |
|---|---|---|---|---|
| | | | | |
| | | | | |

# 15. РЕМОНТ ПУСКОРЕГУЛИРУЮЩЕЙ АППАРАТУРЫ

## 15.1. Наладка и испытание контакторов переменного тока

### 15.1.1. Подготовка контактора к включению и его наладка в условиях эксплуатации

Контакторы электромагнитные воздушные переменного тока частотой 50 Гц сер. КТ6000, КТП6000, КТ6000/2 предназначены для дистанционного включения и отключения приемников электрической энергии [32, 46]. Контакторы сер. КТ6000, КТП6000 и КТ7000 рассчитаны на номинальное напряжение до 660 В, контакторы сер. КТ6000/2 — на номинальное напряжение до 380 В и предназначены для продолжительного режима работы при отсутствии напряжения в цепи питания катушки.

Конструкция контакторов всех типов допускает замену изнашиваемых частей без специальной подгонки и применения специального инструмента. Ниже приводятся объем, нормы и методы проверки, регулировки и настройки контакторов перед их включением в работу, а также в условиях эксплуатации.

После установки контактора перед включением его в сеть необходимо удалить смазку с рабочих поверхностей якоря и сердечника чистой ветошью, смоченной в бензине, и проверить соответствие напряжения главной цепи и цепи управления по табличным данным. Проверяется также соответствие проекту типа и номинальных данных контактора, целость всех электрических соединений. Кроме того, следует убедиться, что регулировка контактора не нарушена, для чего нужно: проверить отсутствие заедания во всех подвижных частях контактора (включая узлы блок-контактов), несколько раз медленно от руки перемещая их до включенного состояния контактора (без камер и с надетыми камерами); надежно закрепить провода, присоединенные к втягивающей катушке контактора; проверить правильность включения контактора по схеме; затянуть до отказа все зажимные винты и гайки; путем двух-трех дистанционных включений и отключений контактора без тока в главной цепи проверить четкость его работы и устранить обнаруженные дефекты; проверить соответствие *растворов*, *провалов* и *нажатий* главных контактов приведенным в табл. 15.1.

Контактные устройства подлежат обязательной периодической проверке, регулировке и настройке. При обычных условиях контактор следует осматривать после 50 тыс. срабатываний, а контакторы с защелкивающим механизмом — после каждых 2 тыс. срабатываний, но *не реже 1 раза в месяц*. Независимо от этого осмотр контактора следует производить после каждого отключения аварийного тока. Прежде чем приступить к осмотру контактора, его необходимо отключить от сети. Все гайки должны быть затянуты, контакторы (узлы и детали)

очищены от пыли, грязи, копоти и коррозии, контакты протерты сухой ветошью, а при наличии нагара — ветошью, смоченной бензином.

Таблица 15.1

**Растворы, провалы и нажатия контактов сер. КТ6000, КТП6000 и КТ7000**

| Тип контактора | Раствор контактов, мм | Зазор, контролирующий провал, мм | Начальное нажатие, кг (Н) | Конечное нажатие, кг (Н) |
|---|---|---|---|---|
| КТ6012, КТ6022, КТП6012, КТП6022, КТ7012, КТ7022 | 7,5—8,5 | 1,7—2 | 2,25—2,4 (22,05—23,52) | 2,5—2,9 (25,4—28,42) |
| КТ6013, КТ6023, КТП6013, КТП6023, КТ7013, КТ7023 | | | 1,5—1,6 (14,7—15,68) | 1,8—2,2 (17,64—21,56) |
| КТ6014, КТ6024, КТ7014, КТ7024 | | | 1,1—1,2 (10,78—11,76) | 1,4—1,7 (13,72—16,66) |
| КТ7015, КТ7025 | | | 0,85—0,95 (8,33—9,31) | 1,1—1,4 (10,78—13,72) |

Запрещается чистить контакты наждачным полотном, так как кристаллы наждака врезаются в медь и ухудшают контакт. Контакты всегда должны быть сухими. Смазка поверхностей не допускается, так как от дуги она выгорает и продуктами горения загрязняет контактные поверхности, вследствие чего увеличивается нагрев контактов и создаются условия для их приваривания. При зачистке контактных поверхностей необходимо строго сохранять первоначальную форму (профиль, радиус закругления) контактов, чтобы сохранить необходимое перекатывание контактов, беречь их и не злоупотреблять зачисткой, удаляя только капли и наплывы до выравнивания поверхности, а не до выведения раковин.

Серебряные контакты не обрабатываются напильником, а при обгорании протираются замшей. Если серебряная накладка износится и в месте касания контактов появится медь, такой контакт необходимо сменить.

Контакты должны касаться линейно по всей ширине без просветов как в момент начального прикосновения, так и во включенном положении. При включении контакты должны касаться сначала верхними, а затем нижними частями (рис. 15.1), постепенно перекатываясь с незначительным скольжением, что поддерживает их поверхность в хорошем состоянии. При отключении процесс должен происходить в обратной последовательности. Правильность установки разрывных контактов проверяется тонкой папиросной или копировальной бумагой, заложенной между контактами перед их замыканием.

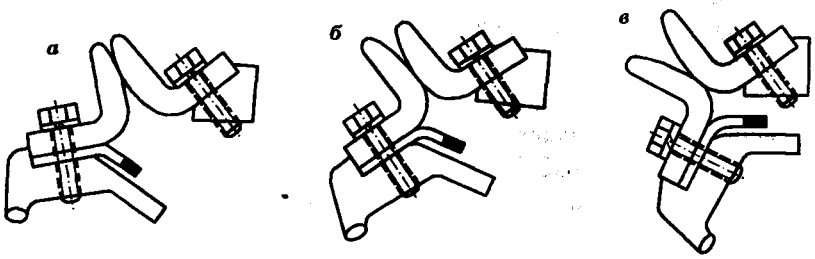



**Рис. 15.1. Положения контактов:**
***а* — момент начального прикосновения;**
***б* — промежуточное положение; *в* — включенное положение**

**Замена главных контактов при их износе.** Замену главных контактов, выполненных с накладками, производят после уменьшения на 80—90% от первоначальной толщины накладки. Замену главных контактов, выполненных из меди, необходимо производить после уменьшения их на 50% от первоначальной толщины. Срок службы контактов зависит от режима работы контактора и параметров нагрузки.

Все контакторы перед вводом в эксплуатацию должны пройти: ревизию механической части, проверку сопротивления изоляции, измерение сопротивления катушек постоянному току, испытание электрической прочности изоляции, измерение и регулировку нажатия на контактах и проверку напряжения втягивания и отпадания контактов.

### 15.1.2. Измерение сопротивления изоляции

Измерение сопротивления изоляции производят между всеми токоведущими частями и деталями, к которым при обслуживании возможны прикосновения, а также между токоведущими и заземленными частями контактора. Измерение сопротивления изоляции производят с помощью мегомметра на напряжение 0,5—1 кВ. Наименьшее сопротивление изоляции должно быть равным 1 МОм. Измерение сопротивления изоляции производится на полностью собранном и подготовленном для эксплуатации контакторе в холодном (до начала испытания контактора) и нагретом состояниях (после испытания контактора на электрическую прочность изоляции), а также при специальных испытаниях (при необходимости). Для проверки изоляции отдельных цепей, проводов и контакторов снимаются предохранители, провода отсоединяются от сборок зажимов панелей и изоляция проверяется в целом по цепи, а в случае несоответствия изоляции нормам — по каждому элементу установки в отдельности.

Особенно тщательно нужно следить за изоляцией проводов, проложенных в стальных трубах. При недостаточной изоляции проводов проверяют отсутствие воды в трубах (вода в трубы может попасть из

грунта или появиться в результате конденсации). При ее наличии следует продуть трубы и просушить их сжатым подогретым воздухом.

Изоляцию катушек и контактов контактора целесообразно измерять совместно со схемой управления в целом. Отключение отдельных контакторов следует производить только для отыскания участка схемы с пониженной изоляцией. В тех случаях, когда при испытании выявляется плохая изоляция катушек, последние рекомендуется снять с сердечника контактора для сушки. Сушку желательно производить в вакуумных камерах с температурой 80—90 °С; при отсутствии специальных камер катушки располагаются над горелками в зоне, имеющей температуру 60—70 °С.

### 15.1.3. Испытание электрической прочности изоляции

Изоляция контактов и их элементов с внутренними электрическими соединениями должна выдерживать без пробоя и перекрытия по поверхности испытательное напряжение 1 кВ переменного тока частотой 50 Гц. Испытания проводят между: входом и выходом каждого полюса при разомкнутых контактах; соседними контактами при замкнутых контактах; оболочкой контактора и всеми зажимами главных цепей и цепей управления контактором.

