

Министерство образования Республики Беларусь

**Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»**

Кафедра «Электроснабжение»

Н. В. Грунтович

МОНТАЖ, НАЛАДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

КУРС ЛЕКЦИЙ

**по одноименной дисциплине
для студентов специальности**

**1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)»
дневной и заочной форм обучения**

Гомель 2011

УДК 621.31.002.72(075.8)
ББК 31.29-5-08я73
Г90

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 6 от 29.03.2011 г.)*

Рецензент: канд. техн. наук, доц. каф. «Автоматизированный электропривод»
ГГТУ им. П. О. Сухого *В. В. Тодарев*

Грунтович, Н. В.

Г90 Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования : курс лекций по одноим. дисциплине для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» днев. и заоч. форм обучения / Н. В. Грунтович. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2011. – 255 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://lib.gstu.local>. – Загл. с титул. экрана.

Рассмотрены вопросы монтажа и наладки основного электрооборудования подстанций и сетей, а также вопросы, возникающие в процессе его эксплуатации.

Для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» дневной и заочной форм обучения.

УДК 621.31.002.72(075.8)
ББК 31.29-5-08я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2011

Грунтович Николай Васильевич

**МОНТАЖ, НАЛАДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ**

**Курс лекций
по одноименной дисциплине
для студентов специальности
1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)»
дневной и заочной форм обучения**

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 07.09.11.

Рег. № 27Е.

E-mail: ic@gstu.by

<http://www.gstu.by>

Введение

Цель изучения дисциплины «Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования» – теоретическая и практическая подготовка студентов к самостоятельной творческой деятельности по системе технического обслуживания и ремонту (СТОИР) электрооборудования на основе современных технологий.

В основу положены методы технической диагностики электрических машин, трансформаторов и кабелей. Это позволит выпускникам университета в своей практической деятельности на предприятиях обеспечить ремонт электрооборудования по фактическому состоянию. Активное использование технического диагностирования в процессе эксплуатации позволит минимизировать затраты на ремонт, обеспечить высокую надежность и энергоэффективность электрооборудования.

Большой износ оборудования, увеличение нагрузок, повышение «цены отказа», возросшие требования обеспечения безопасности эксплуатации электроустановок, проблемы квалификации обслуживающего персонала значительно повысили значимость технической диагностики.

Создание СТОИР на основе технического диагностирования связано с решением ряда взаимосвязанных задач:

- изучение объектов с целью определения диагностических параметров;
- составление диагностической модели;
- разработка алгоритмов определения технического состояния;
- выбор средств измерений.

Изложение материала учебного пособия подчинено такой последовательности.

Тема 1. Назначение и структура учебной дисциплины.

Основные понятия и определения

Вопросы лекции:

- Структура дисциплины
- Жизненный цикл использования электрооборудования предприятий.
- Энергоэффективность, живучесть, безопасность и надёжность.
- Характеристика надёжности.
- Постулаты аварий.
- Факторы, влияющие на количество отказов после ремонта.
- Организация и производство электромонтажных работ.

1.1 Структура дисциплины

Целью учебной дисциплины «Монтаж, наладка и эксплуатация электрооборудования промышленных предприятий» является обучение будущих инженеров основам теории и практики эксплуатации электрооборудования. Базовыми теориями данной учебной дисциплины являются (см. рис. 1.1).

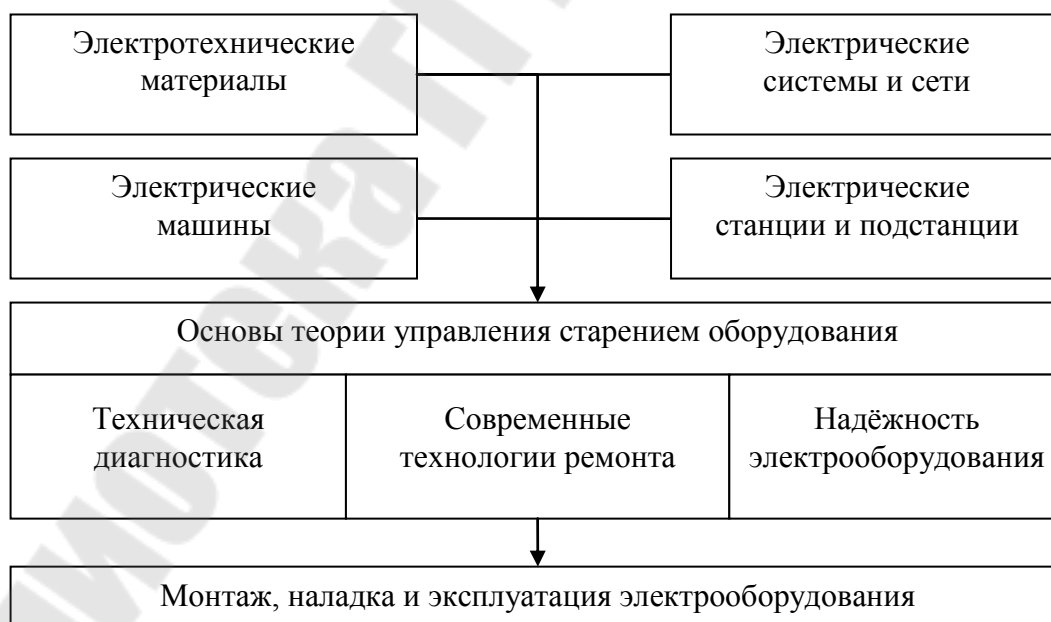


Рис. 1.1. К иллюстрации взаимосвязи учебных дисциплин

1.2 Жизненный цикл использования электрооборудования предприятий

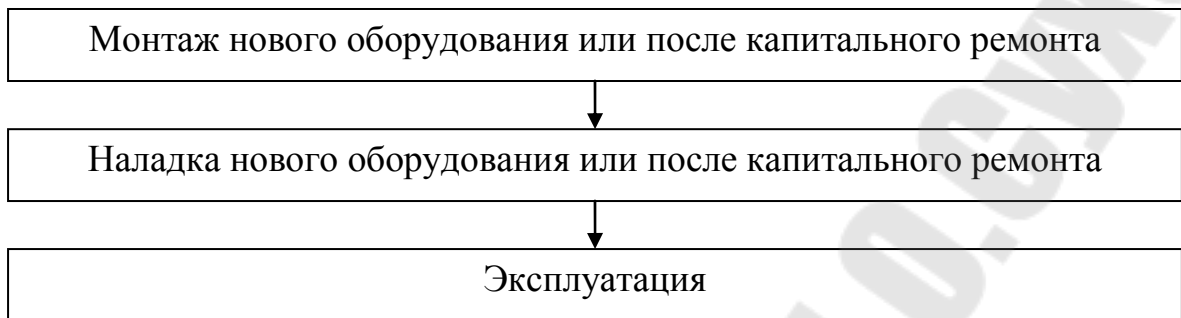


Рис. 1.2. К иллюстрации жизненного цикла электрооборудования

Эксплуатация имеет свои циклы использования:

- применение оборудования по прямому назначению согласно технологическому регламенту;
- планово-предупредительные осмотры и ремонты (ежесменные, ежесуточные, ежемесячные и трёхмесячные);
- текущий ремонт согласно системе технического обслуживания и ремонта (СТОиР);
- капитальный ремонт согласно (СТОиР).

В связи с тем, что на многих предприятиях интенсивно проводится модернизация, то электрооборудование должно закупаться с учётом следующих характеристик: энергоэффективность, надёжность, живучесть и безопасность.

1.3 Энергоэффективность, живучесть, безопасность и надёжность

Основные показатели энергетической эффективности:

Экономичность потребления ТЭР при производстве продукции;

Энергетическая эффективность передачи (хранения) ТЭР;

Энергоемкость производства продукции.

Пример 1

Показателем экономичности энергопотребления насосов и электрических машин является КПД.

Пример 2

В качестве показателя экономичности энергопотребления для бытовых холодильников может быть принят расход электроэнергии

за одни сутки, который необходим для поддержания средней температуры в холодильной камере. (например, -5°C).

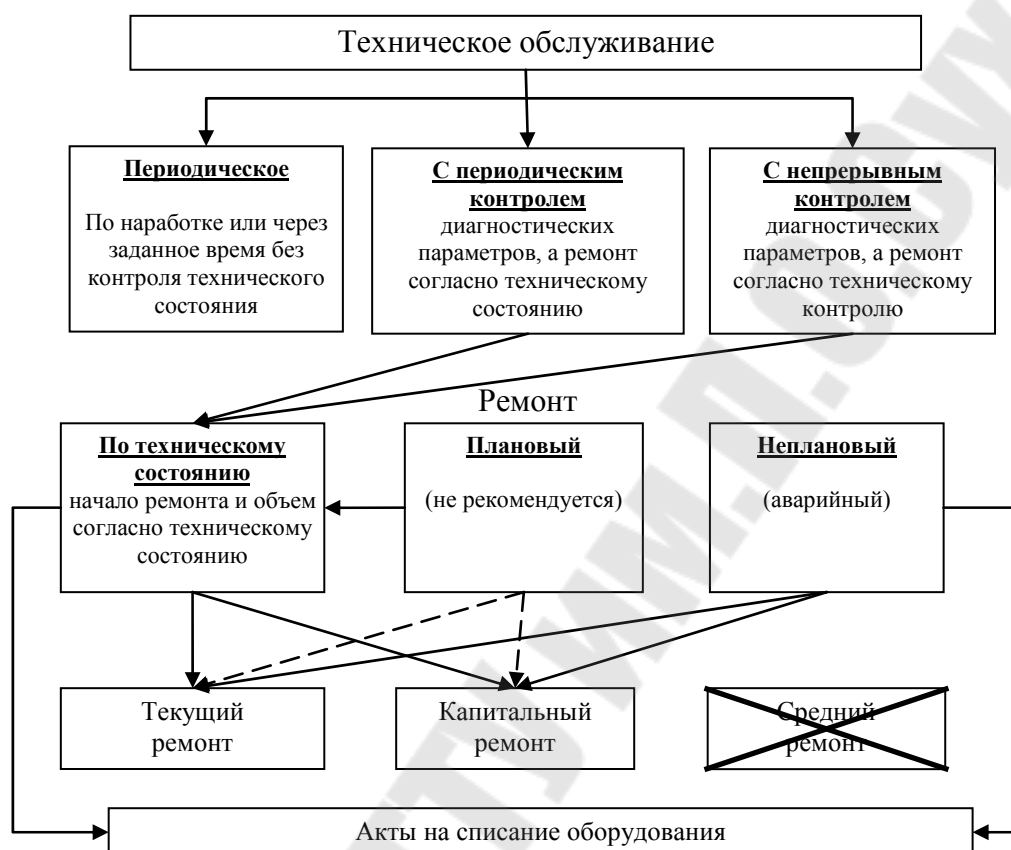


Рис. 1.3. К иллюстрации жизненного цикла электрооборудования во время эксплуатации (ГОСТ 18322-78; ГОСТ 15.601-98; ГОСТ 25866-83)

1.4 Надёжность в технике. Основные понятия, термины и определения. ГОСТ 27.002-89

Надёжность – свойство объекта сохранять заданные признаки, параметры, характеристики выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях.

Живучесть – свойство объекта выполнять хотя бы установленный минимальный объем своих функций *при внешних воздействиях*, не предусмотренных условиям нормальной эксплуатации.

Под внешними воздействиями понимают пожары, разрыв паропроводов, трубопроводов холодной и горячей воды. Имеются специальные математические модели на основе теории графов для оценки живучести электроэнергетических систем.

Безопасность – свойство объекта не допускать таких изменений своих состояниях и свойств, а также не вызывать изменения со-

стояний и свойств других, связанных с ним объектов, которые были бы опасны для людей и (или) окружающей среды. Это свойство электрооборудования является обязательным для горно-химической промышленности.

Показатели надёжности и эффективности оборудования

- **Конструктивные отказы** – отказы, возникающие по причине несовершенства или нарушения правил и норм проектирования и конструирования (пример: Гомельская ТЭЦ-2, Минская ТЭЦ-4)

- **Производственные отказы** – отказы, возникающие по причине несовершенства или нарушения установленного процесса изготовления или ремонта, выполненного на ремонтных предприятиях

- **Эксплуатационные отказы** – отказы, возникающие по причине нарушения установленных правил и условий эксплуатации (пример: отказ системы охлаждения, износ или отсутствие смазки; Гомельская ТЭЦ-2).

Безотказность

Вероятность безотказной работы

Вероятность отказа

Вероятность восстановления рабочего состояния

Внезапный отказ

Постепенный отказ

Время восстановления работоспособности

Работоспособное состояние

Долговечность

Неработоспособное состояние

Неисправное состояние

Интенсивность отказов

Глубина диагностирования

Коэффициент готовности

- Коэффициент оперативной готовности

- Коэффициент технического использования

- Критерий предельного состояния

- Назначенный ресурс и срок службы

- Нарботка на отказ

- Нарботка между отказами

- Дефект

- Полный отказ

- Предельный износ

- Причина отказа

- Система управления надёжностью

- Ремонтпригодность

- Среднее время восстановления работоспособности

- Средний срок службы

- Средняя наработка на отказ

- Эксплуатационное испытание на надёжность

Безотказность – свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработка.

Долговечность – свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта.

Примечание: Объект может перейти в предельное состояние оставаясь работоспособным, но его дальнейшее применение по назначению станет недопустимым по требованиям безопасности, экономичности и эффективности. Еще говорят объект физически и морально устарел. Такая ситуация сложилась на многих предприятиях республики. Долговечность электрооборудования определяются техническим ресурсом и сроком службы.

Технический ресурс – это наработка оборудования от начала эксплуатации или от возобновления эксплуатации после ремонта до наступления предельного состояния.

Срок службы – это календарная продолжительность эксплуатации оборудования от его начала или от его возобновления после ремонта до наступления предельного состояния.

Понятие «наработка» представляет собой продолжительность работы оборудования в единицах времени или выполненную работу в киловатт-часах, тоннах и т. п. в зависимости от вида работы выполняемой оборудованием.

Ремонтопригодность – свойство объекта заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путём технического обслуживания и ремонта.

Примечание: Допускается дополнительно к термину «ремонтопригодность» применять термины «обслуживаемость», «контролепригодность», «приспособленность к диагностированию», «эксплуатационная технологичность».

Работоспособное состояние – состояние объекта, при котором значение всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) проектно-конструкторской документации.

Неработоспособное состояние – состояние объекта, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) проектно-конструкторской документации.

Неисправное состояние – состояние объекта при котором он не соответствует хотя бы одному из требований НТД или проектно-конструкторской документации.

Предельное состояние – состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо

восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

Критерий предельного состояния – признак или совокупность признаков предельного состояния объекта, установленные НТД или проектно-конструкторской документацией.

Примечание: В зависимости от условий эксплуатации для одного и того же объекта могут быть установлены два и более критерия предельного состояния в зависимости от количества контролируемых диагностических параметров.

Пример 1

Техническое состояние станционных синхронных генераторов с водородным охлаждением контролируется по уровню вибрации и содержанию газа в водороде. В свою очередь вибрация опор имеет свои два предельных значения по общему уровню: 7,1 мм/с и 11 мм/с.

При достижении уровня вибрации опоры 7,1 мм/с допускается работа генератора не более одного месяца. При достижении уровня вибрации опор 11 мм/с срабатывает аварийная защита синхронного генератора.

Пример 2

Для трансформаторов ГПП 110 кВ критериев предельного состояния более десяти: по уровню вибрации и частичных разрядов, омического сопротивления обмоток каждой фазы, по содержанию газов в трансформаторном масле, по tgδ вводов 110 кВ, по омическому сопротивлению контактов РПН и т.д.

Дефект(повреждение) – событие, заключающееся в нарушение исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния.

Отказ – событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния.

Постепенный отказ – отказ, возникающий в результате постепенного изменения значений одного или нескольких параметров объекта.

Внезапный отказ – отказ, характеризующийся скачкообразным изменением значений одного или нескольких параметров объекта.

Эти термины позволяют разделять отказы на две категории в зависимости от глубины диагностирования и от возможности прогнозировать момент наступления отказа.

Глубина диагностирования или глубина поиска отказа – это характеристика задаваемая указанием составной части объекта с точ-

ностью, до которой определяется место отказа (неисправности). ГОСТ 20911-89

Например, во время измерения вибраций подшипниковой опоры с подшипником качения было установлено, что общий уровень вибрации равен 5 мм/с что, может быть предельным для данного механизма. Если провести частотный анализ спектра вибраций, то можно выявить следующие дефекты:

- износ и старение смазки;
- овальность вала или внутреннего кольца подшипника;
- раковины на наружном кольце;
- раковины на внутреннем кольце и т.п.