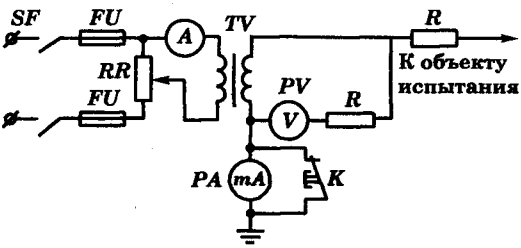



**Рис. 15.2. Схема испытания контактов повышенным напряжением 1000 В**

Испытание производится по схеме на рис. 15.2. Испытательный трансформатор *TV* должен иметь коэффициент трансформации не выше 3000/100 В. Обычно применяются специальные трансформаторы с коэффициентом трансформации 100/1500—2000 В, дающие возможность более плавно повышать и снижать напряжение, что является обязательным требованием при испытании изоляции. Питание трансформатора осуществляется от линейного напряжения через двухполюсный рубильник *SF*, предохранители *FU* и потенциометр *RR*. Ограничительное сопротивление *R* служит для ограничения тока короткого замыкания при пробое изоляции. Значение сопротивления принимается около 1000—1500 Ом.

Для того чтобы миллиамперметром *PA* не измерялся ток потребления вольтметра *PV*, соизмеримый в ряде случаев с током утечки, вольтметр с добавочным сопротивлением *R* подключается параллельно обмотке трансформатора до миллиамперметра. Во избежание пробоя вольтметра высоким напряжением он включается со стороны заземленного вывода обмотки.

При отсутствии испытательного оборудования допускается заменять испытание повышенным напряжением измерением сопротивления изоляции мегомметром на напряжение 2,5 кВ в течение 1 мин. Испытание мегомметром 2,5 кВ следует считать успешным в том случае, если испытываемый участок схемы и аппаратура имеют сопротивление изоляции не менее 30—50 МОм. Если при испытании мегомметром 2,5 кВ результат неудовлетворителен, то испытание 1 кВ переменным током обязательно.

### 15.1.4. Измерение сопротивления катушек постоянному току

Измерение сопротивлений постоянному току катушек контакторов производится с целью проверки соответствия их напряжению питающей сети. Сопротивление может быть измерено при помощи амперметра и вольтметра. Амперметр, включенный последовательно с измеряемым сопротивлением, может быть отградуирован непосредственно в омах.

Этот принцип измерения применен в простейших омметрах (последовательная схема омметра), но показания омметров зависят от колебаний напряжения. Для исключения влияния колебаний напряжений источника питания вместо амперметра и вольтметра можно применить один прибор, измеряющий отношение токов и называемый логометром.

При вводе в эксплуатацию новой аппаратуры производят выборочные измерения. Сравниваются результаты измерений сопротивления катушек одинаковых аппаратов. Отклонения от номинала обычно не должны превышать ±10%. Измерение сопротивления постоянному току катушек производят также при отсутствии на катушке маркировки, несоответствии обозначенного ее рабочего напряжения проектному и т.п.

### 15.1.5. Регулировка контактов контакторов

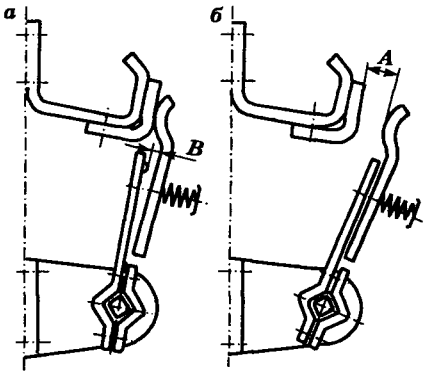



**Рис. 15.3. Проверка раствора (*а*) и провала (*б*) главных контактов**

Основными параметрами контактного устройства являются *раствор* контактов, *провал* контактов и *нажатие* на контактах, поэтому они подлежат обязательной периодической проверке и регулировке в соответствии с данными табл. 15.1.

Раствор А и провал В главных контактов замеряют шаблоном или нутромером в местах, показанных на рис. 15.3.

Контролируют *провал* главных контактов в замкнутом положении магнитной системы

контактора. При полной величине провала контакта обеспечивается полное конечное нажатие на контакт. По мере износа контактов провал уменьшается, следовательно, уменьшается и конечное нажатие на контакт, что может привести к перегреву контакта. Не допускается, чтобы величина зазора, контролирующего провал, была менее 1/2 его первоначальной величины, указанной в табл. 15.1.

В контакторах сер. КТ6000/2 провал главных контактов устанавливается вращением одного регулировочного винта в контакторах на токи 160 А или двух регулировочных винтов в контакторах на токи 250, 400 и 630 А. Конструкция контактной системы контакторов сер. КТ6000, КТП6000 и КТ7000 допускает без смены контактов двукратное восстановление провала, которое производится вращением регулировочного винта (в контакторах на 100 и 160 А), втулки (в контакторах на 400 А) и регулировочных винтов (в контакторах на 250 и 630 А).

Величина зазора, контролирующего провал, замеряется щупом. Желательно, чтобы величины провалов контактов были максимальными. Установив нужный зазор и убедившись в отсутствии перекоса подвижного контакта, регулировочные винты необходимо законтрить гайкой, а втулки зафиксировать лепестками пластины.

**Проверка одновременности касания контактов.** Неодновременное касание главных контактов проверяют щупом, контролирующим зазор между контактами, когда другие контакты касаются друг друга. Удобно контролировать одновременность касания контактов с помощью электрической лампочки напряжением 3—6 В, включенной последовательно в цепь контактов, но в пределах норм, указанных в табл. 15.1. Неодновременное касание новых контактов допускается до 0,3 мм. Следует иметь в виду, что чем точнее отрегулированы провалы, тем меньше вероятность неодновременного касания контактов.

**Проверка растворов контактов.** Растворы контактов, проверяемые калибром, должны соответствовать размерам, указанным в табл. 15.1. При несоответствии размеров нормативным их приводят в норму поворотом эксцентричного бруска упора якоря вокруг оси (контакторы сер. КТ6000/2). В контакторах сер. КТ6000, КТП6000, КТ7000 (кроме КТП6050) раствор контактов регулируется поворотом упора вокруг оси на 90°. В этих контакторах предусмотрено несколько положений упора, определяющих ступени регулировки раствора.

**Проверка нажатия контактов.** Нажатие главных контактов определяется упругостью контактных пружин, которые регулируются по максимальному значению, указанному в табл. 15.1. Регулировка осуществляется таким образом, чтобы после износа контактов значения упругости не снижались ниже допустимых. Степень износа контактов (сухарей) определяется величиной провала. Если в результате износа данная величина окажется меньше минимальных величин,

указанных в табл. 15.1, контакты следует заменить новыми. При измерении нажатия необходимо следить за тем, чтобы линия натяжения была примерно перпендикулярна плоскости касания контактов.

**Начальное нажатие** — это усилие, создаваемое контактной пружиной в точке первоначального касания контактов. Недостаточное начальное нажатие приводит к оплавлению или привариванию контактов, а увеличенное начальное нажатие может привести к нечеткому включению контактора или застреванию его в промежуточных положениях. Проверка начального нажатия производится при разомкнутых контактах (отсутствии тока в катушке). Места измерения начального и конечного нажатия контактов показаны на рис. 15.4.

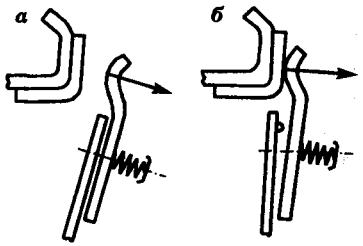



**Рис. 15.4. Измерение нажатия главных контактов:**
***а* — начального; *б* — конечного**

Практически контроль начального нажатия контактов производится не на линии касания контактов, а между подвижным контактом и рычагом *при помощи динамометра, полоски тонкой бумаги и петли* (например, из стальной проволоки или киперной ленты). Петля накладывается на подвижный контакт, а тонкая бумажная лента вкладывается между выступом вала и регулировочным винтом — для контакторов на 100 и 160 А, между держателем и регулировочной втулкой — для контакторов на 400 А, между держателем и двумя регулировочными винтами — для контакторов на 250, 400 и 630 А. Затем натяжением динамометра определяется усилие, при котором полоска бумаги легко вытягивается. Это усилие должно соответствовать начальному нажатию контакта, указанному в табл. 15.1. Если натяжение не соответствует данным табл. 15.1, то вращением регулировочных винтов, гаек и втулок необходимо изменить затяжку контактной пружины. После установки требуемого нажатия регулировочные приспособления следует закрепить, чтобы настройка не нарушилась.

**Конечное нажатие** характеризует давление контактов при включенном контакторе. Соответствие этого показателя табличным данным возможно только для новых контактов. По мере их износа величина конечного нажатия будет уменьшаться. Для измерения конечного нажатия необходимо произвести полное включение контактов, для чего якорь магнитной системы прижимается к сердечнику и заклинивается либо подключается втягивающая катушка на полное напряжение. Между контактами зажимается полоска тонкой бумаги. На подвижный контакт надевается петля (как при измерении начального натяжения), которая оттягивается крюком динамометра до

тех пор, пока контакты не разойдутся настолько, что бумагу можно будет передвигать. Показания динамометра при этом фиксируют величину конечного нажатия на контактах. Конечное нажатие не регулируется, но контролируется. При его несоответствии указанному в табл. 15.1 необходимо заменить контактную пружину и весь процесс настройки произвести сначала.