Остаточный ресурс – суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние.

Интенсивность отказа – это отношение числа изделий, отказавших в единицу времени, к общему числу изделий, исправно работающих в данный момент времени.

Интенсивность отказов обозначается через $\lambda(t)$.

Интенсивность отказа есть не что иное, как отношение «скорости» изменения вероятности отказа изделия к вероятности безотказной вероятной работы изделия в данный момент времени

$$\lambda(t) = \frac{dQ(t)}{R(t) dt}$$

В терминах теории вероятностей $\lambda(t)$ есть плотность условной вероятности отказа в момент t при условии что до этого момента изделие работало безотказно (ГОСТ 27.002-89).

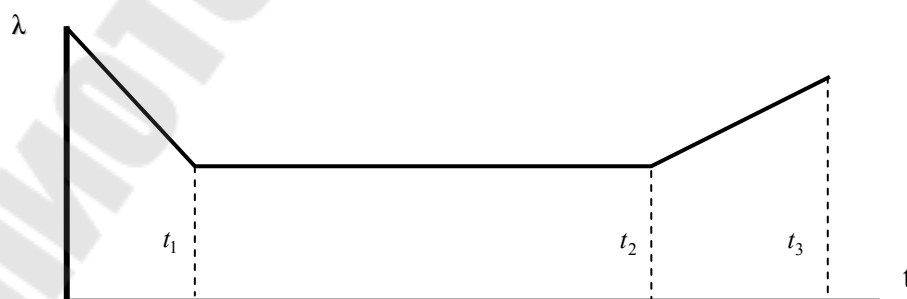


Рис. 1.4. Интенсивность отказов для трёх периодов работы электрооборудования без применения технического диагностирования

Практикой эксплуатации электрических машин установлено три периода характеризуемой различной интенсивностью отказов. В течение первого периода, называемого приработкой, выявляются скрытые дефекты, в основном технологического характера, не обнаруженные службой технического контроля завода-изготовителя. С течением времени эксплуатации машины интенсивность отказов снижается и при $(t_1 - t_2)$ достигает некоторого постоянного значения. Отказы в этот период происходят в основном по причине нарушения условий эксплуатации: перегрузка машины, изменение внешних факторов и т.п. Затем наступает период износа (старения) и отказы обусловлены главным образом старением изоляции, износом подшипников, коллектора, контактных колец.

В настоящее время на многих предприятиях республики оборудование находится в третьей стадии износа.

Многолетние наблюдения за эксплуатацией электрических машин и анализ причин их отказов показали: в асинхронных двигателях 85% – 95 % всех отказов происходит вследствие выхода из строя обмотки статора, 5% – 8% – из-за выхода из строя подшипниковых узлов.

В машинах постоянного тока 65% всех отказов происходит из-за выхода из строя обмотки якоря, 15% – обмотки возбуждения, 9% – коллектора, 11% – подшипников и по причине других механических повреждений.

При наличии на предприятии службы технического диагностирования эти соотношения могут существенно измениться.

При анализе надёжности часто используют следующие понятия.

Аппаратурная надёжность – надёжность зависящая от технического состояния оборудования.

Функциональная надёжность – свойство выполнения заданной функции либо комплексов функций.

Надёжность системы человек-техника, которые зависят от двух факторов: качество обслуживания оборудования, т.е. профессионализма персонала; пригодности, адаптируемости объекта к обслуживанию человека.

К сожалению, на практике часто встречается ситуация, когда надёжный объект человек делает ненадёжным.

1.5 Постулаты аварий

1. Любой оператор имеет склонность к детерминизму и запаздыванию при обработке информации;
2. Для изменения принятого решения оператору требуется больше информации и времени;
3. Принятые решения в системах управления на устаревшей информации способствует развитию аварий;
4. Каждая энергетическая установка обладает уязвимостью от личного состава;
5. Низкий профессионализм персонала неизбежно ведёт к низкой организации на производстве;
6. Технологический риск нарастает при накоплении многочисленных неисправностей, сбоев в работе оборудования и персонала;
7. Отказ любого механизма, устройства может стать причиной крупной аварии на предприятии;
8. Дальнейшее использование объекта вопреки сигналам защиты или их блокировка приводит к аварии;
9. Число и виды конструктивных и технологических дефектов технических систем обратно пропорциональны глубине знаний о физических процессах в этих системах;
10. Последовательность событий, приводящих к аварии на предприятии, развивается по закону, который описывается порядковой функцией графа причинно-следственных связей.

1.6 Факторы, влияющие на количество отказов после ремонта

Процессом технического обслуживания принято считать выполнение комплекса мероприятий по подготовке оборудования к применению. Диалектика научного прогресса такова, что по мере автоматизации техники увеличивается значение технического обслуживания. При этом, чем больше облегчается труд человека-оператора, тем с большими трудностями приходится сталкиваться при техническом обслуживании. Всё время растёт значение последствий несвоевременных или неправильных действий людей. В результате техническое обслуживание постепенно становится одним из главных факторов, определяющих эффективность автоматизированных систем.

Для выявления наиболее важных вопросов, на которых следует сосредоточить основное внимание, необходимо сравнить несколько факторов.

Для этого могут быть использованы специальные графики нарушения процесса технического обслуживания и диаграммы относительности важности, получаемые методом экспертных оценок.

На рисунке приведена схема причинно-следственных связей повышенного потока отказов после профилактики.

В иностранной печати эти схемы часто называют «схемы Исикава».

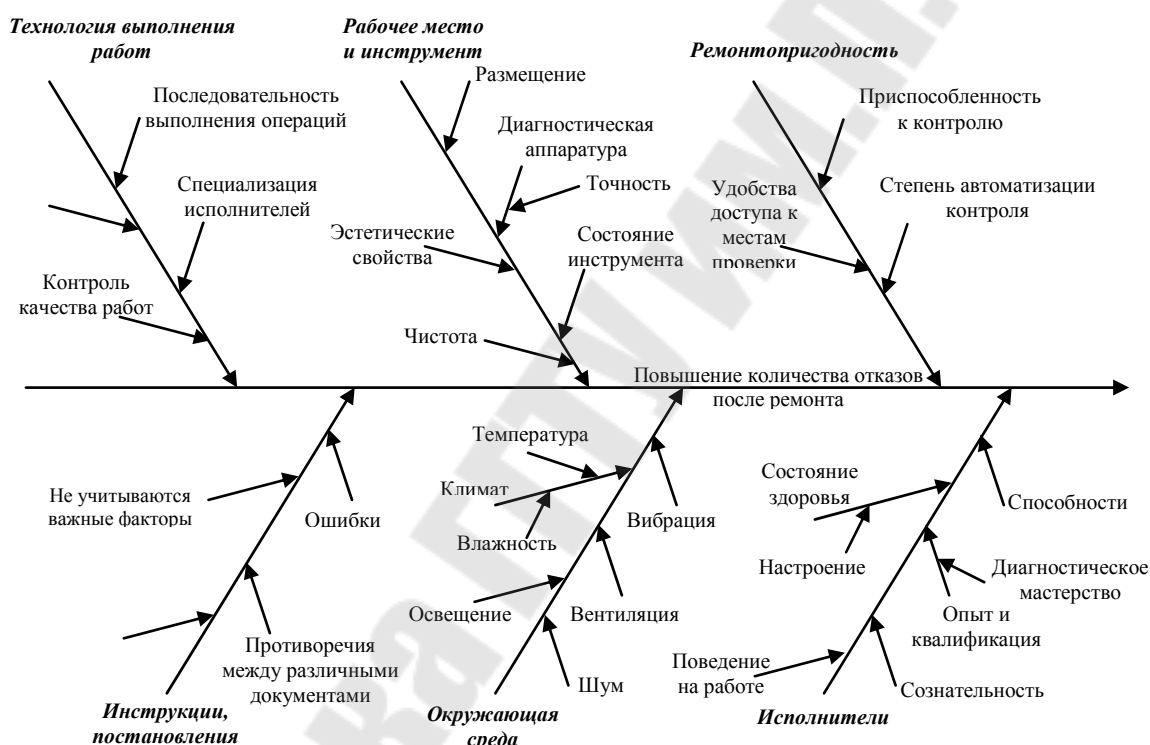


Рис. 1.5. К иллюстрации факторов, влияющих на качество ремонта электрооборудования

При построении причинно-следственных связей результат, называемый «характеристикой», изображают центральной стрелкой. Явления, прямо или косвенно влияющие на характеристику, называют «факторами» и изображают в виде стрелок, направленных остриём на центральную линию. Выделяют главные факторы, которые делятся на все более конкретные. Деление продолжается до тех пор, пока не станет ясно, какие меры нужно применять для изменения исследуемой характеристики. Правильность выявления важнейших факторов,

влияющих на характеристику, целесообразно проверить экспериментально.

При анализе связей причин (факторов) и следствий (характеристик) может применяться корреляционный анализ. Корреляционный анализ применяется, когда сравниваемые величины являются непрерывными. Вычисляют соответствующий коэффициент корреляции, по которым судят о наличии и величине связи.

Следовательно, факторы, возникающие в процессе эксплуатации (эксплуатационные факторы), могут различно влиять на надёжность оборудования. Они снижают надёжность работы технической системы и аппаратную её надёжность тогда, когда обслуживание оборудования приводится недостаточно квалифицированно, либо когда режим его эксплуатации не соответствует режиму, установленному при проектировании. При высоком качестве обслуживания эксплуатационная надёжность может повышаться по сравнению с прогнозируемой на этапе проектирования и производства.

Повышение эксплуатационной надёжности, обслуживания влиянием на неё человека, осуществляется в следующих направлениях:

- приспособления техники к психофизиологическим особенностям человека-оператора в процессе её проектирования (рациональное расположение приборов, обеспечение ремонтпригодности, создание диагностических приборов, учёт требований к скорости реакции человека и т.д.);
- приспособление человек к техническим требованиям машины (отбор операторов, обучение их выполнению операций обслуживания, а также проведению технического диагностирования);
- организация профессионального обслуживания;
- проектирование запасов изделий, материалов и принадлежностей.

1.7 Организация и производство электромонтажных работ

Электромонтажные работы выполняются в два этапа.

На первом этапе осуществляют подготовительные работы в мастерских электромонтажных заготовок (МЭЗ) и подготовительные непосредственно на монтажных объектах. В мастерских изготавливают и собирают из отдельных элементов укрупнённые блоки: автоматы, щиты, заземление и т.д.

Непосредственно на монтажной площадке при определённой готовности строительных работ осуществляют:

Разметку и подготовку трасс электрических сетей и заземляющих устройств;

Закладку труб в фундаменты;

Контроль за образованием в процессе строительства проёмов, ниш, гнёзд, необходимых для установки электрооборудования.

Примечание: В ходе подготовительных монтажных работ рекомендуется проводить диагностирование подшипников качения на специальном стенде и диагностирование электрических машин.

На второй стадии выполняют электромонтажные работы непосредственно на объекте. В такие работы входят установка на подготовленные места электрооборудования и электроконструкций, прокладка по подготовленным трассам готовых элементов электропроводок, подключение электрических сетей к установленным электрическим машинам, аппаратам и приборам. До начала работ второй стадии должны быть закончены строительные и отделочные работы в электротехнических помещениях: в камерах трансформаторов, машинных залах, щитов и станций управления.

Для повышения качества работ и производительности труда, снижение стоимости монтажа и сокращение сроков его выполнения, необходимо, применять современные средства механизации и автоматизации работ.

ВОПРОСЫ для самоконтроля

1. Назвать шесть причин, которые приводят к увеличению отказов после ремонта.

2. Может ли быть работоспособным неисправный механизм?

3. Какое различие между техническим ресурсом и сроком службы.

4. Что характеризует «надежность», «живучесть», «безопасность».

5. Назвать жизненный цикл оборудования.

Тема 2. Система технического обслуживания и ремонта электрооборудования (ГОСТ 15.601-91)

Вопросы лекции:

→ Общие положения

→ Виды и методы технического обслуживания

- Виды и методы ремонта
- Требования к исполнителям технического обслуживания и ремонта

2.1 Общие положения

Техническое обслуживание – комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании. Следует отметить, что и профилактическое обслуживание и «технический уход» являются недопустимыми понятиями.

Ремонт – комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий и восстановления ресурсов оборудования или его составных частей.

Система технического обслуживания и ремонта – совокупность из взаимосвязанных средств, документации технического обслуживания, ремонта и исполнителей, необходимых для поддержания и восстановления качества изделий, входящих в эту систему.

Средства технического обслуживания (ремонта) – средства технологического оснащения и сооружения, предназначенных для выполнения технического обслуживания (ремонта).

Периодичность технического обслуживания (ремонта) – интервал времени и наработки между данным видом технического обслуживания (ремонта) и последующим таким видом или другим, большей сложности.

Цикл технического обслуживания – наименьшее повторяющееся во времени или наработки изделия, для которых выполняется в определенной последовательности в соответствии с требованиями нормативно-технической документации все установленные виды технического обслуживания.

Ремонтный цикл – наименьшее повторяющееся во времени или наработка изделия, для которых выполняется в определенной последовательности в соответствии с требованиями все установленные виды ремонта.

Комплект ЗИП – запасные части, инструменты, принадлежности и материалы, необходимые для технического обслуживания и ремонта изделий и скомплектованных в зависимости от назначения и особенности использования.

Трудоемкость технического обслуживания (ремонта) – трудозатраты на проведение одного технического обслуживания, ремонта данного вида (в рублях или чел(часах))

Необходимыми условиями для выполнения ТО и ремонта является наличие систем ТО и ремонта техники (**СТОИРТ**), включающей:

- Изделия – объекты ТО и ремонта;
- Средства ТО и ремонта;
- Исполнителей ТО и ремонта (организации, специалисты);
- Документацию (конструкторская, в том числе эксплуатационная и ремонтная, нормативная, организационная, технологическая и др.) устанавливающую требования к составляющим СТОИР и связи между ними.

2.2 Виды и методы технического обслуживания

Под видом технического обслуживания (ремонта) понимается техническое обслуживание (ремонт) выделяемое (выделяемый) по одному из признаков:

- *этапу существования,*
- *периодичности работ,*
- *условиями эксплуатации.*

Виды технического обслуживания

- *Техническое обслуживание* при использовании, при хранении при транспортировании
- Периодическое техническое обслуживание,
- Сезонное ТО,
- Техническое обслуживание с периодическим контролем,
- Техническое обслуживание с непрерывным контролем.

Методы технического обслуживания

Метод технического обслуживания (ремонта) – совокупность технологических и организационных правил выполнения операций технического обслуживания (ремонта)

Различают следующие методы технического обслуживания:

- ***Поточный метод*** – метод выполнения ТО на специализированных рабочих местах с определенными технологическими последовательностью и ритмом.
- ***Метод технического обслуживания:*** эксплуатационным персоналом, специализированным персоналом, или специализированной

организацией; предприятием-изготовителем (в период гарантийного обслуживания).

2.3 Виды и методы ремонта

Виды ремонта

- **Капитальный ремонт** – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близко к полному восстановлению ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

- **Средний ремонт** – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса изделий с заменой с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния составных частей, выполняемом в объеме, установленном в нормативно-технической документации.

- **Текущий ремонт** – ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности изделия и состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей.

- Кроме того, существует ремонт *плановый, неплановый, и ремонт по техническому состоянию.*

Методы ремонта

- **Обезличенный ремонт** – метод ремонта, при котором не сохраняется принадлежность восстановленных составных частей и определенному экземпляру изделий.

Примечание: В некоторых случаях такой ремонт может привести к снижению надежности оборудования.

- **Необезличенный метод ремонта** – метод ремонта, при котором сохраняется принадлежность восстановления составных частей к определенному экземпляру изделия.

- **Агрегатный метод ремонта** – обезличенный метод ремонта, при котором неисправные агрегаты заменяются новыми или ранее отремонтированными.

Примечание: Под агрегатом понимается сборная единица, например, электродвигатель, редуктор, насос и т.д.