### 15.1.6. Определение величин срабатывания контакторов

Величиной срабатывания (втягивания) и отпадания (отпускания) считается напряжение втягивания и отпадания катушки контактора, при котором происходит соответственно включение или отключение контактора. Определение величин срабатывания должно производиться на полностью собранном и подготовленном для эксплуатации контакторе. Перед началом процесса должны быть проверены и зафиксированы величины нажатий, растворов и провалов контактов и измерены сопротивления катушек. При втягивании катушка должна четко включать контактор без остановки или заметной задержки подвижной системы в промежуточном положении при подаче напряжения, равного 85% от его номинального значения, и удерживать якорь электромагнита контактора в полностью притянутом положении при напряжении, равном 70% от номинального (при этом допускается резкое гудение электромагнитов).

При размыкании цепи катушки подвижная система должна перемещаться до упора без остановки или заметной задержки в промежуточном положении.

Напряжение отпадания не лимитируется и может иметь любые значения, но должно замеряться и вноситься в протокол, так как характеризует некоторые элементы контактора (остаточный немагнитный зазор, конечное нажатие пружин, свободный ход якоря).

Согласно ПУЭ проверка напряжения втягивания контакторов не обязательна; их испытывают многократным включением и отключением пониженным напряжением: на включение $0{,}9U_н$ 5 раз, на отключение $0{,}8U_н$ 10 раз. Это испытание может быть заменено проверкой работы контакторов при комплексном опробовании схем, когда напряжение источника оперативного тока снижается до 80% от номинального.

Измерение напряжения втягивания необходимо производить достаточно быстро во избежание перегрева катушек и регулировочных устройств током включения. Контакторы, катушки которых потребляют ток не больше 2 А, испытываются по схеме (рис. 15.5, *а*), где в качестве потенциометра используется обычный реостат 500 Вт, 250 Ом; остальные — по схемам рис. 15.5, *б*, *в* или с помощью котельных трансформаторов мощностью 200 Вт, напряжением 220/36 В без использования регулировочного устройства.

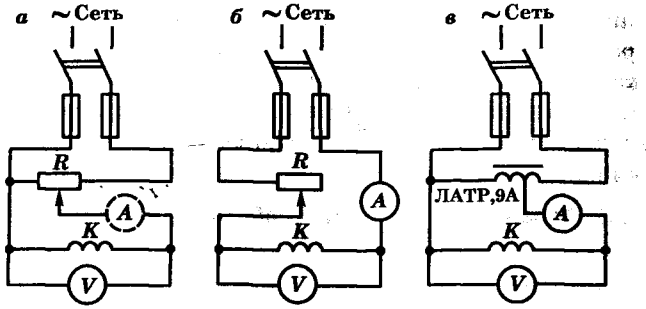



**Рис. 15.5. Схемы испытания контакторов:**
***а* — с током вытягивания катушек до 2 А;**
***б, в* — с током втягивания катушек более 2 А**

Повышение напряжения втягивания якоря у контакторов переменного тока может быть вызвано следующими причинами: увеличенным числом витков катушки (против номинального), завышенным зазором якоря, чрезмерной затяжкой возвращающей пружины, затиранием контактов в дугогасительной камере и осях.

### 15.1.7. Испытание работы электрической схемы контактора

После проведения регулировки настройки контактора в соответствии с пп. 15.1.1—15.1.6 подается напряжение на его оперативные цепи при отключенных силовых цепях. Нажатием соответствующих кнопок управления («Пуск», «Вперед», «Назад», «Стоп»), замыканием и размыканием контактов в цепи включающей катушки проверяется правильность действия контактора и его электрических блокировок. Сбои и неправильности в работе схемы устраняются проверкой схемы контактора по обозначениям на его внутренней схеме соединений. Если такая проверка не дала положительного результата, необходимо «прозвонить» мегомметром соответствующие цепи, предварительно сняв напряжение с оперативных цепей контактора. Окончательная проверка работы контактора производится подачей напряжения на его силовые цепи.

# 16. РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ

## 16.1. Технология дефектации и предремонтные испытания трансформатора

В процессе осмотра собранного трансформатора проверяют его комплектность, а также состояние его наружных частей: целостность сварных швов и соединений, отсутствие течи масла из фланцевых соединений арматуры с баком, механических повреждений циркуляционных труб, расширителя, трещин в армировочных швах и сколов фарфора выводов. Замеченные неисправности отмечают в дефектировочной ведомости [3, 26, 36].

**Предремонтные испытания трансформатора.** Проверка целостности и сопротивления изоляции обмоток осуществляется при помощи мегомметра или контрольной лампы.

Сопротивление изоляции обмоток измеряют мегомметром на 2,5 кВ всех фаз относительно корпуса и между обмотками разных напряжений. За сопротивление изоляции принимают одноминутное значение измеренного сопротивления $R_{60}$. Значение сопротивления изоляции не нормируется, но не должно быть ниже чем на 30% от установленного в результате статистических наблюдении или полученного при предыдущем ремонте.

*Степень увлажнения изоляции* определяют по коэффициенту абсорбции $K_{абс}$, представляющему собой отношение сопротивления изоляции, измеренное через 1 мин ($R_{60}$), к сопротивлению изоляции, измеренному через 15 с ($R_{15}$): $K_{абс} = R_{60} / R_{15}$.

*Измерения сопротивлений изоляции* относительно корпуса проводят мегомметром на 2,5 кВ. Для трансформаторов с напряжением до 35 кВ включительно величина коэффициента абсорбции должна быть не ниже 1,3 при температуре 10—30 °С.

*Измерение коэффициента трансформации* ($k$) проводят с целью обнаружения витковых замыканий в обмотках и замыканий в анцапфном переключателе. Для определения $k$ на обмотку высокого напряжения подают пониженное напряжение, обычно сетевое. Измеряют три линейных напряжения со стороны ВН и НН на всех ответвлениях фаз (положениях анцапфного переключателя). В соответствии с ГОСТ 11677—85 значение коэффициента трансформации не должно отличаться более чем на 12% от значений, полученных на соответствующих ответвлениях других фаз или от заводских (паспортных) значений.

*Измерение сопротивления обмоток постоянному току* осуществляется с целью проверки состояния цепей, контактов, паек. Сопротивление обмоток измеряют с помощью измерительного моста или методом, вольтметра—амперметра. В последнем случае во избежание

нагрева обмотки и внесения ошибок в результаты измерения. Ток при измерении не должен превышать 20% номинального. Сопротивления измеряют на всех выводах трансформатора для всех ответвлений обмоток всех фаз. При наличии выведенной нейтрали (нуля) измерения проводят между фазовым выводом и нулевым. Измеренное линейное значение сопротивления между линейными выводами пересчитывают на фазовое: соединение обмоток «звездой» $r_{ф} = r_{изм}/2$. Соединение обмоток «треугольником» $r_{ф} = 3/2r_{изм}$.

Измеренное сопротивление пересчитывают на температуру 75 °С по выражению

$$r_{75} = r_t \frac{310}{235 + t},$$

где $r_t$ — сопротивление фазы, измеренное при температуре обмотки $t$ °С.

Результаты измерений считают удовлетворительными, если сопротивления фаз одной и той же обмотки отличаются друг от друга и от данных заводских измерений не более чем на 2%.

## 16.2. Технология дефектации трансформатора при разборке (выемной части)

*Проверка обмотки.* При осмотре обмоток трансформатора обращают внимание на: состояние витковой изоляции (визуально); отсутствие деформации и смещения обмоток в радиальном и осевом направлениях относительно магнитопровода и относительно одна другой; состояние паек на обмотках и соединений на анцапфном переключателе; состояние охлаждающих каналов между обмотками, а также между обмоткой НН и магнитопроводом.

Изоляционные и дистанционные детали: цилиндры, перегородки, прокладки изготавливают преимущественно из электрокартона, а планки и рейки — из твердых пород дерева, обычно бука. При их осмотре необходимо проверить прочность крепления, отсутствия усушки, пробоев изоляции, которые сопровождаются появлением прожогов, трещин, обугливанием и растрескиванием.

Для определения состояния изоляции, например электрокартона, из нескольких мест (изоляции ярма, изоляции между слоями, витками и т.д.) вырезают образец в виде полоски, которую сгибают под прямым углом и затем свободно складывают вдвое без сдавливания места сгиба. Если при полном сгибании вдвое электрокартон не ломается, изоляция хорошая (свежая); если при полном сгибании образуются трещины, изоляция удовлетворительная; когда при полном сгибании изоляция ломается, она ограниченно годная; изоляция, которая ломается при сгибе до прямого угла, негодная.

Изоляцию по ее состоянию подразделяют на четыре класса: I класс — изоляция хорошая (при нажатии рукой мягкая и не дает трещин); II класс — изоляция удовлетворительная (при нажатии рукой сухая, твердая, но трещин не образует); III класс — изоляция ненадежная (при надавливании рукой на ней появляются мелкие трещины или расслоения); IV класс — изоляция плохая и к дальнейшей эксплуатации непригодна (при нажатии рукой осыпается).

Если при ремонте требуется изготовление новых обмоток, а заводская техническая документация отсутствует, необходимо составить подробный эскиз установки обмоток на магнитопроводе. При этом следует указать размеры окна и магнитопровода, а также катушек, изоляции и каналов в радиальном и осевом направлениях.

*Проверка магнитопровода.* При дефектации магнитопровода обращают внимание на: отсутствие отслаивания листов активной стали; отсутствие цветов побежалости и ржавчины на стали, что свидетельствует об удовлетворительном состоянии межлистовой изоляции и магнитопровода (отсутствие перегрева); качество шихтовки (отсутствие перекоса стержней, увеличенных зазоров в местах стыков); состояние изоляции стяжных шпилек и ярмовых балок; качество прессовки активного железа.

Состояние изоляции стяжных шпилек и ярмовых балок оценивают по значению сопротивления изоляции их относительно магнитопровода. Сопротивление изоляции измеряется мегомметром на 1—2,5 кВ. Значение сопротивления изоляции не нормировано. Исходя из опыта ремонта и эксплуатации трансформаторов считают, что сопротивление изоляции этих частей относительно магнитопровода должно быть не ниже 10 МОм.

Качество прессовки магнитопровода проверяют остро заточенным ножом: кончик его лезвия при среднем усилии нажатия не должен входить между листами стали на глубину более 3 мм.

## 16.3. Технология испытаний трансформатора после ремонта

В объем контрольных испытаний входят: измерение сопротивления изоляции обмоток, измерение сопротивления обмоток постоянному току, испытание электрической прочности трансформаторного масла, измерение тока и потерь холостого хода, проверка коэффициента трансформации на всех ответвлениях фаз, проверка группы соединения обмоток, измерение напряжения и потерь короткого замыкания, испытание электрической прочности изоляции, испытание бака трансформатора [3, 28, 36].

*Измерение сопротивление изоляции обмоток* производится между каждой обмоткой и корпусом (баком, магнитопроводом), а также

между обмотками различного уровня напряжения. При этом обмотка, не участвующая в измерении, соединяется с баком и заземляется. Сопротивление изоляции трансформаторов измеряют мегомметром на 2,5 кВ. По ГОСТ 3484—88 сопротивление изоляции трансформаторов мощностью менее 16000 кВ·А и напряжением до 35 кВ включительно можно измерять мегомметром на 1 кВ.

При измерении сопротивления изоляции определяют *коэффициент абсорбции*, который при неувлажненной изоляции должен быть не ниже 1,3. В настоящее время выпускают мегомметры Ф-4100 специально для измерения сопротивления через 60 и 15 с. При оценке результатов измерения учитывают значения сопротивления, ранее измеренные на однотипных трансформаторах.

*Измерение сопротивления обмоток постоянному току* осуществляется методом амперметра—вольтметра для всех доступных ответвлений обмоток всех фаз. Ток при измерении не должен превышать 20% номинального тока обмотки.

Сопротивление фазы: при соединении «звезда» $r_ф = r_{ср}/2$; при соединении «треугольник» $r_ф = 3r_{ср}/2$, где $r_{ср}$ — среднее измеренное сопротивление между линейными выводами, Ом.

Сопротивления фаз одной и той же обмотки не должны отличаться друг от друга более чем на ±5% или не более чем на ±2% от расчетных.

Характерные дефекты, которые обнаруживают при измерениях: некачественные пайки и контакты в обмотках; неправильное сочетание обмоточного провода; обрыв параллельных проводов в обмотках.

При необходимости высокой точности измерений пользуются мостом постоянного тока, например Р-329 с встроенным гальванометром. Испытание электрической прочности трансформаторного масла производят на аппаратах АИ-80 согласно требованиям ГОСТ 6581—75.

*Измерение тока и потерь холостого хода.* Ток и потери холостого хода трансформатора определяют при опыте холостого хода, когда к одной из обмоток трансформатора (обычно НН) при разомкнутых других обмотках подводят номинальное напряжение номинальной частоты и практически синусоидальной формы.

Номинальные значения потерь $\Delta P_0$ и тока холостого хода для трансформаторов с напряжением до 35 кВ включительно и мощностью 25—630 кВ·А оговорены в ГОСТ 12022—76, а для трансформаторов мощностью 1000—6300 кВ·А — в ГОСТ 11920—93.

Результаты измерений считают удовлетворительными, если ток холостого хода не превышает более чем на 30%, а его потери — более чем на 15% нормативных значений. Возрастание потерь холостого хода — следствие неудовлетворительной межлистовой изоляции; тока

холостого хода — увеличенных зазоров в стыках. Замыкание многопараллельных обмоток может привести к увеличению потерь холостого хода до полуторакратного значения потерь в магнитной системе без существенного изменения тока холостого хода.

*Проверка коэффициента трансформации.* Коэффициентом трансформации пары обмоток называют отношение номинального напряжения обмотки (или ее ответвления) более высокого напряжения к номинальному напряжению обмотки (или ее ответвления) более низкого напряжения при холостом ходе трансформатора. Для его определения пользуются методом двух вольтметров. ГОСТ 11677—85 устанавливает допуск на отклонение фактического коэффициента трансформации от расчетного в 0,5%.

*Проверка группы соединения обмоток.* Под группой соединения понимают угловое смещение векторов линейных ЭДС обмоток ВН и НН, деленное на 30°. В соответствии с ГОСТ 11677—85 приняты следующие схемы и группы соединения двухобмоточных трансформаторов: «звезда» / «звезда с нулем» — 0; «звезда» / «треугольник» — 11; «звезда с нулем» / «треугольник» — 11; «звезда» / «зигзаг с нулем» — 11; «треугольник» / «звезда с нулем» — 11.

При проверке группы соединения обмоток выявляют дефекты, вызванные неправильным направлением намотки, неправильной сборкой схемы, неправильным подсоединением обмоток к линейным выводам.

Таблица 16.1

**Определение группы соединения обмоток**

| Группа соединения обмоток | Результаты измерения напряжения на выводах | | | |
|---|---|---|---|---|
| | Вв | Вс | Сс | Св |
| 0 | М | М | М | М |
| 1 | М | Р | М | М |
| 2 | М | Б | М | М |
| 3 | Р | Б | Р | М |
| 4 | Б | Б | Б | М |
| 5 | Б | Б | Б | Р |
| 6 | Б | Б | Б | Б |
| 7 | Б | Р | Б | Б |
| 8 | Б | М | Б | Б |
| 9 | Р | М | Р | Б |
| 10 | М | М | М | Б |
| 11 | М | М | М | Р |

Для проверки группы соединения трехфазного двухобмоточного трансформатора соединяют проводником вывод $A$ обмотки ВН и вывод $a$ обмотки НН. К обмотке ВН подводят пониженное симметричное напряжение. Затем измеряют напряжение на выводах Вв, Вс, Сс и Св. Последние могут быть больше (Б), равны (Р) или меньше (М) напряжения, подсчитываемого по выражению $U = U_2\sqrt{k^2+1}$, где $U_2$ — линейное напряжение на выводах обмотки НН (находят по опыту), В; $k$ — коэффициент трансформации испытуемого трансформатора. По табл. 16.1 определяют группу соединения обмоток.

*Измерение напряжения* ($U_к$) *и потерь короткого замыкания* ($\Delta P_к$) производят в опыте короткого замыкания. При этом обмотку НН замыкают накоротко, к обмотке ВН подводят такое напряжение номинальной частоты, при котором в обмотках устанавливаются номинальные токи.

ГОСТ 11677—85 устанавливает следующие допуски: на потери и на напряжение КЗ ±10%. При несоответствии напряжения КЗ расчетному причину следует искать в геометрических размерах обмоток.

*Испытание электрической прочности* главной изоляции трансформатора (изоляции между обмотками) производят повышенным напряжением номинальной частоты. Испытательное напряжение для силовых трансформаторов, заполненных маслом (ГОСТ 1516.1—76), прикладывается между замкнутой накоротко испытываемой обмоткой и заземленным баком, к которому присоединены все другие обмотки трансформатора и магнитопровод (рис. 16.1). Сначала испытывают обмотку НН, затем ВН.

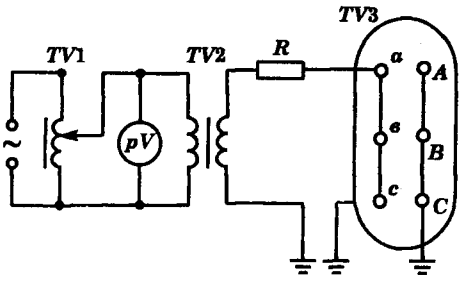



**Рис. 16.1. Принципиальная схема испытания электрической прочности главной изоляции трансформатора: *TV*1 — регулировочный автотрансформатор; *TV*2 — измерительный трансформатор; *R* — токоограничивающий защитный резистор; *TV*3 — испытываемый трансформатор**

Трансформатор считается выдержавшим испытание, если в течение 1 мин не произошло пробоя изоляции (по звуку), выделения газа и дыма или снижения испытательного напряжения. Испытание витковой изоляции (между витками, слоями и отдельными секциями) проводят индуцированным напряжением в опыте холостого хода, подавая на выводе обмотки НН напряжение, равное 1,3 от номинального, в течение 1 мин.