- Далее, следует назвать метод ремонта **эксплуатирующей организацией, специализированной организацией** и ремонт **предприятием-изготовителем.**

2.4 Требования к исполнителям технического обслуживания и ремонта

Требования к исполнителям ТО и ремонта зависят от :

- определенности и ясности обозначений мест выполнения операций ТО и ремонта;
- обеспечения одновариантности сборки;
- наличие необходимой маркировки;
- четкости и лаконичности указаний в эксплуатационной и ремонтной документации;
- ограничения требований к профессиональной подготовке и квалификации исполнителей ТО и ремонта.

К показателям СТОИР относятся:

- средняя продолжительность технического обслуживания (ремонта);
- средняя трудоемкость технического обслуживания и ремонта;
- средняя стоимость технического обслуживания (ремонта).

В качестве среднего значения принимается математическое ожидание соответствующего ряда значений чисел того или иного процесса.

Показатели системы технического обслуживания и ремонта:

Удельные суммарные:

- продолжительность технических обслуживаний (ремонтов);
- трудоемкость технических обслуживаний (ремонтов) ГОСТ 13377_75;
- стоимость технических обслуживаний (ремонтов) ГОСТ 13377_75;

В качестве удельного значения принимается отношение средней суммарной продолжительности технических обслуживаний (ремонтов) к заданной наработке.

ВОПРОСЫ для самоконтроля

1. Назвать составные элементы системы технического обслуживания и ремонта.

2. Какая разница между видом и методом технического обслуживания?

3. Какая разница между видом и методом ремонта?

4. Назвать показатели СТОИР.

Тема 3. Информационное обеспечение СТОИР оборудования

Вопросы лекции:

- Информационное обеспечение
- Материально-техническое обеспечение ТО и ремонта
- Функционирование СТОИР изделий
- Структура службы главного энергетика

3.1 Информационное обеспечение

• Информационное обеспечение СТОИР изделий представляет собой комплект документов, устанавливающих требования к составляющим СТОИР и связям между ними на стадиях разработки и эксплуатации изделия.

• Информационное обеспечение СТОИР изделий включает документы следующих видов:

- конструкторские, в том числе эксплуатационные и ремонтные;
- технические условия на ремонт;
- организационно-технические документы;
- технологические документы.

• Данные контроля эффективности функционирования СТОИР изделия.

• Документы, входящие в комплект, разрабатывают на основании соответствующих требований следующих межгосударственных стандартов:

- «Единая система конструкторской документации»;
- «Система технического обслуживания и ремонта техники»;
- «Техническая диагностика»;
- «Единая система технологической документации».

А также, устанавливаются требования к безопасности, экологичности и совместимости изделий.

Для каждого типа изделий должен быть разработан соответствующий комплект документов, содержащий в обязательном порядке:

- *структуру ремонтного цикла (виды и периодичность ТО и ремонтов;*
- *критерии постановки изделия на ТО и ремонт;*
- *типовые отказы изделия и методы восстановления его работоспособности;*
- *допускаемые изменения технических характеристик изделия после ремонта;*
- *номенклатуру и количество запасных частей для ТО и ремонта;*
- *систему сбора и обработки информации об отказах, повреждениях, продолжительности, трудоемкости и стоимости плановых и внеплановых ТО и ремонтов.*

3.2 Материально-техническое обеспечение ТО и ремонта

Материально-техническое обеспечение ТО и ремонта (МТО) включает в себя обеспечение ТО и ремонта запасными частями, материалами, средствами ТО и ремонта.

На стадии разработки и изготовления изделия применительно к программе его выпуска следует решить следующие задачи МТО:

- предварительное определение номенклатуры и количества запасных частей и материалов, необходимых для выполнения всех видов ТО и ремонта изделий с учетом режима и условий их эксплуатации;
- разработка программы выпуска запасных частей;
- определение номенклатуры средств ТО и ремонта изделий, в том числе специальных и специализированных;
- разработка специальных и специализированных средств ТО и ремонта;
- предварительное определение необходимого количества специальных средств ТО и ремонта с учетом программы выпуска изделий;
- организация изготовления специальных средств ТО и ремонта применительно к парку изделий.

На стадии эксплуатации изделий следует решить следующие задачи:

- организацию пунктов ТО и ремонта, включая их оснащение средствами ТО и ремонта;

- изготовление запасных частей и специальных средств ТО и ремонта изделий;
- обеспечение пунктов ТО и ремонта запасными частями и материалами;
- организацию, в случае необходимости производства по восстановлению составных частей изделия;
- оперативное планирование МТО.

В основе оперативного планирования МТО лежит постоянный учет изменяющихся материальных запасов.

При планировании МТО учитывают:

- состав и численность парка изделий;
- условия эксплуатации изделий;
- показатели надежности составных частей изделий;
- дислокацию пунктов с материальными запасами;
- организацию обеспечения запасными частями и материалами;
- режим пополнения запасов.

Качество МТО определяется:

- качеством запасных частей, материалов и средств ТО и ремонта;
- обоснованностью норм запасов;
- соответствием фактических запасов нормам;
- оперативностью и гибкостью системы МТО, в том числе организацией хранения запасов;
- учетом движения запасов.

3.3 Функционирование СТОИР изделий

Готовность СТОИР изделия к функционированию определяют наличием средств, исполнителей, документации ТО и ремонта, условий, необходимых для их эффективного взаимодействия.

Функционирование СТОИР изделия предлагает выполнение:

- плановых ТО и ремонтов в заданные сроки, с заданным качеством при оптимальных затратах труда и средств;
- неплановых ремонтов с соответствующим качеством и затратами труда, средств, времени.

В процессе функционирования СТОИР изделия должны быть решены следующие задачи:

1. обеспечение условий для своевременного и соответствующего качества выполнения ТО и ремонта;

2. планирование ТО и ремонта;
3. выполнение ТО и ремонта;
4. контроль своевременности и качества выполнения ТО и ремонта, в том числе систематизация и анализ эксплуатационных данных о надежности и эффективности использования изделий.

Организационную структуру СТОИР изделия определяют:

- условия выполнения ТО и ремонта – место эксплуатации изделия, место эксплуатации изделия с выполнением части работ на специализированных предприятиях, специализированное предприятие;
- исполнители – эксплуатационный персонал, специализированный персонал эксплуатирующей организации, фирменное ТО (фирменный ремонт), комбинированный состав исполнителей;
- метод ремонта – *необезличенный, обезличенный, в том числе агрегатный*;
- стратегия ТО и ремонта – ТО регламентированное, ТО с периодическим контролем параметров, ТО с непрерывным контролем параметров, ремонт регламентированный, ремонт по техническому состоянию.

Качество ТО и ремонта изделий определяют:

- свойство изделия как объекта ТО и ремонта – технологичность изделия при ТО и ремонте и требования к исполнителям ТО и ремонта;
- условия выполнения ТО и ремонта – наличие необходимых производственных площадей и средств технологического оснащения, достаточность запасов материалов и запасных частей, применение прогрессивных методов контроля (диагностирование) технического состояния изделий, квалификация исполнителей ТО и ремонта, соблюдение производственной и технологической дисциплины.

Качество изделия после ТО и ремонта определяют:

- техническое состояние изделия, поступившего на ТО или в ремонт;
- количество запасных частей (новых и восстановленных) и материалов, используемых при ТО и ремонте;
- качество ТО и ремонта.

Эффективность СТОИР

Эффективность СТОИР изделия определяет ее способность поддерживать и восстанавливать заданные свойства этих изделий и обеспечивать заданный уровень их технической готовности при оп-

тимальных затратах времени, труда и средств. Показатели эффективности – по ГОСТ 18322.

Эффективность СТОИР изделия может быть повышена путем:

1. Совершенствования конструкции изделия как объекта ТО и ремонта.
2. Совершенствования стратегии ТО и ремонта изделия в соответствии с эксплуатационными данными о его надежности.
3. Отработки эксплуатационной и ремонтной документации.
4. Совершенствования организации ТО и ремонта, в том числе МТО.
5. Совершенствования технологических процессов ТО и ремонта.
6. Оптимизации состава исполнителей ТО и ремонта.
7. Применения современных методов технического диагностирования различного оборудования.

Номенклатура ремонтных документов ГОСТ 2.602-95

Наименование документа	Дополнительные указания
Руководство по ремонту	
Технические условия на ремонт	
Чертежи ремонтные	По ГОСТ 2.604, 2.701
Нормы расхода запасных частей на ремонт	
Нормы расхода материалов на ремонт	Для изделий народно-хозяйственного назначения составляют при необходимости
Ведомость ЗИП на ремонт	
Техническая документация на средства оснащения ремонта	Разрабатывают в соответствии с требованиями стандартной ЕСКД и ЕСТД
Ведомость документов для ремонта	

3.4 Структура службы главного энергетика

В состав энергохозяйства входят звенья различного организационного уровня с разделением по видам энергообеспечения (электро-, тепло-, -водо-, -газо-, -воздухо-, -хлаго-, -кислородо-, -азотоснабжения) и по функциям эксплуатация, ремонт, управление, развитие энергохозяйства. В соответствии с действующими нормативными документами, в основе которых лежат ведомственные системы или единая система планового предупредительного ремонта энергетического оборудования и энергетических сетей (ЕСППР) *при определении категории энергетической службы и ее организационной структуры за базу принимают электрическую мощность предприятия, объем электро- и теплопотребления или систему*

показателей, включающих электрическую мощность, объемы электро-, тепло-, водо- и воздухопотребления.

В зависимости от потребляемой мощности ТЭР, предприятия делятся на 12 категорий, например, для 6-й категории энергохозяйства электрическая нагрузка должна составлять 6-10 МВт, тепловая 210-250 МВт, а расход воды – 500-600 м³/мин. На малых и средних предприятиях чаще всего создают отделы главного механика с подразделениями, занятыми обеспечением предприятий энергией.

Для энергохозяйств 5й – 8й категории можно создавать службы главного энергетика, 3й – 5й категории – отделы главного энергетика, до 3й категории выделения отдела главного энергетика не рекомендуется.

При всем многообразии ведомственной принадлежности предприятий организация СГЭ должна быть основана на единых принципах:

- создание возможностей для непрерывного развития структуры, в соответствии с изменением масштабов энергопотребления и требований к энергообеспечению технологических и производственных процессов;
- обеспечение неразрывной связи организационной структуры энергослужбы с общей организационно-производственной структурой предприятия, а также с задачами энергохозяйства и предприятия в целом;
- осуществление оптимальной специализации подразделений энергослужбы, способствующий решению задач, стоящих перед СГЭ;
- разграничение прав, обязанностей и ответственности между звеньями СГЭ, исключение дублирование функций, создание условий для комплексного подхода к решению вопросов энергоснабжения;
- достижение максимальной эффективности функционирования энергослужбы.

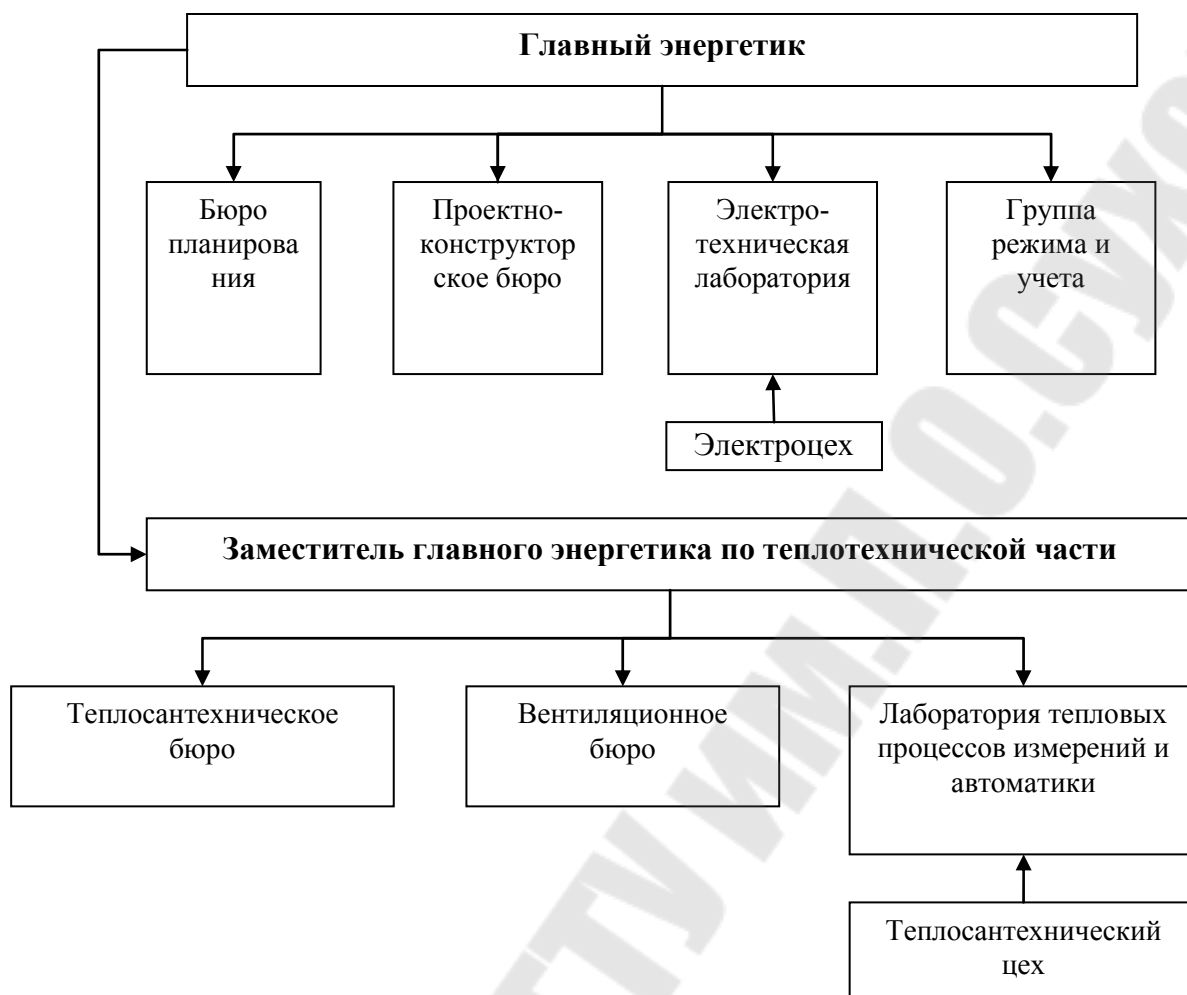


Рис. 3.1. Структура службы главного энергетика (предполагаемая)

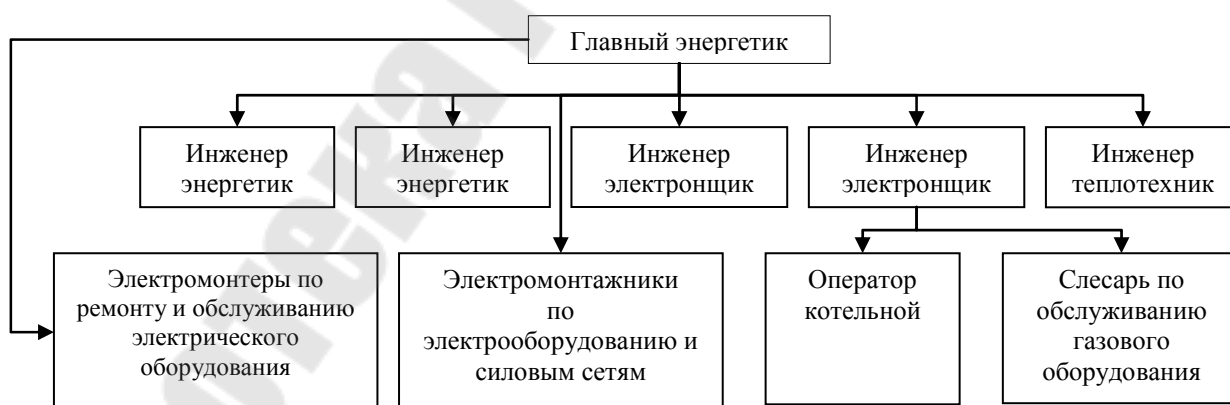


Рис. 3.2. Организационная структура отдела главного энергетика ЧУП «Каштан»

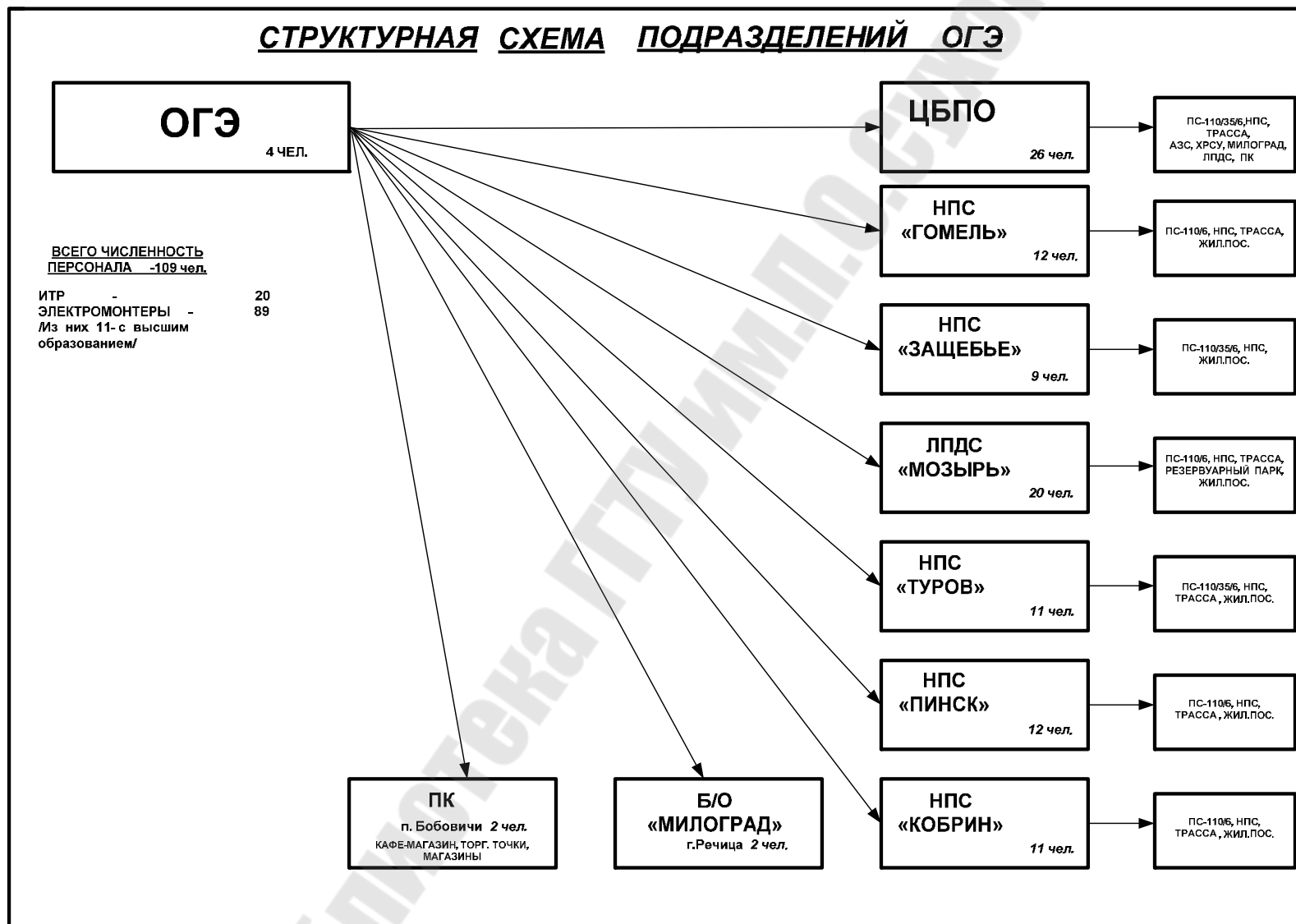


Рис. 3.3. Структурная схема подразделений ОГЭ

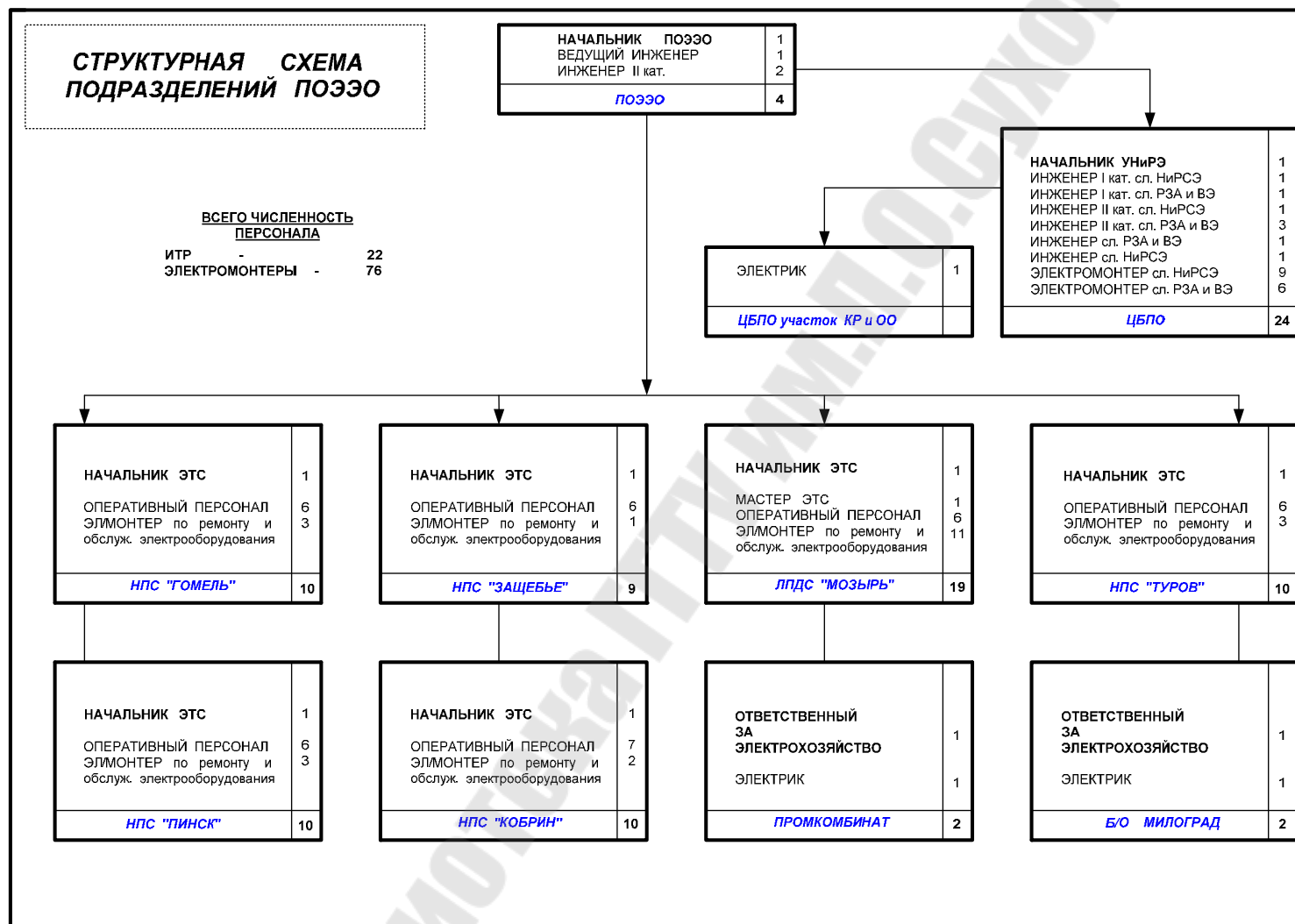


Рис. 3.4. Структурная схема подразделений ПОЭЭО

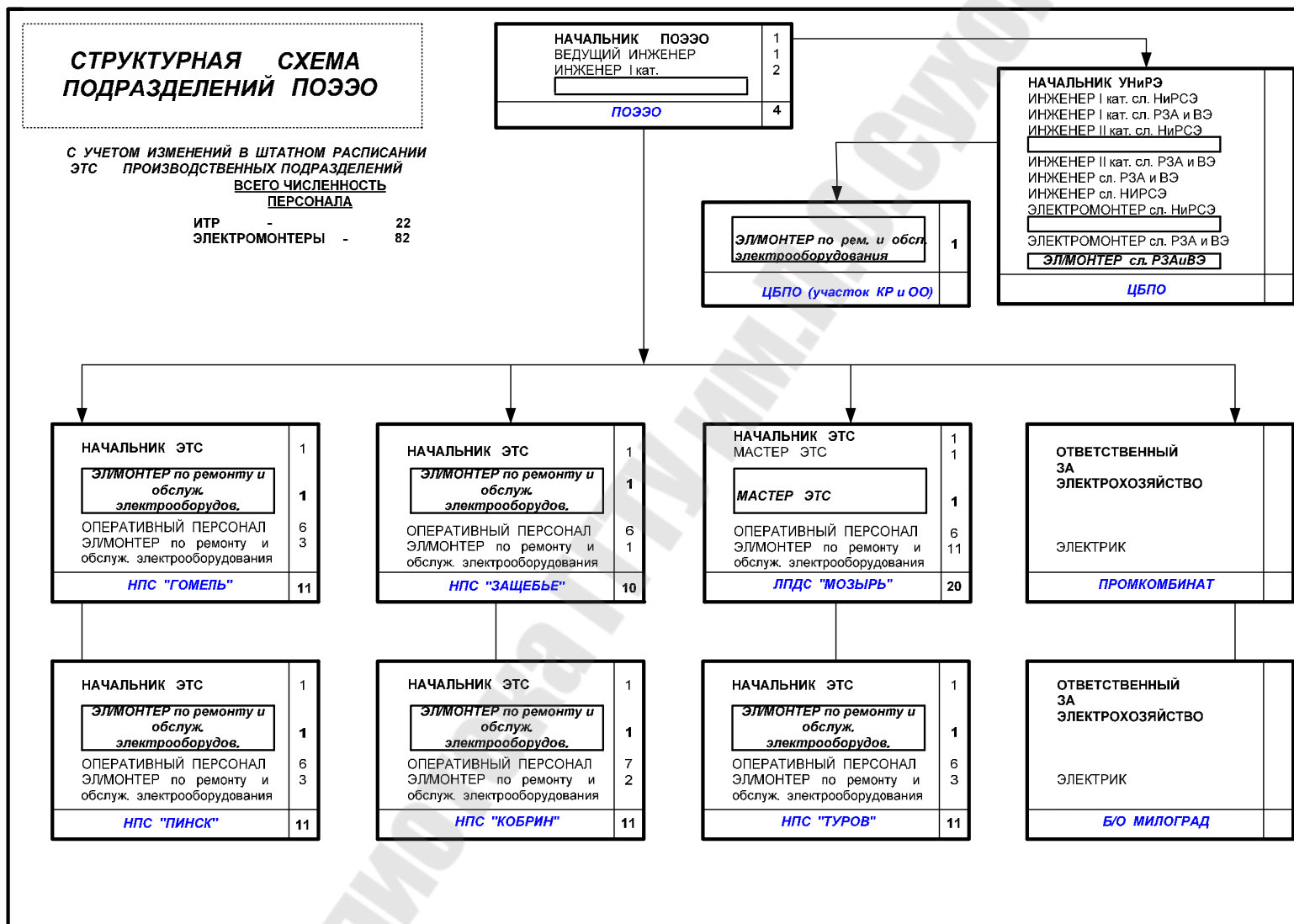


Рис. 3.5. Структурная схема подразделений ПОЭЭО

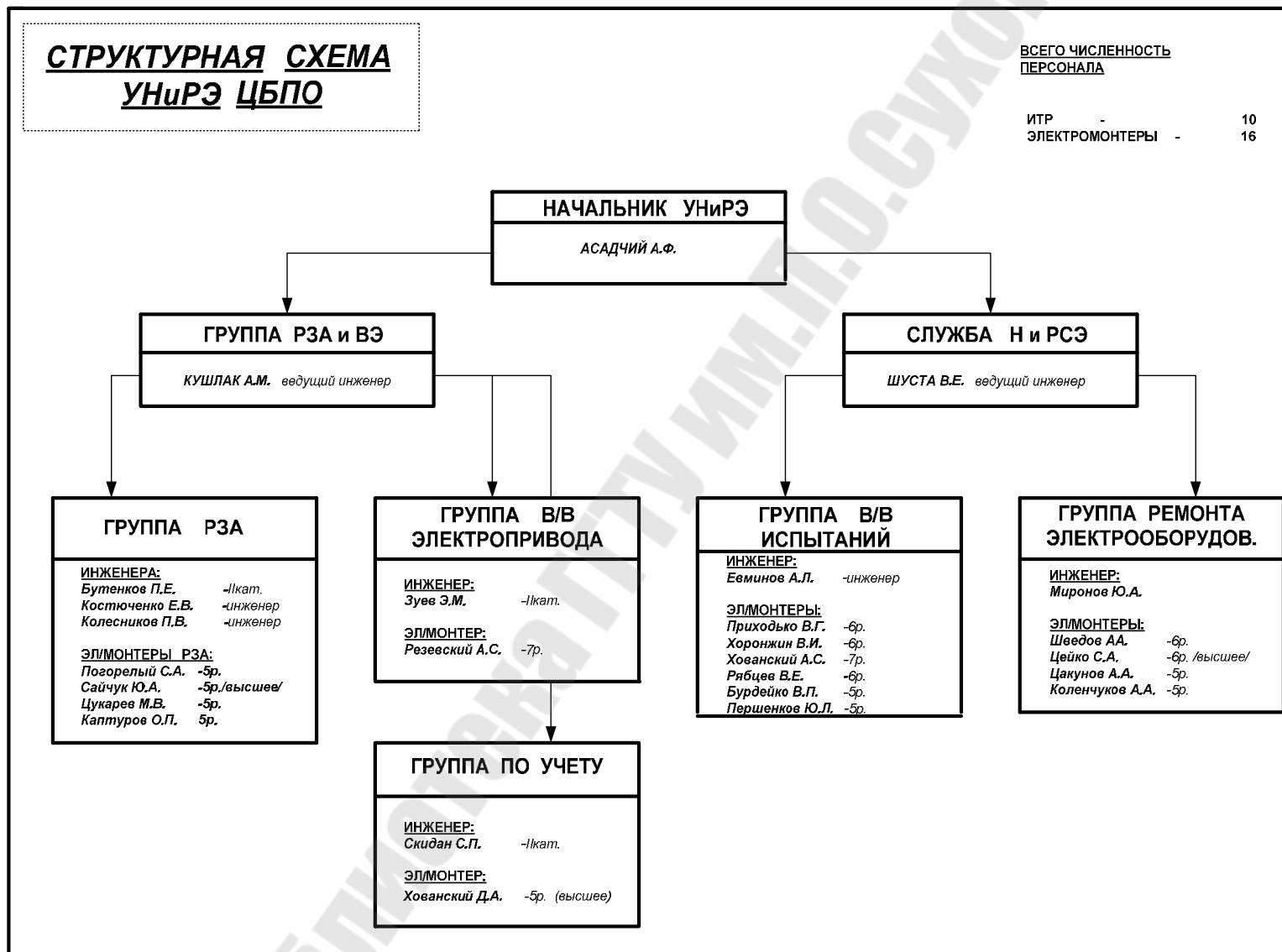


Рис. 3.6. Структурная схема УНиРЭ ЦБПО

ВОПРОСЫ для самоконтроля

1. Назвать составляющие информационного обеспечения СТО-ИР.
2. Перечислить комплект документов для любого типа изделий.
3. Назвать задачи МТО на стадии разработки и изготовления изделия.
4. Назвать задачи МТО на стадии эксплуатации.
5. Что определяет качество МТО?
6. Какие задачи решаются в процессе функционирования СТО-ИР?
7. Способы повышения эффективности СТОИР.
8. Какие факторы влияют на категорию и структуру службы главного энергетика.

Тема 4. Монтаж и эксплуатация воздушных линий электропередачи. Монтаж и эксплуатация воздушных линий электропередачи до 10 кВ.

Вопросы лекции:

- Монтаж воздушных линий
 - Общие требования и определения
 - Подготовительные работы по монтажу воздушных линий
 - Раскатка и соединение проводов
 - Натяжение, крепление проводов и тросов к опорам с подвесными изоляторами
- Эксплуатация воздушных линий электропередачи
 - Приемка воздушных линий в эксплуатацию
 - Обход и осмотр воздушных линий
 - Эксплуатация воздушных линий с самонесущими изолированными проводами
 - Профилактическое испытание воздушных линий
 - Конструкция, защита и заземление воздушных линий электропередачи с изолированными проводами
 - Нагрузочная способность СИП
 - Периодичность испытаний воздушных линий

4.1 Монтаж воздушных линий

4.1.1 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.).