*Испытание бака трансформатора.* В соответствии с ГОСТ 11677—85 баки трансформаторов испытывают после полной сборки и заливки трансформаторов: мощностью до 630 кВ·А — давлением столба масла 3 м над расширителем в течение 5 мин при температуре масла 10—35 °С; мощностью 1000—6300 кВ·А — давлением столба масла высотой 1,5 м над верхним уровнем крышки при температуре масла 20—60 °С. Результаты испытания считают удовлетворительными, если на наружных частях бака и в уплотнениях не обнаружено течи масла.

# 17. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

## 17.1. Требования безопасности при производстве работ в электроустановках

Работы в электроустановках в отношении мер безопасности подразделяются на выполняемые: со снятием напряжения; без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них; без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением.

При одновременной работе в электроустановках напряжением до и выше 1000 В категории работ определяются применительно к электроустановкам напряжением выше 1000 В.

К работам, выполняемым со снятием напряжения, относятся работы, которые производятся в электроустановке (или части ее), в которой с токоведущих частей снято напряжение.

К работам, выполняемым без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них, относятся работы, проводимые непосредственно на этих частях. В электроустановках напряжением выше 1000 В, а также на воздушных линиях электропередачи (ВЛ) напряжением до 1000 В к этим же работам относятся работы, выполняемые на расстояниях от токоведущих частей меньше указанных в табл. 17.1.

Таблица 17.1

**Безопасное расположение людей при обслуживании электроустановок**

| Напряжение электроустановки | Расстояние до токоведущих частей, м | |
|---|---|---|
| | от людей и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений | от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положениях, от стропов грузозахватных приспособлений и грузов |
| До 1000 В | На ВЛ 0,6 | 1,0 |
| | В РУ без прикосновения не нормируется | 1,0 |
| 3—35 кВ | 0,6 | 1,0 |
| 60—110 кВ | 1,0 | 1,5 |
| 150 кВ | 1,5 | 2,0 |
| 220 кВ | 2,0 | 2,5 |

Работы без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них должны выполняться не менее чем двумя лицами, один из которых — производитель работ должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV, остальные — не ниже III. В электроустановках напряжением выше 1000 В работы без снятия напряжения на

токоведущих частях и вблизи них должны производиться с применением средств защиты для изоляции человека от токоведущих частей либо от земли. При изоляции человека от земли работы должны осуществляться в соответствии со специальными инструкциями или технологическими картами, в которых предусмотрены необходимые меры безопасности.

При работе в электроустановках напряжением до 1000 В без снятия напряжения на токоведущих частях и вблизи них необходимо:

— оградить расположенные вблизи рабочего места другие токоведущие части, находящиеся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение;

— работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на диэлектрическом ковре;

— применять инструмент с изолирующими рукоятками (у отверток, кроме того, должен быть изолирован стержень); при отсутствии такого инструмента пользоваться диэлектрическими перчатками.

Без применения электрозащитных средств запрещается прикасаться к изоляторам электроустановки, находящейся под напряжением.

В электроустановках запрещается работать в согнутом положении, если при выпрямлении расстояние до токоведущих частей будет меньше указанного в графе 2 табл. 17.1. При производстве работ около не огражденных токоведущих частей запрещается располагаться так, чтобы эти части находились сзади или с обеих боковых сторон.

Применяемые для ремонтных работ подмости и лестницы должны быть изготовлены по ГОСТу или ТУ на них. Основания лестниц, устанавливаемых на гладких поверхностях, должны быть обиты резиной, а на основаниях лестниц, устанавливаемых на земле, должны быть острые металлические наконечники. Лестницы должны верхним концом надежно опираться на прочную опору. При необходимости опереть лестницу на провод она должна быть снабжена крючками в верхней части. Связанные лестницы применять запрещается.

При установке приставных лестниц на подкрановых балках, элементах металлических конструкций и т.п. необходимо надежно прикрепить верх и низ лестницы к конструкциям.

При обслуживании, а также ремонтах электроустановок применение металлических лестниц запрещается. Работу с использованием лестниц выполняют два лица, одно из которых находится внизу.

Работы на ВЛ в зоне наведенного напряжения, связанные с прикосновением к проводу (тросу), опущенному с опоры вплоть до земли, должны производиться с применением электрозащитных средств (перчатки, штанги) или с металлической площадки, соединенной для выравнивания потенциала проводником с этим проводом (тросом).

Допускается производство работ с земли без применения электрозащитных средств и металлической площадки при условии наложения заземления на провод (трос) в непосредственной близости к каждому месту прикосновения, но не далее 3 м от работающих людей.

При приближении грозы должны быть прекращены все работы на ВЛ и в ОРУ, а в ЗРУ — работы на вводах и коммутационной аппаратуре, непосредственно подсоединенной к воздушным линиям.

Во время дождя и тумана запрещаются работы, требующие применения защитных изолирующих средств.

При обнаружении замыкания на землю запрещается приближаться к месту замыкания на расстояние менее 4 м в закрытых и менее 8 м в открытых РУ. Приближение к этому месту на более близкое расстояние допускается только для производства операций с коммутационной аппаратурой для ликвидации замыкания на землю, а также при необходимости оказания первой помощи пострадавшим.

В этих случаях обязательно следует пользоваться как основными, так и дополнительными электрозащитными средствами.

Персоналу следует помнить, что после исчезновения напряжения с электроустановки оно может быть подано вновь без предупреждения.

Установка и снятие предохранителей, как правило, производятся при снятом напряжении. Под напряжением, но без нагрузки допускается снимать и устанавливать предохранители на присоединениях, в схеме которых отсутствуют коммутационные аппараты.

Под напряжением и под нагрузкой допускается заменять предохранители трансформаторов напряжения во вторичных цепях, сетях освещения и предохранители пробочного типа в электроустановках напряжением до 1000 В.

При снятии и установке предохранителей под напряжением необходимо пользоваться в электроустановках напряжением выше 1000 В изолирующими клещами (штангой), диэлектрическими перчатками и защитными очками (маской); в электроустановках напряжением до 1000 В — изолирующими клещами или диэлектрическими перчатками, а при наличии открытых плавких вставок и защитными очками (маской).

## 17.2. Требования Госэнергонадзора Республики Беларусь по применению устройств защитного отключения

В связи с вводом в действие с 01.07.2001 г. пособия к СНиП 2.08.01—89 «Электроустановки жилых и общественных зданий» и предложения об учете требований этого документа с 01.01.2001 г. (письмо № 06-2/05-10198 от 08.12.2000 г.) с учетом практики применения

активных средств защиты людей от поражения электрическим током Госэнергонадзор Республики Беларусь указанием от 19.12.2000 г. № 8 предъявил следующие требования к электроустановкам потребителей:

1. Межгосударственные стандарты на электроустановки зданий (ГОСТ 30331.1—95 и ГОСТ 30331.9—95), введенные в Республике Беларусь с 01.06.1999 г., распространяются на электроустановки: жилых зданий, производственных зданий, торговых предприятий, общественных зданий, сельскохозяйственных строений, жилых автофургонов и стоянок для них, стройплощадок, зрелищных сооружений и других временных сооружений.

Все проекты указанных выше электроустановок зданий, начатые разработкой после 01.06.1999 г., должны учитывать требования новых стандартов, в том числе и введенного с 01.03.1999 г. ГОСТ 30339—95 «Электроснабжение и электробезопасность мобильных (инвентарных) зданий из металла и с металлическим каркасом для уличной торговли и бытового обслуживания населения».

До приведения Правил устройства электроустановок в соответствие с данными стандартами их следует применять в части требований, не противоречащих этим стандартам.

2. При рассмотрении и согласовании проектов, а также при допуске электроустановок в эксплуатацию руководствоваться следующим:

Применение устройств защитного отключения (УЗО) является обязательным в следующих случаях:

для групповых линий, питающих розеточные сети, находящиеся вне помещений;

для групповых линий, питающих розеточные сети, находящиеся в помещениях особо опасных и с повышенной опасностью в отношении поражения электрическим током;

для групповых линий питания светильников местного стационарного освещения при напряжении сети выше 25 В, устанавливаемых в помещениях особо опасных и с повышенной опасностью поражения электрическим током;

для групповых линий питания светильников общего освещения класса защиты I, устанавливаемых в помещениях особо опасных и с повышенной опасностью поражения электрическим током при высоте установки менее 2,5 м над полом или площадкой обслуживания (указанное требование не распространяется на светильники, обслуживаемые с кранов);

для групповых линий, питающих розетки на столах учеников в кабинетах и лабораториях школ;

для систем стационарного электрообогрева;

для групповых линий, питающих электроприемники, монтируемые в ванных, душевых и парильных помещениях (если они присоединены к сети без разделительного трансформатора);

для групповых сетей установок световой рекламы и архитектурного освещения зданий;

в случаях, когда устройство защиты от сверхтока не обеспечивает нормируемое время автоматического отключения из-за низких значений токов короткого замыкания и электроустановка не охвачена системой уравнивания электрических потенциалов.