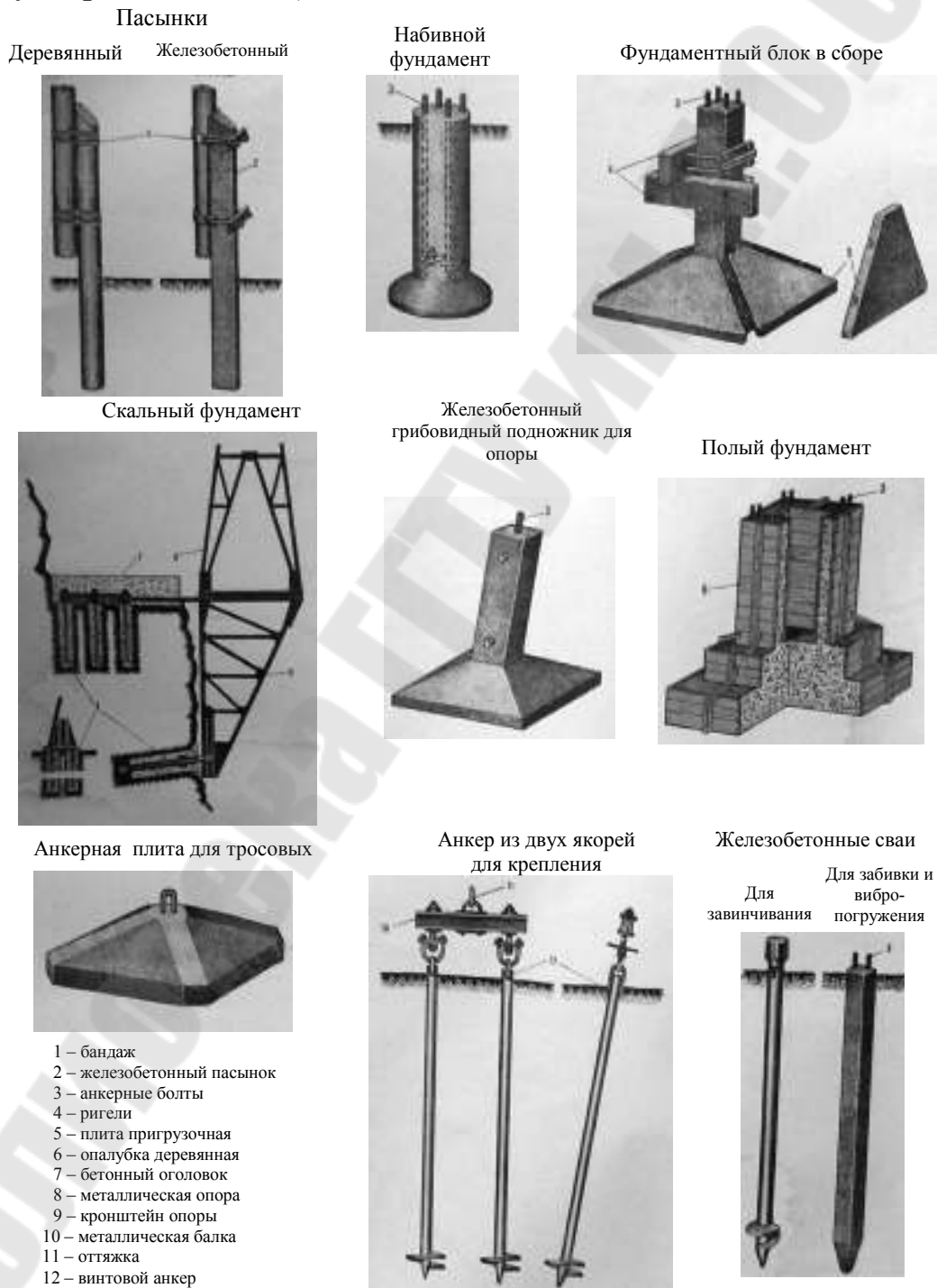


Рис. 4.1. Фундаменты опор ВЛ

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 нейтральной* и *глухозаземленной нейтралью*.

4.1.2 Подготовительные работы по 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.*

Опоры ВЛ устанавливают рис. 4.1 и рис. 4.2:

- на железобетонных пасынках, когда опоры деревянные;
- на различных фундаментах, в том числе на скальных;
- на железобетонных сваях;
- кроме того устанавливают анкеры для крепления оттяжек.

В 60-е годы были распространены деревянные опоры (рис. 4.3).

В настоящее время используют металлические опоры различной конструкции:

- Промежуточные;
- Угловые;
- Портальные;
- Анкерные угловые;
- А также устанавливают железобетонные опоры.

Для крепления проводов и тросов применяют различную арматуру (рис. 4.4):

- Натяжная;
- Поддерживающая;
- Соединительная;
- Сцепная;
- Защитная
- Фиксирующая.

Для крепления проводов применяют гирлянды (рис. 4.5):

- Поддерживающие;
- Натяжные одноцепные;
- Натяжные двухцепные с различной конструкцией изоляторов.

Для транспортировки металлических и железобетонных опор используются *вертолеты, автомобили и тракторы*. Сборка и транспортировка металлических опор представлена на рис. 4.6. Сборка и транспортировка железобетонных опор представлена на рис. 4.7.

Для установки опор применяют *кран и трактор (автомобиль)*. Схема установки опор изображена на рис. 4.8.

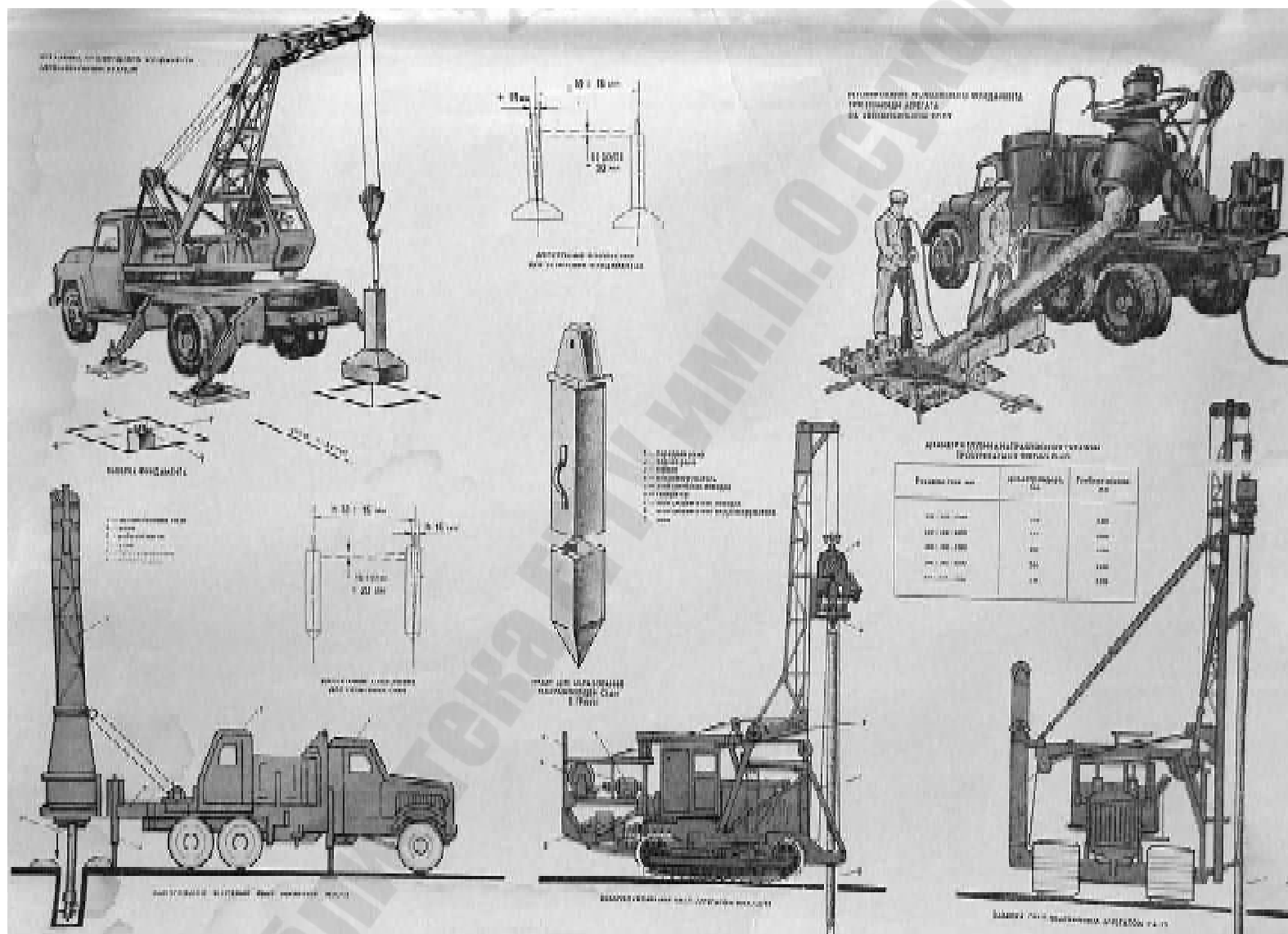


Рис. 4.2. Установка фундаментов под опоры ВЛ

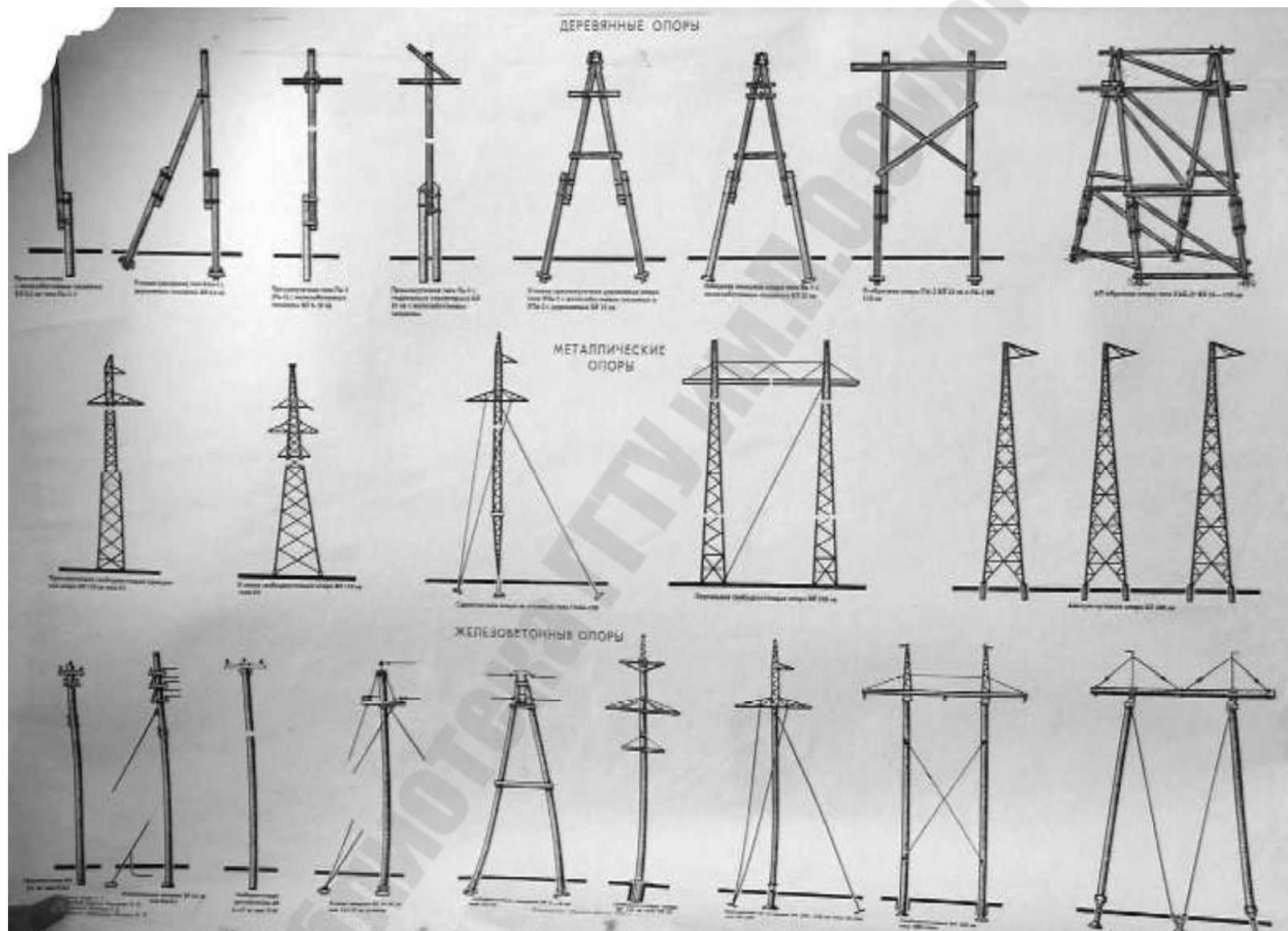


Рис. 4.3. Опоры воздушных линий



Рис. 4.4. Арматура для ВЛ

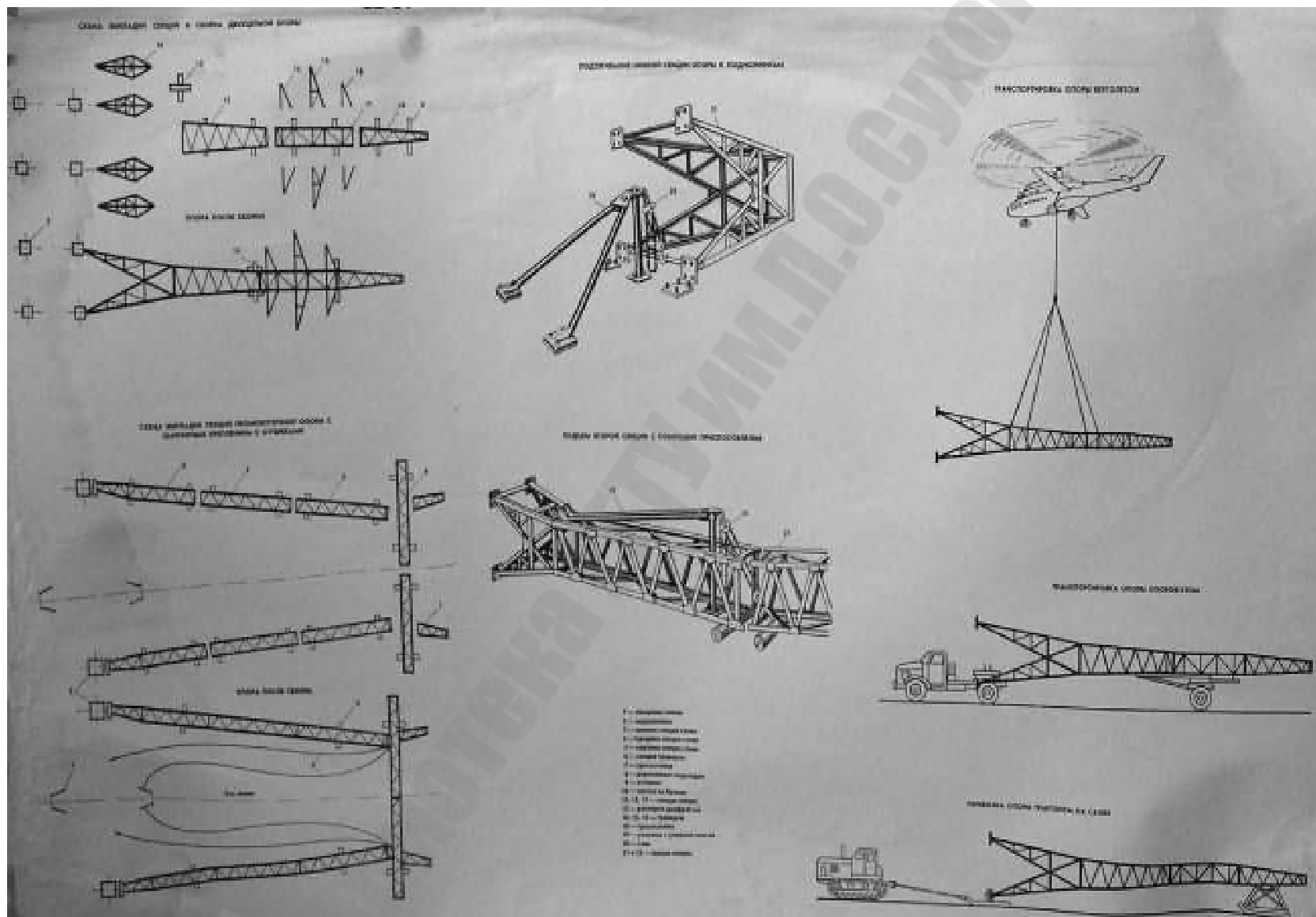


Рис. 4.6. Сборка и транспортировка металлических опор

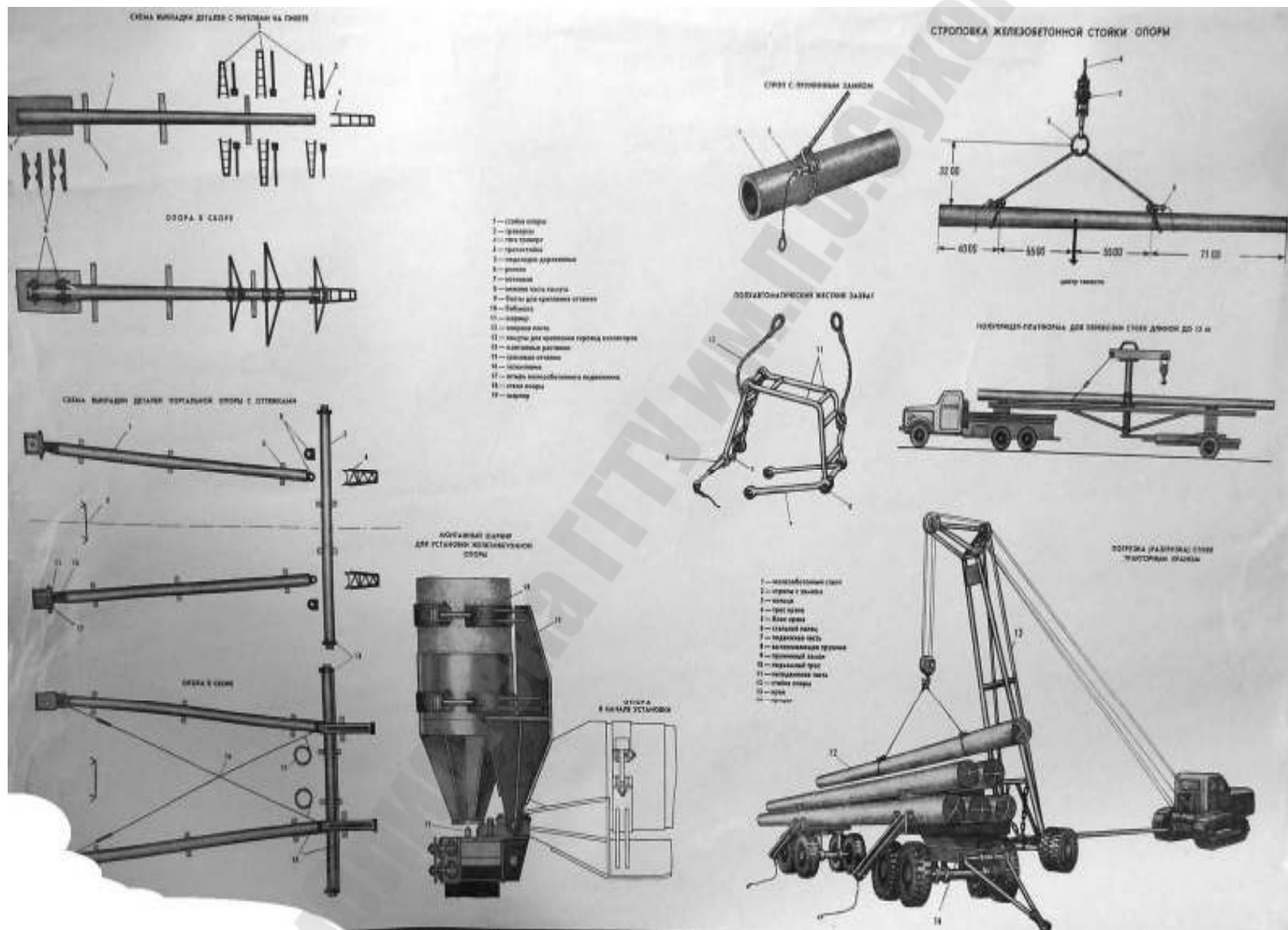


Рис. 4.7. Сборка и транспортировка железобетонных опор

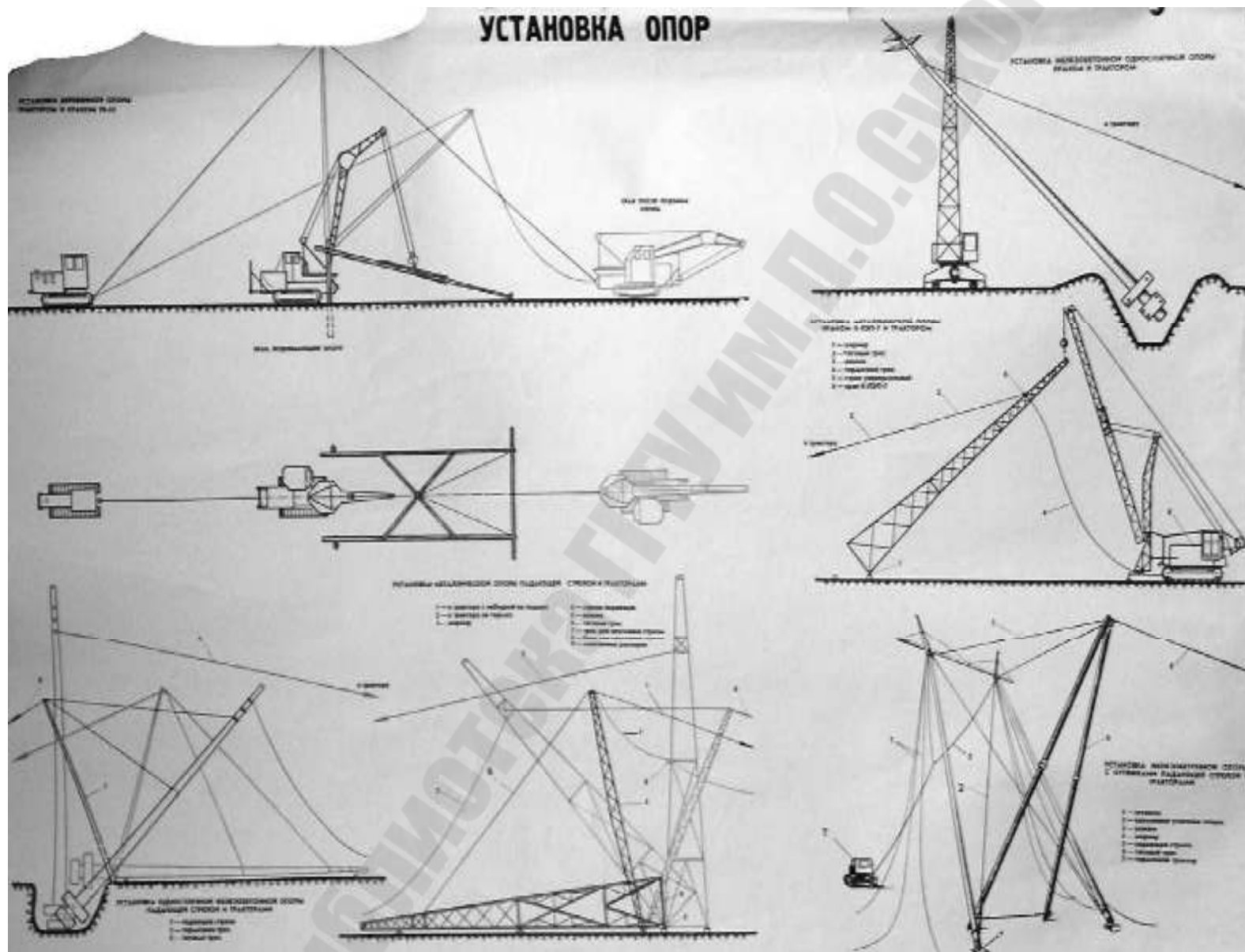


Рис. 4.8. Установка опор

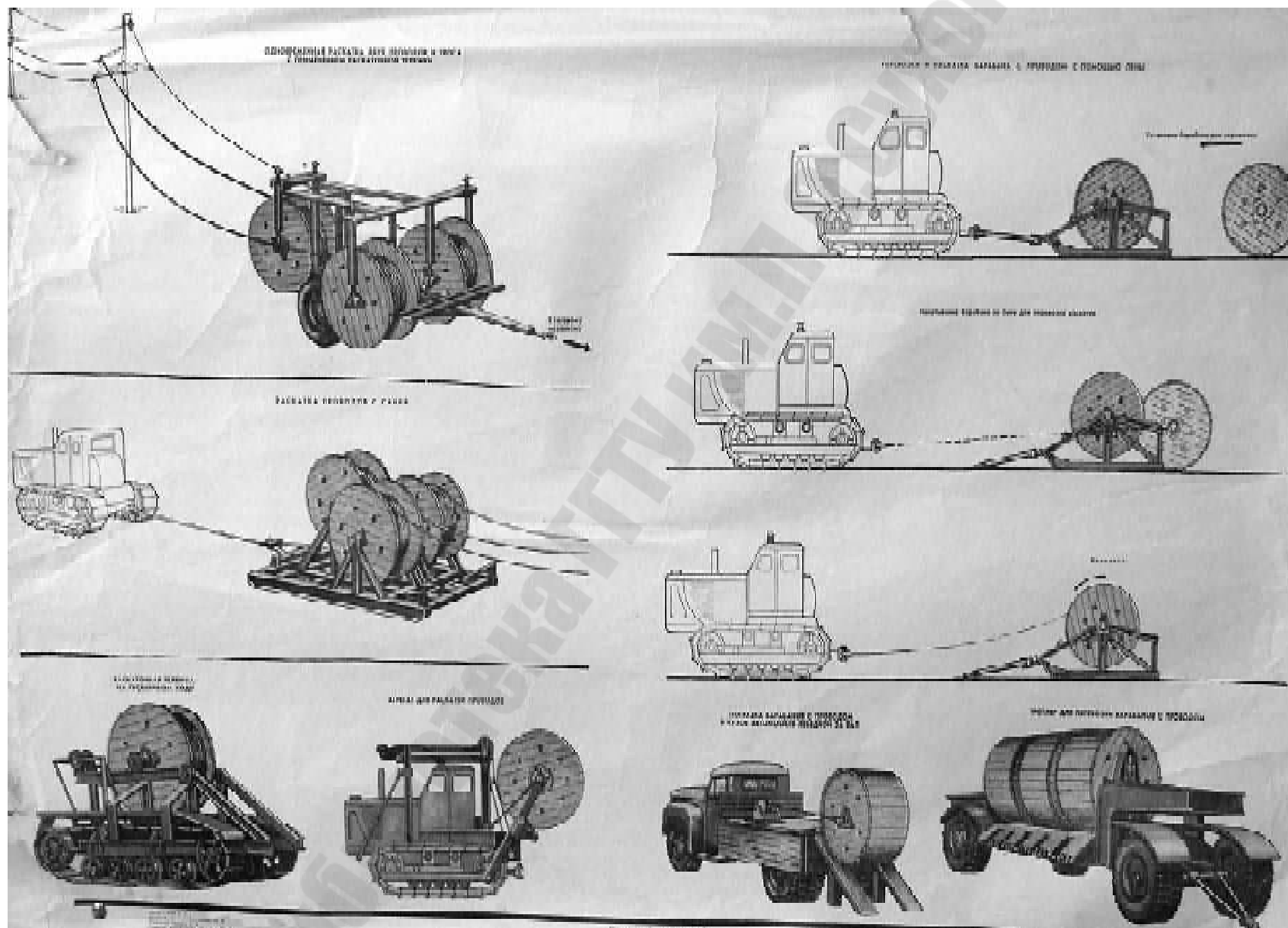


Рис. 4.9. Транспортировка и раскатка проводов и тросов
 42

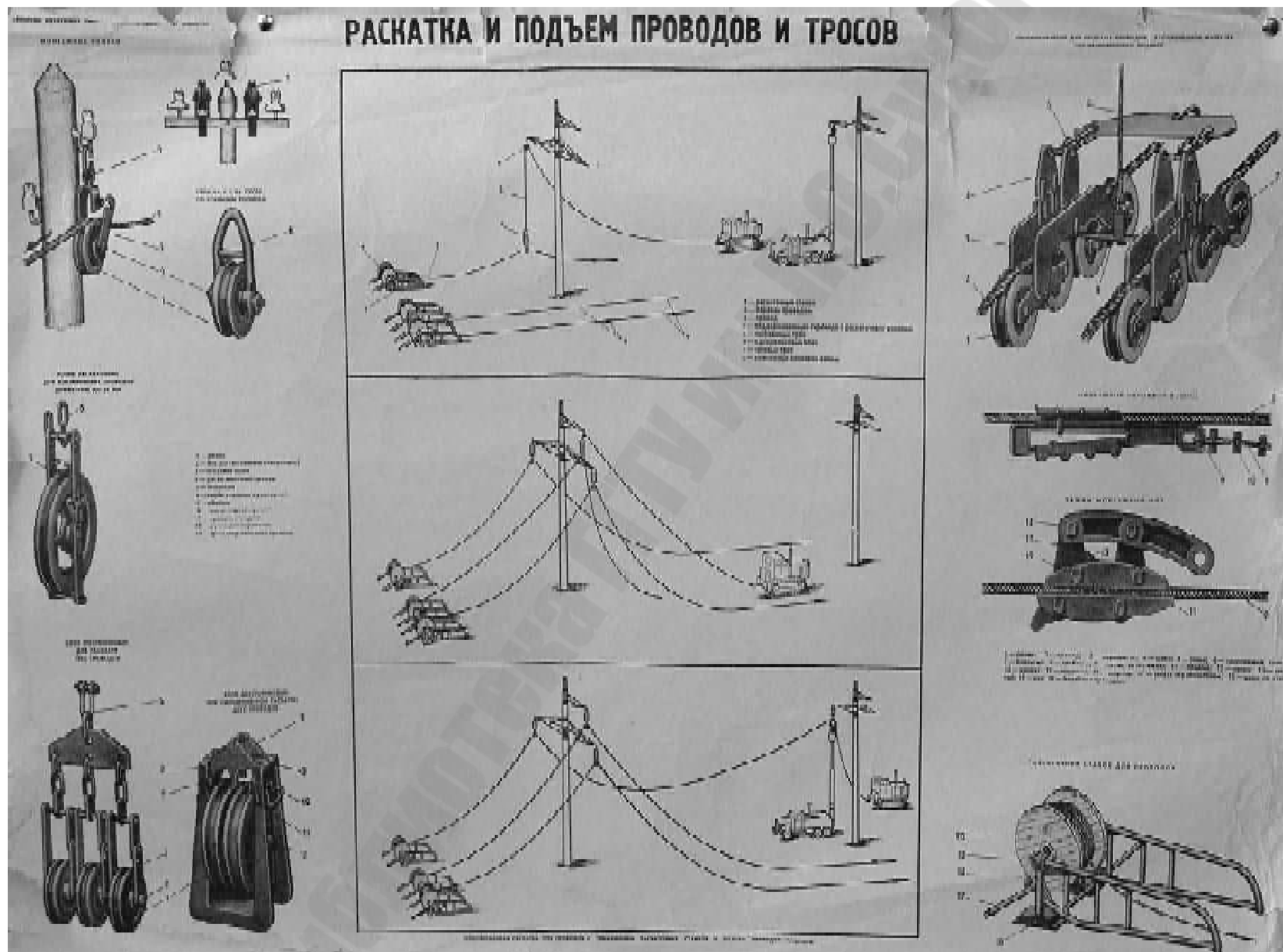


Рис. 4.10. Раскатка и подъем проводов и тросов

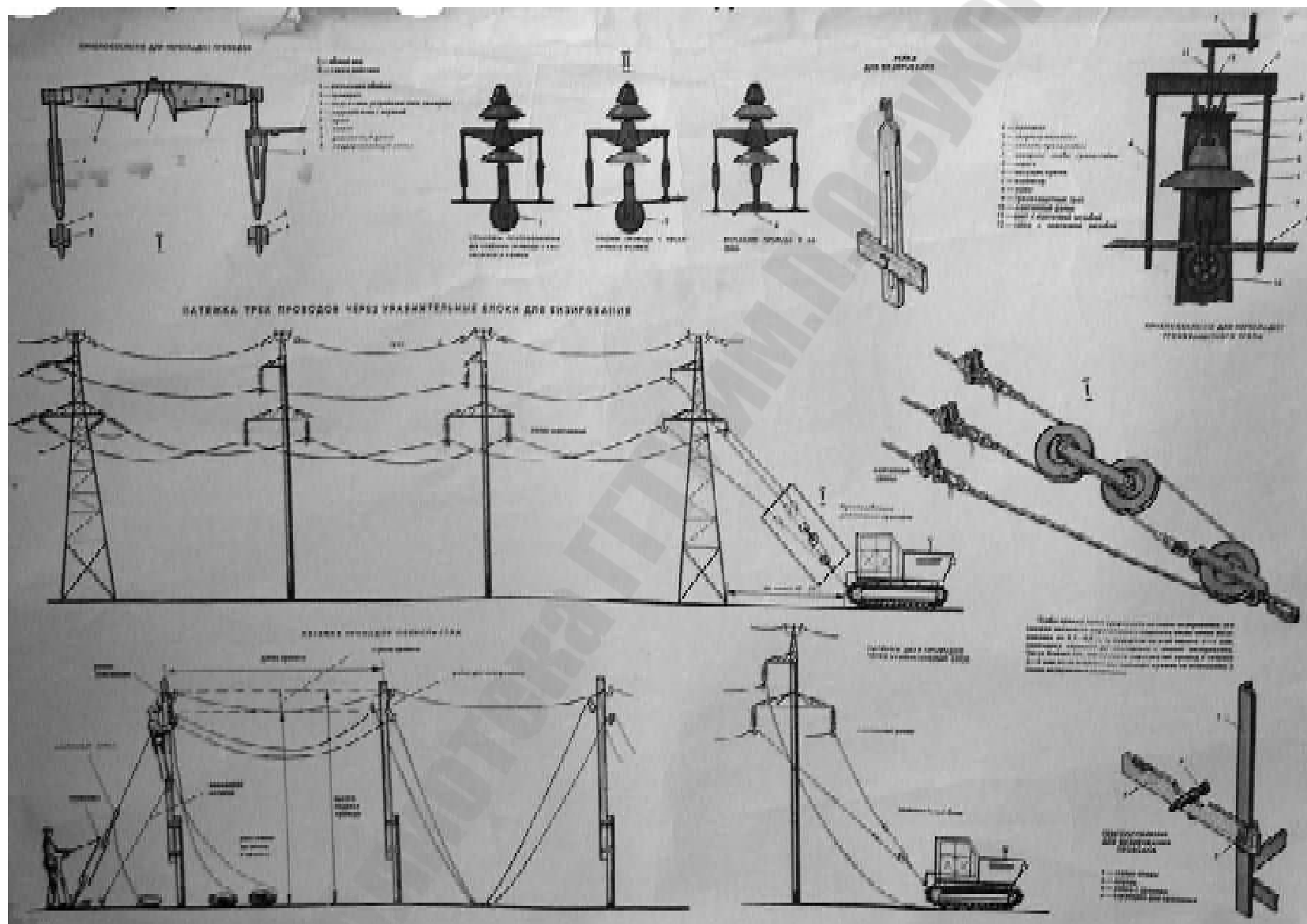


Рис. 4.11. Монтаж проводов и тросов

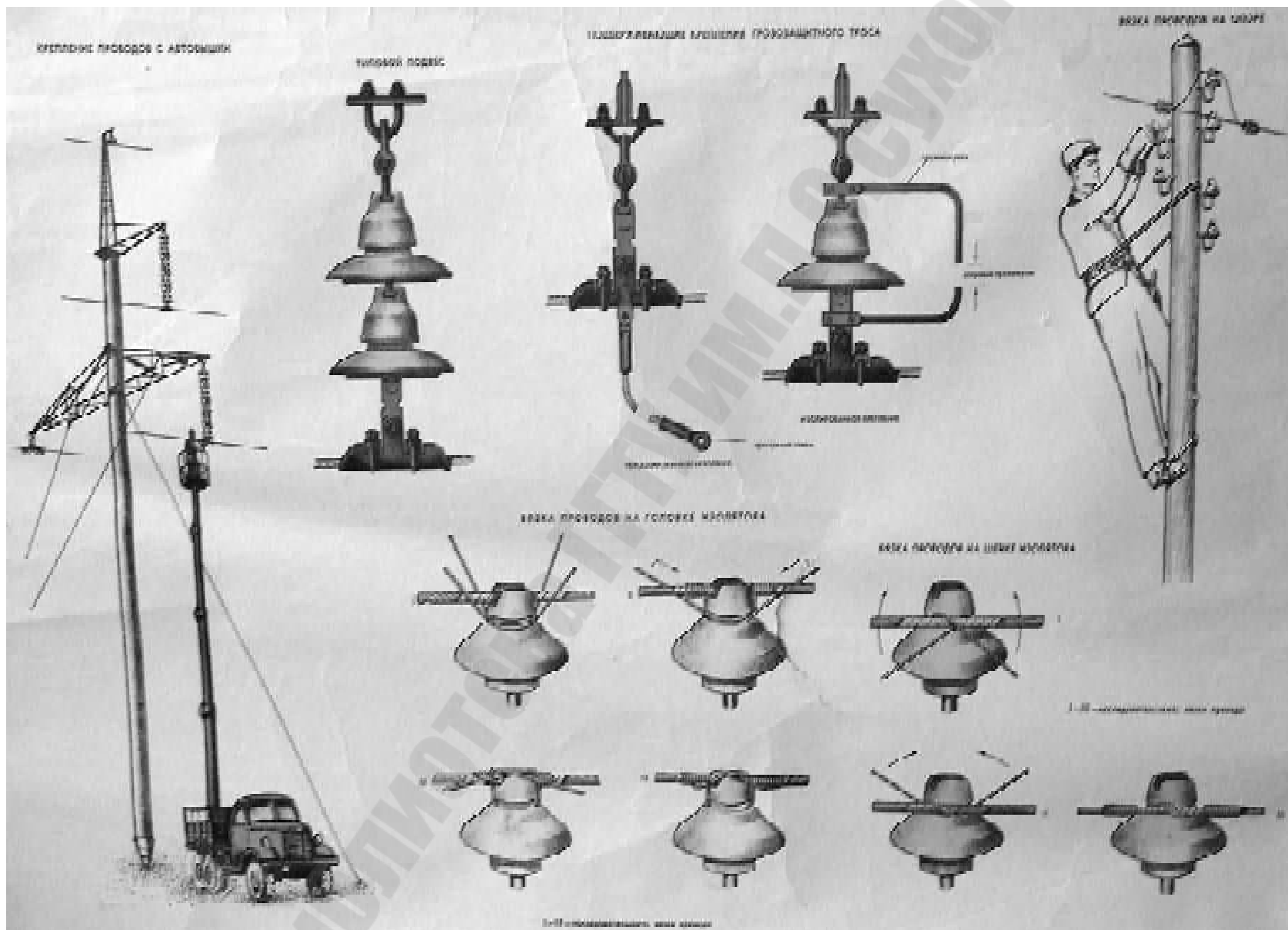


Рис. 4.12. Крепление проводов и тросов на промежуточных опорах



Рис. 4.13. Крепление проводов и тросов на анкерных опорах

При транспортировке и раскатке проводов применяют раскаточные тележки на колесах, санях, или гусеничном ходу (рис. 4.9).

При раскатке и подъеме проводов и тросов используют различные ролики и монтажные замки (рис. 4.10).

Натяжку проводов осуществляют при помощи трактора (автомобиля) через уравнительный блок или вручную при помощи полиспаста (греч. «натягиваемый многими канатами») (рис. 4.11).

Крепление проводов на опорах осуществляется несколькими способами: при помощи типового подвеса; при помощи различной вязки провода, а именно, на головке либо на шейке изолятора (рис. 4.12).

Крепление проводов и тросов на анкерных опорах осуществляют вязкой, клиновым замком и т.д. (рис. 4.13).

4.1.3 Раскатка и соединение проводов и тросов

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 [2].

Первый способ

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, которые крепят к траверсам опор или гирляндам изоляторов вместо поддерживающих зажимов (рис. 4.14).

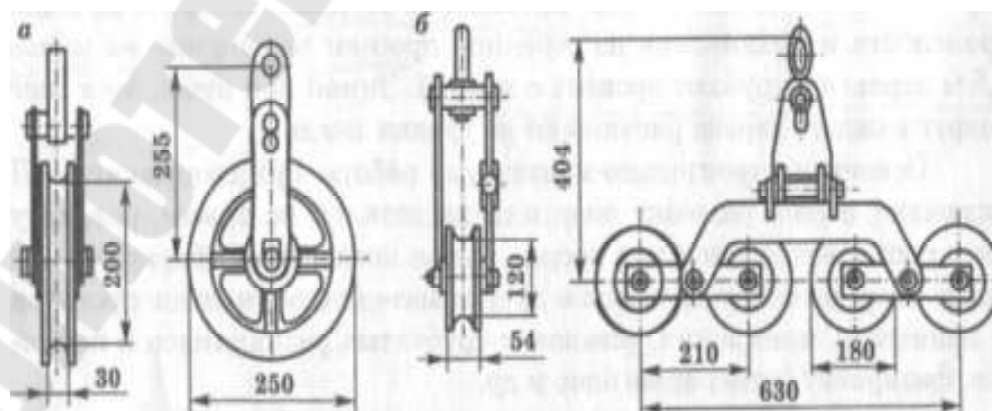


Рис. 4.14. Однорولیковий (а) и чотирьхрولیковий (б) монтажні ролик

Второй способ

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.

В пролетах провода соединяют:

- **скручиванием** в овальных зажимах соединяют алюминиевые провода сечением до 95 мм², сталеалюминиевые – до 185 и стальные – до 50 мм²;
- **обжатием** – алюминиевые провода сечением 120–185 мм² и стальные сечением 70–95 мм²;
- **сплошным опрессованием** фасонного соединителя – алюминиевые и сталеалюминиевые провода сечением 240 мм² и более.

В каждом пролете ВЛ напряжением свыше 1 кВ допускается не более одного соединения на каждый провод или трос.

Овальные соединительные зажимы 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 механиче-

скую 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 сталеалюминевые провода.

Прессуемые соединительные зажимы предназначены для соединения проводов большой механической прочности и представляют собой фасонную трубку с цилиндрическим отверстием, соответствующим диаметру провода. Зажим СОАС для сталеалюминевых проводов сечением 185-1200 мм² состоит из корпуса и стальной гильзы. Грозозащитные тросы (стальные канаты) сечением 50-150 мм² соединяют зажимами СВС.

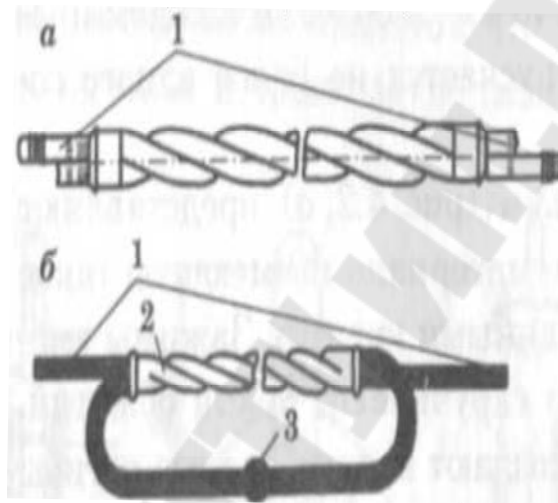


Рис. 4.15. Соединение проводов скручиванием овального соединительного зажима (а) и термитной сваркой (б): 1 – концы проводов; 2 – соединитель; 3 – место сварки проводов

При соединении проводов скручиванием овального соединительного зажима (рис. 4.15, 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. 4.15б) термитными патронами, что обеспечивает неизменное электрическое сопротивление соединения.

При соединении медных алюминиевых и стальных проводов обжатием овального соединительного зажима производят по рискам последовательно от одного конца соединителя к другому в шахматном порядке, а сталеалюминевых проводов – от середины соединителя также по рискам в шахматном порядке.

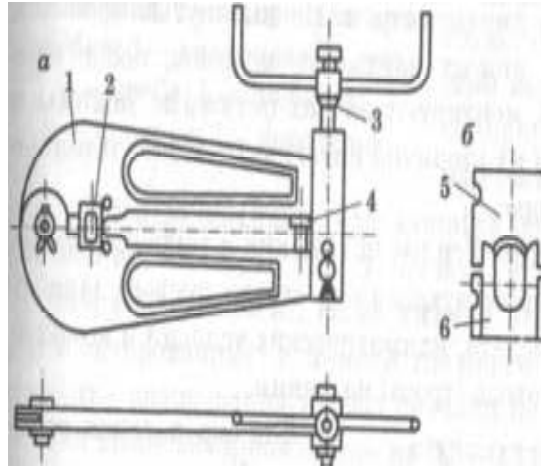


Рис. 4.16. Монтажные клещи МИ-19А (а) и вкладыши к ним (б):
1 – корпус; 2, 5, 6 – вкладыши; 3, 4 – соответственно нажимной и регулировочный винты

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 4.16). 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. Длина бандажа составляет не менее 30-40 мм для проводов ПСО-3; 40-50 мм для ПСО-4; 60-70 мм – для ПСО-5.

4.1.4 Натяжение, крепление проводов и тросов к опорам с подвесными изоляторами

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.

4.2 Эксплуатация воздушных линий электропередачи