3. Применение УЗО рекомендуется в следующих случаях:

для групповых линий, питающих штепсельные розетки на столах для проведения опытов в высших и средних специальных учебных заведениях;

для групповых линий, питающих штепсельные розетки, электроплиты, насосы, электроводонагреватели в квартирах, коттеджах, домиках на участках садоводческих товариществ и хозпостройках;

для групповых линий, питающих демонстрационные стенды;

в действующем жилом фонде с двухпроводными сетями, где электроприемники не имеют защитного заземления, особенно при плохом состоянии электропроводки (в этом случае УЗО срабатывают только при появлении дифференциального тока, т.е. при непосредственном прикосновения к токопроводящим частям);

в сетях, где токи короткого замыкания недостаточны для срабатывания максимальной токовой зашиты.

4. Запрещается применение УЗО с действием их на отключение для электроприемников, отключение которых может привести к опасным последствиям: созданию непосредственной угрозы для жизни людей, возникновению взрывов, пожаров и т.п. Установка УЗО на линиях охранно-пожарной сигнализации не допускается.

## ПРИЛОЖЕНИЯ

### Приложение 1

**Минимально допустимые значения $R_{60}$ для трансформаторов напряжением до 35 кВ**

| Мощность трансформаторов, кВ·А | $R_{60}$, МОм, при температуре, °С | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 |
| До 6300 включительно | 450 | 300 | 200 | 130 | 90 | 60 | 40 |
| 10 000 и более | 900 | 600 | 400 | 260 | 180 | 120 | 80 |

### Приложение 2

**Максимальные значения tgδ для трансформаторов до 35 кВ**

| Мощность трансформаторов, кВ·А | tgδ, %, при температуре, °С | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 10 | 20 | 30 | 40 | 50 | 60 | 70 |
| До 6300 включительно | 1,2 | 1,5 | 2 | 2,6 | 3,4 | 4,0 | 6,0 |
| 10 000 и более | 0,8 | 1,0 | 1,3 | 1,7 | 2,4 | 3,0 | 4,0 |

### Приложение 3

**Максимальные значения $C_2/C_{50}$ для трансформаторов**

| Мощность трансформаторов, кВ·А | $C_2/C_{50}$ при температуре обмоток, °С | | |
|---|---|---|---|
| | 10 | 20 | 30 |
| До 6300 включительно | 1,1 | 1,2 | 1,3 |
| 10 000 и более | 1,058 | 1,15 | 1,25 |

### Приложение 4

**Поправочные температурные коэффициенты для приведения значений электрических параметров изоляции**

| Коэффициент | Разность температур $t_1 - t_2$ | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 5 | 10 | 15 | 20 | 25 | 30 | 35 | 40 | 45 | 50 | 55 | 60 |
| $k_1$ | 1,15 | 1,31 | 1,51 | 1,75 | 2,0 | 2,3 | 2,65 | 3,0 | 3,5 | 4,0 | 4,6 | 5,3 |
| $k_2$ | 1,23 | 1,5 | 1,84 | 2,25 | 2,75 | 3,4 | 4,15 | 5,1 | 6,2 | 7,5 | 9,2 | 11,2 |
| $k_3$ | 1,25 | 1,55 | 1,95 | 2,4 | 3,0 | 3,7 | 4,6 | 5,7 | 7,0 | 8,8 | — | — |

## ЛИТЕРАТУРА

1. Соколов Б.А., Соколов Н.Б. Монтаж электрических установок. — М.: Энергоатомиздат, 1990.

2. Князевский Б.А., Трунковский Л.Е. Монтаж и эксплуатация электроустановок промышленных предприятий. — М.: Высш. шк., 1984.

3. Практикум по технологии монтажа и ремонта электрооборудования. — М.: Агропромиздат, 1990.

4. Правила устройства электроустановок. — 6-е изд. перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1985.

5. ТП 4.407—36/70. Детали и узлы внутренних силовых и осветительных электроустановок в сельскохозяйственных помещениях. — М.: Сельэнергопроект, 1970.

6. СНиП 3.05.06—85. Электротехнические устройства. Правила производства и приемки работ. — М.: Стройиздат, 1986.

7. Куценко Г.Ф. Монтаж, эксплуатация и ремонт электроустановок. — Мн.: Дизайн ПРО, 2003.

8. Атабеков В.Б. Монтаж электрических сетей и силового электрооборудования. — М.: Высш. шк., 1985.

9. Справочник по монтажу электроустановок промышленных предприятий: В 2 кн. — М.: Энергоиздат, 1982. Кн. 2.

10. Живов М.С. Монтаж осветительных электроустановок. — М.: Высш. шк., 1984.

11. Нейштадт Е.Т. Лабораторный практикум по предмету «Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования предприятий и установок»: Учебн. пособие. — М.: Высш. шк., 1991.

12. Пантелеев Е.Г. Монтаж и ремонт кабельных линий: Справочник электромонтажника. — М.: Энергоатомиздат, 1990.

13. Сооружение и эксплуатация кабельных линий. — М.: Энергия, 1974.

14. Техническая документация на кабельные муфты для силовых кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией до 35 кВ. — М.: Энергоатомиздат, 1982.

15. Справочник по ремонту и техническому обслуживанию электрических сетей. — М.: Энергоатомиздат, 1987.

16. Энергетика. Кабельная арматура. Фирма Raychem, 98/99.

17. Инструкция по монтажу термоусаживаемых муфт ТЕРМОФИТ—10СТп. — СПб.: ЗАО «ТЕРМОФИТ», 2000.

18. Справочник по строительству электросетей 0,38 кВ. — М.: Энергоиздат, 1982.

19. Каетанович М.М. Монтаж воздушных линий электропередачи до 110 кВ: Справочник электромонтажника. — М.: Энергия, 1976.

20. Магидин Ф.А. Электромонтажные работы: В 11 кн. Кн. 8. Ч. 1. Воздушные линии электропередачи. — М.: Высш. шк., 1991.

21. Магидин Ф.А. Сооружение воздушных линий электропередачи. — М.: Энергоатомиздат, 1984.

22. Гордон С.В. Сооружение воздушных линий электропередачи. — М.: Энергоатомиздат, 1984.

23. Правила устройства воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 кВ с изолированными самонесущими проводами (ПУ ВЛИ 0,38 кВ). — Мн.: Минтопэнерго, 1996.

24. Типовой проект 3.407—82. Вводы линий электропередачи до 1 кВ в здания. — М.: Сельэнергопроект, 1970.

25. ТП 407.3.327. Установка комплектных трансформаторных подстанций напряжением 10/0,4 кВ тупикового типа мощностью 400 и 630 кВ·А. — М.: Сельэнергопроект, 1970.

26. Пястолов А.А., Мешков А.А., Вахромеев А.Л. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования. — М.: Колос, 1981.

27. Елкин Ю.С. Монтаж электрических машин и трансформаторов. — М.: Энергия, 1979.

28. Нормы и объем испытаний электрооборудования Белорусской энергосистемы. — Мн.: Ред. журн. «Тыдзень», 2000.

29. Справочная книга для проектирования электрического освещения / Под ред. Г.М. Кнорринга. — Л.: Энергия, 1976.

30. Справочная книга по светотехнике / Под ред. Ю.Б. Айзенберга. — М.: Энергоатомиздат, 1983.

31. Уэймаус Д. Газоразрядные лампы. — М.: Энергия, 1977.

32. Справочник по наладке электрооборудования промышленных предприятий. — М.: Энергоатомиздат, 1993.

33. Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования. — М.: АО «Фирма ОРГРЭС», 1998.

34. Инструкция по эксплуатации воздушных линий напряжением 0,38 кВ с изолированными проводами (ВЛИ). — Мн.: Минтопэнерго, 1996.

35. Справочник по монтажу электроустановок промышленных предприятий: В 2 кн. — М.: Энергоиздат, 1982. Кн. 1.

36. Каганович Е.А., Райхлин И.М. Испытание трансформаторов до 6300 кВ·А и напряжением до 35 кВ. — М.: Энергия, 1980.

37. Степаньчук К.Ф., Тиняков А.А. Техника высоких напряжений. — Мн.: Высш. шк., 1982.

38. Техника высоких напряжений / Под ред. Д.В. Разевига. — М.: Энергия, 1976.

39. Слоним Н.М. Испытание асинхронных двигателей при ремонте. — М.: Энергия, 1980.

40. Третьяков М.Н. Испытание электродвигателей малой мощности. — М.: Энергия, 1966.

41. Гемке Р.Г. Неисправности электрических машин. — Л.: Энергия, 1969.

42. Думов С.И. Лабораторные работы по технологии электрической сварки. — Л.: Машиностроение, Ленингр. отд-ние, 1982.

43. Маршак Е.Л. Ремонт и модернизация асинхронных двигателей. — М.: Энергия, 1976.

44. Вернер В.В., Вартанов Г.Л. Электромонтер-ремонтник. — М.: Высш. шк., 1982.

45. Жерве Г.К. Промышленные испытания электрических машин. — Л.: Энергоиздат, 1984.

46. Новодворец Л.А. Проверка, регулировка, настройка контакторов переменного тока. — М.: Энергия, 1979.

## СОДЕРЖАНИЕ

Принятые сокращения ..... 3
Предисловие ..... 4
**ЧАСТЬ 1. ТЕХНОЛОГИЯ МОНТАЖА, ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК** ..... 5
Оглавление ..... 6
Введение ..... 10
**РАЗДЕЛ I. МОНТАЖ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ** ..... 12
1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ МОНТАЖА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ..... 12
1.1. Система нормативных документов ..... 12
1.2. Проектная документация ..... 14
1.3. Управление электромонтажным производством ..... 16
1.4. Основные этапы производства электромонтажных работ ..... 17
1.5. Подготовка производства электромонтажных работ ..... 19
1.6. Организация и производство электромонтажных работ ..... 22
2. МОНТАЖ ВНУТРЕННИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ..... 24
2.1. Определения ..... 24
2.2. Общие требования к монтажу электропроводок ..... 24
2.3. Прокладка проводов в стальных трубах ..... 26
2.4. Прокладка проводов на тросах и струнах ..... 28
2.5. Монтаж шинопроводов напряжением до 1 кВ ..... 29
2.6. Монтаж проводок во взрывоопасных зонах ..... 30
2.7. Испытание внутренних электрических сетей ..... 33
3. МОНТАЖ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 10 кВ ..... 34
3.1. Общие положения и требования ..... 34
3.2. Прокладка кабелей в траншеях ..... 36
3.3. Прокладка кабелей внутри зданий ..... 38
3.4. Прокладка кабелей в кабельных сооружениях ..... 38
3.5. Заземление кабелей и кабельных конструкций ..... 40
3.6. Монтаж соединительных и концевых кабельных муфт и заделок ..... 41
3.7. Монтаж термоусаживаемых соединительных и концевых муфт ..... 44
3.8. Испытания силовых кабельных линий ..... 45
4. МОНТАЖ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 10 кВ ..... 47
4.1. Общие требования и определения ..... 47
4.2. Подготовительные работы к монтажу воздушных линий ..... 47
4.3. Раскатка и соединение проводов и тросов ..... 48
4.4. Натяжение и крепление проводов и тросов к опорам с подвесными изоляторами ..... 52
4.5. Монтаж воздушных линий напряжением до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами ..... 53
4.6. Нормы приемосдаточных испытаний воздушных линий напряжением свыше 1 кВ ..... 55
4.7. Сдача и приемка воздушных линий в эксплуатацию ..... 57

5. МОНТАЖ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ..... 58
5.1. Подготовительные работы по монтажу подстанций ..... 58
5.2. Монтаж заземляющих устройств ..... 59
5.3. Монтаж коммутационных аппаратов ..... 62
5.4. Монтаж токоограничивающих и грозозащитных аппаратов ..... 66
5.5. Монтаж силовых трансформаторов ..... 69
5.6. Монтаж трансформаторов тока и напряжения ..... 73
5.7. Монтаж аккумуляторных батарей и статических конденсаторных установок ..... 75
6. МОНТАЖ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И АППАРАТОВ УПРАВЛЕНИЯ ..... 77
6.1. Технологическая последовательность операций ..... 77
6.2. Установка и выверка фундаментных плит ..... 77
6.3. Установка и выверка подшипниковых стояков ..... 78
6.4. Центровка валов электрических машин ..... 79
6.5. Проверка поверхности коллектора и установка щеточных траверс ..... 81
6.6. Основные способы сушки изоляции электрических машин ..... 82
6.7. Испытания электрических машин перед пуском ..... 84
6.8. Пуск электрических машин. Сдача-приемка смонтированных электрических машин ..... 85
7. МОНТАЖ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ КРАНОВ ..... 87
7.1. Общие сведения ..... 87
7.2. Монтаж троллеев и электропроводки ..... 88
7.3. Монтаж электрических машин и аппаратов ..... 90
**РАЗДЕЛ II. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ** ..... 92
8. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ХОЗЯЙСТВА ..... 92
8.1. Задачи эксплуатации энергетического хозяйства ..... 92
8.2. Управление энергетическим хозяйством ..... 93
8.3. Система планово-предупредительного технического обслуживания и ремонта ..... 95
8.4. Формы эксплуатации электроустановок ..... 97
8.5. Порядок приемки в эксплуатацию вновь смонтированных электроустановок ..... 98
9. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ВНУТРИЦЕХОВЫХ СЕТЕЙ И ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ..... 99
9.1. Приемка в эксплуатацию внутрицеховых электросетей и осветительных электроустановок после монтажа ..... 99
9.2. Эксплуатация внутрицеховых электросетей ..... 100
9.3. Эксплуатация осветительных электроустановок ..... 102
9.4. Особенности эксплуатации газоразрядных источников света и металлогалогенных ламп для световодов ..... 104

10. ЭКСПЛУАТАЦИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ... 107
10.1. Приемка кабельных линий в эксплуатацию ... 107
10.2. Эксплуатация кабельных линий ... 108
10.3. Определение мест повреждений кабельных линий ... 110
10.4. Испытание кабельных линий ... 113
11. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 10 кВ ... 115
11.1. Приемка воздушных линий в эксплуатацию ... 115
11.2. Обход и осмотры воздушных линий ... 115
11.3. Технология эксплуатационных работ на воздушных линиях ... 118
11.4. Эксплуатация воздушных линий напряжением 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами ... 122
11.5. Профилактические испытания воздушных линий ... 124
12. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ... 128
12.1. Приемка в эксплуатацию трансформаторных подстанций ... 128
12.2. Эксплуатация оборудования подстанций и распределительных устройств ... 129
12.3. Эксплуатация электрических контактов ... 131
12.4. Эксплуатация силовых трансформаторов ... 132
12.5. Эксплуатация трансформаторного масла ... 140
12.6. Эксплуатация конденсаторных установок ... 143
12.7. Эксплуатация кислотных аккумуляторных батарей ... 145
12.8. Испытания электрооборудования трансформаторных подстанций ... 148
13. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ ... 152
13.1. Приемка вновь вводимых в эксплуатацию электроприводов ... 152
13.2. Техническое обслуживание электроприводов ... 153
13.3. Техническое обслуживание подшипников качения электрических машин ... 155
13.4. Техническое обслуживание подшипников скольжения электрических машин ... 156
13.5. Техническое обслуживание обмоток электрических машин ... 157
13.6. Техническое обслуживание щеточно-коллекторного узла ... 159
13.7. Эксплуатация электродвигателей ... 161
13.8. Испытание электроприводов ... 164
14. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ КРАНОВ И ПОДЪЕМНИКОВ ... 167
14.1. Приемка в эксплуатацию электрооборудования вновь смонтированных кранов и подъемников ... 167
14.2. Эксплуатация и техническое обслуживание электрооборудования кранов и грузоподъемных машин ... 168
15. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕРМИЧЕСКИХ И СВАРОЧНЫХ УСТАНОВОК ... 171
15.1. Прием в эксплуатацию электрооборудования электротермических и сварочных установок ... 171
15.2. Техническое обслуживание электротермических установок ... 172
15.3. Техническое обслуживание электросварочных установок ... 175
15.4. Техническое обслуживание сварочных агрегатов ... 176

**РАЗДЕЛ III. РЕМОНТ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ** ..... 179
16. МЕХАНИЧЕСКИЙ РЕМОНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН ..... 179
16.1. Организация ремонта электрооборудования ..... 179
16.2. Структура электроремонтной мастерской ..... 180
16.3. Неисправности электрических машин ..... 183
16.4. Разборка и сборка электродвигателей ..... 184
16.5. Ремонт подшипников скольжения ..... 189
16.6. Ремонт подшипников качения ..... 191
16.7. Ремонт сердечников статора и ротора ..... 193
16.8. Ремонт валов электрических машин ..... 194
16.9. Ремонт токособирательной системы ..... 197
16.10. Ремонт контактных колец и щеточного аппарата ..... 200
17. РЕМОНТ ОБМОТОК МАШИН ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ..... 202
17.1. Технология и оборудование электрообмоточного цеха ..... 202
17.2. Неисправности обмоток электрических машин ..... 203
17.3. Восстановление круглых обмоточных медных проводов ..... 204
17.4. Перемотка обмоток статора ..... 206
17.5. Пропитка и сушка электродвигателей ..... 213
17.6. Испытание электрических машин после ремонта ..... 215
18. РЕМОНТ ОБМОТОК МАШИН ПОСТОЯННОГО ТОКА ..... 218
18.1. Основные неисправности обмоток ..... 218
18.2. Ремонт обмоток якоря, полюсов и бандажей ..... 219
18.3. Изготовление полюсных катушек ..... 221
18.4. Ремонт обмоток якорей из прямоугольного провода ..... 223
18.5. Пропитка и сушка обмоток ..... 224
18.6. Перерасчет параметров обмоток ..... 227
19. ВОССТАНОВЛЕНИЕ ОБМОТОЧНОГО ПРОВОДА ..... 230
19.1. Технология снятия изоляции и очистки старого провода ..... 230
19.2. Технология изолирования при восстановлении изоляции обмоточных проводов ..... 232
19.3. Намотка изоляции на провода ..... 233
20. РЕМОНТ ПУСКОРЕГУЛИРУЮЩЕЙ АППАРАТУРЫ ..... 236
20.1. Виды и причины повреждений пускорегулирующей аппаратуры .. 236
20.2. Ремонт выключателей, предохранителей и магнитопроводов ..... 237
20.3. Ремонт изоляционных частей, дугогасительных камер, катушек контакторов и магнитных пускателей ..... 238
20.4. Ремонт рубильников, резисторов и реостатов ..... 240
20.5. Проверка и испытание отремонтированных аппаратов ..... 242
21. РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ ..... 244
21.1. Основные виды повреждений силовых трансформаторов ..... 244
21.2. Разборка силовых трансформаторов ..... 246
21.3. Ремонт обмоток и магнитопровода ..... 247
21.4. Ремонт вводов, бака, расширителей и переключателей напряжения .... 248
21.5. Сборка силовых трансформаторов ..... 252
21.6. Ремонт сварочных трансформаторов и регуляторов тока ..... 252
21.7. Испытание силовых трансформаторов после ремонта ..... 253
Литература ..... 255