4.2.1 Приемка воздушных линий в эксплуатацию

При приемке в эксплуатацию новой ВЛ напряжением до 1 кВ сдающая организация передает эксплуатирующей организации следующую документацию [2]:

- 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.

4.2.2 Обход и осмотр 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:

- 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 месяцев. 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 линии 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.

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 с помощью тепловизионных съемок.

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. Листок осмотра сдается мастеру, составляется план работы, в котором указываются сроки устранения дефектов.

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.

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.

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

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

4.2.3 Эксплуатация воздушных линий 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.

Нагрузочная способность самонесущих изолированных проводов

Длительно допустимая температура нагрева токопроводящих жил током не должна превышать 70°С для проводов, изолированных

термопластичным полиэтиленом, и 90°C – 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/м²**).

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

4.2.4 Профилактическое испытание 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.

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 $\pm 5\%$. 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.**

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 ρ . 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 провода. 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.

4.2.5 Конструкция, защита и заземление воздушных линий электропередачи с изолированными проводами

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 заводскую маркировку фазных проводов и проводов уличного освещения.

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:

$$S \geq I_{\text{кз}} \sqrt{\frac{T}{k}}$$

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);

$I_{\text{кз}}$ – величина тока короткого замыкания, А.

При выполнении защиты с выдержкой времени, независимой от тока, проверка осуществляется по 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

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.

Сопrotивление повторного заземлителя зависит от удельного сопротивления грунта ρ 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 6 мм.

4.2.6 Нагрузочная способность СИП

Длительно допустимая температура нагрева токопроводящих жил током не должна превышать 70°C для проводов, изолированных термопластичным полиэтиленом и 90°C 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/м²).

Допустимые длительные и кратковременные токи для самонесущих изолированных проводов с алюминиевыми жилами с изоляцией из термопластичного и сшитого полиэтилена *приведены в табл. 4.1.- 4.2.*

Таблица 4.1

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	110	5000	2900

Таблица 4.2

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**.

4.2.7 Периодичность испытаний воздушных линий

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.). 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.

ВОПРОСЫ для самоконтроля

1. Назвать типы арматуры и гирлянд.
2. Назвать типы металлических опор.
3. Перечислите способы соединения проводов.
4. Перечислите документацию, которая передается эксплуатационной организации.
5. Назвать виды работ по техническому обслуживанию воздушных линий.
6. Технические характеристики самонесущих изолированных проводов.
7. Технические характеристики заземляющих устройств.
8. Периодичность испытания воздушных линий.

Тема 5. Система технического диагностирования электрооборудования

Вопросы лекции

- Изношенное оборудование – физический и юридический смысл

- Общие понятия и определения ГОСТ 20911-89
- Задачи технического диагностирования в СТОИР.
- Система технического диагностирования
- Методы технического диагностирования
- Физические основы методов технического диагностирования

5.1 Изношенное оборудование – физический и юридический смысл

Закон старения оборудования приведен на *рис. 5.1*.

Сформулируем определение «*изношенное оборудование*».

Во-первых, это работоспособное электрооборудование отработавшее нормативный срок при близких к номинальным условиям эксплуатации (кривая 1, *рис.5.1*).