**Часть 2. ПРАКТИКА МОНТАЖА, ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК** ... 259
Оглавление ... 260
**РАЗДЕЛ I. МОНТАЖ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ** ... 263
1. МОНТАЖ ВНУТРЕННИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ... 263
1.1. Электропроводки в трубах ... 263
1.1.1. Область применения и выбор труб ... 263
1.1.2. Общие правила монтажа труб для электропроводок ... 266
1.1.3. Технология монтажа стальных труб и электропроводок в трубах ... 270
1.1.4. Проверка и испытание трубных проводок ... 275
1.2. Тросовые электропроводки ... 275
1.2.1. Конструкция тросовых проводок ... 275
1.2.2. Проводки на собственном несущем тросе ... 279
1.2.3. Проводки с креплением проводов и кабелей непосредственно к натянутому тросу или проволоке ... 282
1.2.4. Технология монтажа тросовых проводок ... 282
1.2.5. Проверка и испытание тросовых проводок ... 285
2. МОНТАЖ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 10 кВ ... 286
2.1. Классификация и область применения кабельных муфт и заделок ... 286
2.2. Испытание бумажной изоляции кабеля на отсутствие влаги ... 288
2.3. Технология разделки силового кабеля с бумажной изоляцией на напряжение до 10 кВ ... 289
2.4. Силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена ... 292
2.5. Термоусаживаемые соединительные и концевые муфты ... 298
2.6. Технология монтажа термоусаживаемой соединительной муфты типа 10 СТп ЗАО «Термофит» ... 301
3. МОНТАЖ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 10 кВ ... 307
3.1. Технология сборки и установки опор ВЛ 0,38 кВ ... 307
3.2. Защита от грозовых перенапряжений ВЛ 0,38 кВ с заземленной нейтралью ... 310
3.3. Технология монтажа проводов ВЛ 0,38 кВ ... 311
4. МОНТАЖ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ... 314
4.1. Состав и ревизия электрооборудования трансформаторных подстанций ... 314
4.2. Технология строительно-монтажных работ ... 317
4.3. Технология испытаний трансформаторов после монтажа ... 320
5. МОНТАЖ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ДВИГАТЕЛЕЙ ... 325
5.1. Конструкция электродвигателей и фундаменты ... 325
5.2. Технология погрузочно-разгрузочных работ, ревизии и сушки электродвигателей ... 326
5.3. Технология монтажа электродвигателей, входящих в комплект технологических механизмов ... 327

**РАЗДЕЛ II. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ** ..... 331
6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК ВНУТРИЦЕХОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ..... 331
6.1. Конструкция и особенности эксплуатации осветительных установок ..... 331
6.2. Технология проверки осветительных установок ..... 335
7. ЭКСПЛУАТАЦИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ..... 338
7.1. Классификация видов повреждения и методов определения мест повреждений кабельных линий ..... 338
7.2. Технология определения места повреждения кабельной линии ..... 342
7.3. Технология измерения температуры жил силовых кабелей ..... 345
8. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 10 кВ ..... 351
8.1. Конструкция, защита и заземление воздушных линий электропередачи с изолированными проводами ..... 351
8.2. Технология испытаний и эксплуатации воздушных линий электропередачи с изолированными проводами ..... 354
8.3. Периодичность и технология выполнения ремонтов воздушных линий электропередачи с изолированными проводами ..... 357
9. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ..... 358
9.1. Классификация видов и методов сушки изоляции обмоток трансформаторов ..... 358
9.2. Последовательность подготовительных мероприятий и выполнения сушки изоляции обмоток трансформаторов ..... 367
9.3. Классификация высоковольтной изоляции трансформаторов и измерение ее электрических параметров ..... 369
9.4. Технология измерения емкостных характеристик высоковольтной изоляции прибором ПКВ-13 ..... 375
10. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ ..... 379
10.1. Технология измерения сопротивления изоляции обмоток электродвигателей ..... 379
10.2. Технология измерения температуры обмоток электродвигателя переменного тока по их сопротивлению ..... 383
10.3. Классификация методов определения геометрической нейтрали машин постоянного тока ..... 390
10.4. Классификация методов сушки изоляции обмоток электродвигателей ..... 393
11. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕРМИЧЕСКИХ И СВАРОЧНЫХ УСТАНОВОК ..... 401
11.1. Расчет коэффициента полезного действия сварочной дуги ..... 401
**РАЗДЕЛ III. РЕМОНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ** ..... 405
12. МЕХАНИЧЕСКИЙ РЕМОНТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН ..... 405
12.1. Технология центровки валов электрических машин ..... 405
12.2. Технология определения воздушных зазоров в электрических машинах ..... 410

12.3. Технология проверки качества ремонта стальных листов шихтованных сердечников ... 414
13. РЕМОНТ ОБМОТОК МАШИН ПЕРЕМЕННОГО ТОКА ... 421
13.1. Технология дефектации асинхронного двигателя при ремонте ... 421
13.2. Технология испытания асинхронного двигателя с фазным ротором после ремонта ... 425
13.3. Технология определения соединений обмоток машин переменного тока ... 430
14. РЕМОНТ ОБМОТОК МАШИН ПОСТОЯННОГО ТОКА ... 435
14.1. Классификация дефектов в обмотках машин постоянного тока ... 435
14.2. Технология выполнения дефектации ... 439
15. РЕМОНТ ПУСКОРЕГУЛИРУЮЩЕЙ АППАРАТУРЫ ... 442
15.1. Наладка и испытание контакторов переменного тока ... 442
15.1.1. Подготовка контактора к включению и его наладка в условиях эксплуатации ... 442
15.1.2. Измерение сопротивления изоляции ... 444
15.1.3. Испытание электрической прочности изоляции ... 445
15.1.4. Измерение сопротивления катушек постоянному току ... 446
15.1.5. Регулировка контактов контакторов ... 446
15.1.6. Определение величин срабатывания контакторов ... 449
15.1.7. Испытание работы электрической схемы контактора ... 450
16. РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ ... 451
16.1. Технология дефектации и предремонтные испытания трансформатора ... 451
16.2. Технология дефектации трансформатора при разборке (выемной части) ... 452
16.3. Технология испытаний трансформатора после ремонта ... 453
17. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ ... 457
17.1. Требования безопасности при производстве работ в электроустановках ... 457
17.2. Требования Госэнергонадзора Республики Беларусь по применению устройств защитного отключения ... 459
Приложения ... 462
Литература ... 463

Производственно-практическое издание

*Куценко Григорий Федорович*

**Монтаж, эксплуатация и ремонт электроустановок**

Практическое пособие

Главный редактор: *Н.В. Овчинникова*
Ответственный за выпуск: *Л.С. Овчинников*

Подписано в печать с оригинал-макета 06.12.2005. Формат 60×90 1/16.
Бум. офсетная № 1 марки А. Гарнитура Schoolbook. Печать офсетная.
Усл. печ. л. 29,5. Уч.- изд. л. 29. Тираж 3000 экз. Зак. 1990.

Общегосударственный классификатор
Республики Беларусь ОКРБ 007-98 ч.1, 22.11.20.100

Издательство «Дизайн ПРО», 220040, Республика Беларусь,
г. Минск, ул. Некрасова, 5, офис 510.
ЛИ № 02330/0056941 от 01.04.2004 г.

Отпечатано в типографии РУП «Минская фабрика цветной печати»
с готовых диапозитивов заказчика. ЛП № 02330/0056853 от 30.04.2004 г.,
220024, Республика Беларусь, г. Минск, ул. Корженевского, 20.

ISBN 985-452-104-4

9 789854 521046