Во-вторых, это *сохранившее работоспособность* электрооборудование, и не отработавшее нормативного срока, но изношенное интенсивной работой в режимах, в которых его эксплуатационные параметры превышают номинальное значение (кривая 2, *рис.5.1*).

В настоящее время различают три закона старения: *моральный, физический, юридический*.

Моральный износ – оборудование работоспособное, но обладает низкой энергоэффективностью по сравнению с новыми моделями.

Физический износ – диагностические параметры достигли предельного значения, хотя ресурс (срок службы) не исчерпан.

Юридический износ – календарный срок эксплуатации истек при хорошем техническом состоянии.

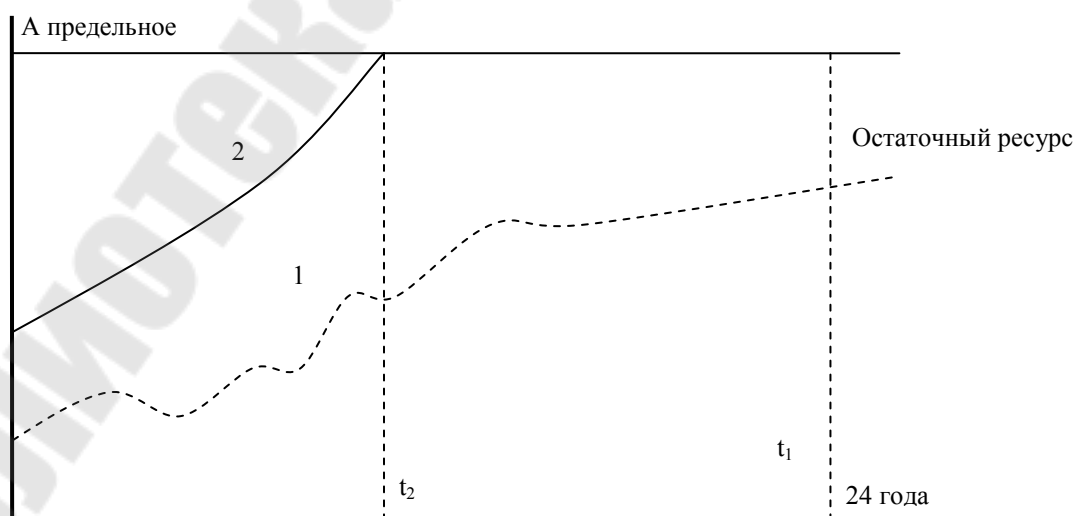


Рис. 5.1. Закон старения оборудования
1 – юридический износ; 2 – физический износ

Постоянное увеличение доли изношенного оборудования, специфичность условий его функционирования и эксплуатации требуют глубокого системного и научного разрешения связанных с ним проблем. необходимо разработать методы управления старением оборудования. А это можно сделать в первую очередь **на основе современных методов технического диагностирования и современных методов ремонта.**

5.2 Общие понятия и определения ГОСТ 20911-89

Техническая диагностика – область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объекта.

Техническое диагностирование – процесс определения технического состояния.

Объект технического диагностирования это изделие или его составные части, подлежащие (подвергаемые) диагностированию (контролю).

Техническое состояние – это состояние, которое характеризуется в определенный момент времени, при определенных условиях внешней среды, значениями диагностических параметров, установленных технической документацией на объект.

Средства технического диагностирования это аппаратура и программы, с помощью которых осуществляется диагностирование (контроль).

Система технического диагностирования (контроль технического состояния) это совокупность средств, объекта и исполнителей, необходимая для проведения диагностирования по правилам, установленным технической документацией.

Технический диагноз - это результат диагностирования.

Прогнозирование технического состояния – это определение технического состояния объекта с заданной вероятностью на предстоящий интервал времени, в течение которого сохранится работоспособное (неработоспособное) состояние объекта. **Различают тестовое и функциональное диагностирование.**

Тестовое техническое диагностирование – это диагностирование, при котором на объект подаются тестовые воздействия. **Например,** определение степени износа изоляции электрических машин

по изменению тангенса угла электрических потерь при подаче напряжения на обмотку двигателя от моста переменного тока.

Функциональное диагностирование – это диагностирование, при котором измеряются и анализируются параметры объекта при его функционировании по прямому назначению или в специальном режиме.

Например, определение технического состояния подшипников качения по изменению вибрации во время работы электрических машин.

Экспресс диагностирование – это диагностирование по ограниченному числу параметров за заранее установленное время.

Алгоритм технического диагностирования – это совокупность предписаний, определяющих последовательность действий при проведении диагностирования.

Диагностическая модель – это формальное описание объекта, необходимое для решения задач диагностирования.

Диагностическая модель может быть представлена в виде совокупности графиков, таблиц или эталонов в диагностическом пространстве.

Встроенные средства технического диагностирования это средства диагностирования, являющиеся составной частью объекта.

Например, газовые реле в трансформаторах 100 кВ.

Внешние устройства технического диагностирования это устройства диагностирования выполненные конструктивно отдельно от объекта.

Например, система виброконтроля на нефтеперекачивающих насосах.

Глубина поиска места отказа – характеристика, задаваемая указанием составной части объекта с точностью, до которой определяется место отказа.

5.3 Задачи технического диагностирования в СТОИР

Периодическое и плановое техническое диагностирование позволит решать следующие главные задачи:

- выполнять входной контроль агрегатов и запасных узлов при их покупке;
- свести к минимуму внезапные внеплановые остановки технического оборудования;

- управлять старением оборудования.

Комплексное диагностирование технического состояния оборудования позволяет решать следующие задачи:

- проводить ремонт по фактическому состоянию;
- увеличить среднее время между ремонтами;
- уменьшить объем расхода деталей в процессе эксплуатации различного оборудования;
- уменьшить объем запасных частей;
- уменьшить продолжительность ремонтов;
- повысить качество ремонта и устранить вторичные поломки;
- продлить ресурс работающего оборудования на строгой научной основе;
- повысить безопасность эксплуатации энергетического оборудования;
- уменьшить потребление ТЭР.

5.4 Система технического диагностирования

Система технического диагностирования представлена на *рис. 5.2*.



Рис. 5.2. Система технического диагностирования

5.5 Методы технического диагностирования

В настоящее время в Республике широко применяются следующие методы диагностирования:

- *Визуально-оптический или органолептический;*
- *Виброакустический;*
- *Тепловизионный (термографический);*
- *Метод акустической эмиссии;*
- *Магнитный метод контроля;*
- *Метод частичных разрядов;*
- *Хроматографический анализ газов;*
- *Метод тангенса угла диэлектрических потерь;*
- *Ультразвуковой;*
- *Ультразвуковая толщиномера;*
- *Радиографический;*
- *Капиллярный (цветной);*
- *Вихретоковый;*
- *Механические испытания (твердометрия, растяжение, изгиб);*
- *Рентгенографическая дефектоскопия;*
- *Металлографический анализ.*

5.6 Физические основы методов технического диагностирования

Визуально оптический метод реализуется при помощи лупы, эндоскопа, штангенциркуля и других простейших приспособлений.

Этим методом, как правило, пользуются постоянно, проводя внешние осмотры оборудования при подготовке его к работе или в процессе технических осмотров.

Виброакустический метод реализуется при помощи различных приборов для измерения вибрации. Вибрация оценивается по виброперемещению, виброскорости или виброускорению. Оценка технического состояния этим методом осуществляется по общему уровню вибрации в диапазоне частот 10-1000 Гц или по частотному анализу в диапазоне от 0 до 20000 Гц.

Тепловизионный (термографический) метод (рис. 5.3) реализуется при помощи пирометров и тепловизоров. Пирометрами измеряется температура бесконтактным способом в каждой конкретно отдельной точке, т.е. чтобы получить информации о температурном поле, необходимо этим прибором сканировать по объекту. Тепловизоры

позволяют определять температурное поле в определенной части поверхности диагностируемого объекта, что повышает эффективность выявления зарождающихся дефектов.

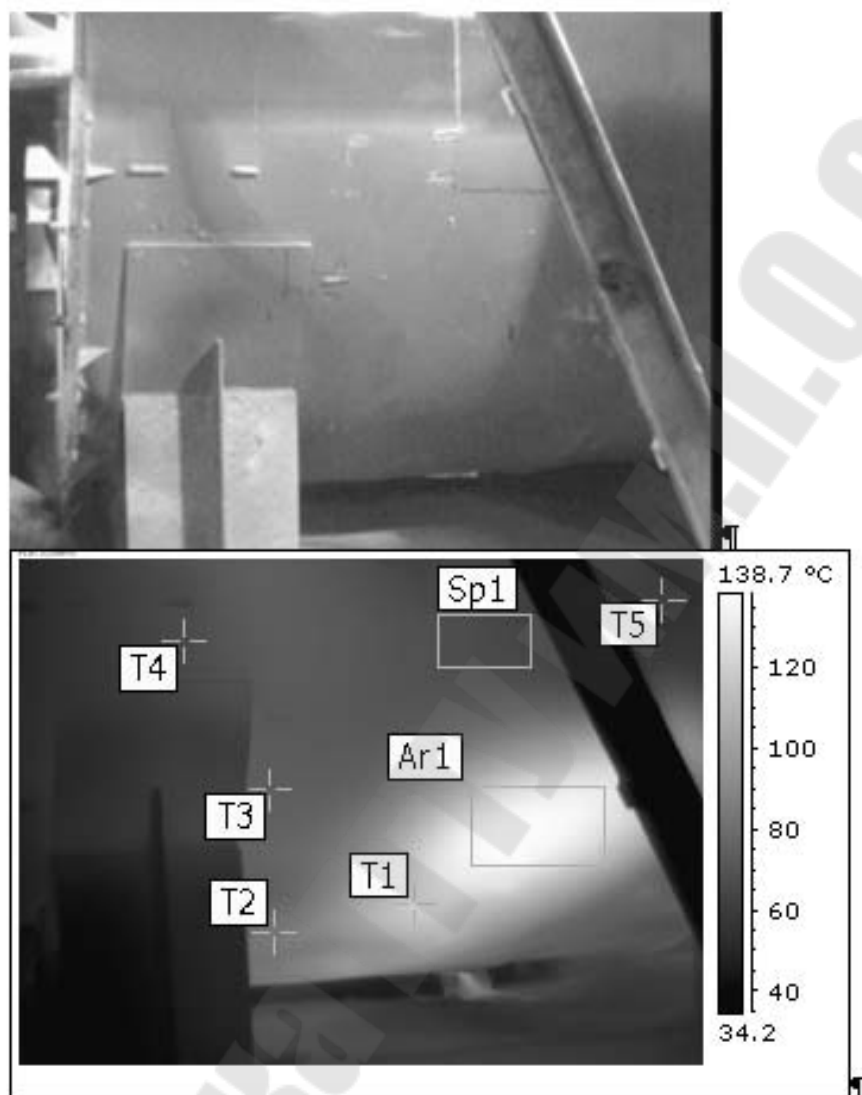


Рис. 5.3. Тепловизионный метод технического диагностирования

Метод акустической эмиссии – основан на регистрации высокочастотных сигналов в металлах и в керамике при возникновении микротрещин. Частота акустического сигнала изменяется в диапазоне от 5,0 кГц до 600 мГц, этот сигнал возникает в момент образования микротрещин. После окончания развития трещины, сигнал исчезает, по этой причине, при использовании метода применяют различные способы нагружения объектов в процессе диагностирования.

Магнитный метод – используется для выявления дефектов (микротрещин, коррозии и обрывов стальных проволок в канатах для выявления концентрации напряжения в металлоконструкциях).

Концентрация напряжения выявляется при помощи специальных приборов, использующих принцип Баркгаузена и Виллари.

Метод частичных разрядов используется для выявления дефектов в изоляции высоковольтного оборудования (трансформаторы, электрические машины). Физические основы частичных разрядов состоят в том, что в изоляции электрооборудования образуются локальные заряды различной полярности. При разнополярных зарядах возникает искра (разряд). Частота этих разрядов изменяется в диапазоне от 5 кГц до 600 кГц различной мощности и длительности. Имеются следующие методы и приборы регистрации частичных разрядов:

Метод потенциалов (зонд частичных разрядов Lemke-5).

Акустический метод (применяются высокочастотные датчики).

Электромагнитный метод (зонд частичных разрядов).

Емкостный метод.

Хроматографический анализ газов используется для выявления дефектов в изоляции станционных синхронных генераторов с водородным охлаждением и для выявления дефектов в трансформаторах 3-330 кВ. При возникновении различных дефектов в трансформаторах в масле возникает различные газы: метан, ацетилен, водород и т.д. Доля этих растворенных газов в масле определяется очень малыми величинами, тем не менее имеются приборы хроматографы, с помощью которых выявляются эти газы в трансформаторном масле и определяется степень развития тех или других дефектов.

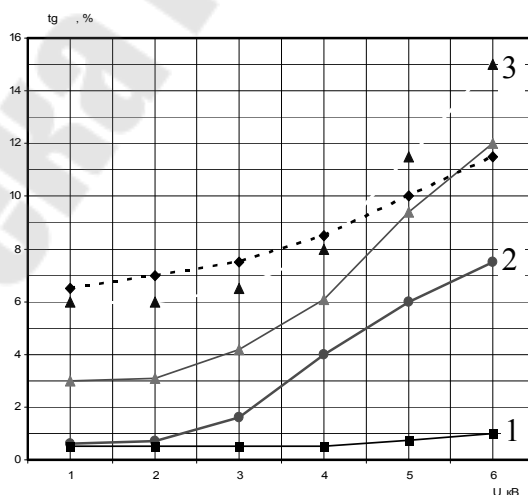


Рис. 5.4. Метод тангенса угла диэлектрических потерь

1 – хорошее техническое состояние изоляции; 2 – удовлетворительное;
3 – неудовлетворительное

Метод тангенса угла диэлектрических потерь (рис.5.4). Для измерения этого параметра в изоляции в высоковольтном электрооборудовании (трансформаторы, кабели, электрические машины) применяется специальный прибор – мост переменного тока. Этот параметр измеряется при подаче напряжения от номинального до 1,25 номинального напряжения. При хорошем техническом состоянии изоляции тангенс угла диэлектрических потерь не должен изменяться в этом диапазоне напряжения.

ВОПРОСЫ для самоконтроля

1. Дать пояснения физическому и юридическому смыслу изношенного оборудования.
2. Определите различие между «технической диагностикой» и «техническим диагностированием».
3. Различие между тестовым и функциональным диагностированием. Пример.
4. Принципы построения диагностической модели.
5. Перечислите задачи комплексного технического диагностирования.
6. Сформулируйте физический смысл технического диагностирования.

Тема 6. Приборы вибродиагностирования

Вопросы лекции:

- Основные параметры вибрации
- Относительные единицы вибрации
- Характеристики спектра вибрации
- Графическое представление основных вибрационных процессов
- Аналоговые виброанализаторы
- Виброанализаторы на основе микропроцессорных устройств
- Компьютерные системы вибродиагностирования

6.1. Основные параметры вибрации

К основным параметрам (единицам) вибрации относятся:

- **виброперемещение**, S [мм, мкм] – составляющая перемещение, описывающая вибрацию;
- **виброскорость**, v [мм/с] – производная виброперемещения во времени;

- **виброускорение**, a [м/с^2] – производная виброскорости во времени, виброускорение выражается также в единицах нормализованного ускорения силы тяжести: $1g = 9,807 \text{ м/с}^2$;

- **резкость** r [м/с^3] – производная виброускорения во времени.

При синусоидальных колебаниях взаимосвязь параметров вибрации определяется соотношениями:

$$v = 2\pi f \cdot s \cdot 10^3 = a \cdot 10^3 / 2\pi \cdot f, [\text{мм/с}];$$

$$S = v \cdot 10^3 / 2\pi f = a \cdot 10^6 / (2\pi \cdot f)^2, [\text{мкм}];$$

$$a = (2\pi f)^2 \cdot S \cdot 10^6 = (2\pi \cdot f) \cdot v \cdot 10^3, [\text{м/с}^2];$$

$$r = (2\pi f)^3 \cdot S \cdot 10^6 = (2\pi \cdot f)^2 \cdot v \cdot 10^3 = 2\pi f \cdot a, [\text{м/с}^3]$$

$$1\text{м} = 10^3\text{мм} = 10^6\text{мкм}$$

$$1\text{мкм} = 10^{-6}\text{м} = 10^{-3}\text{мм}$$

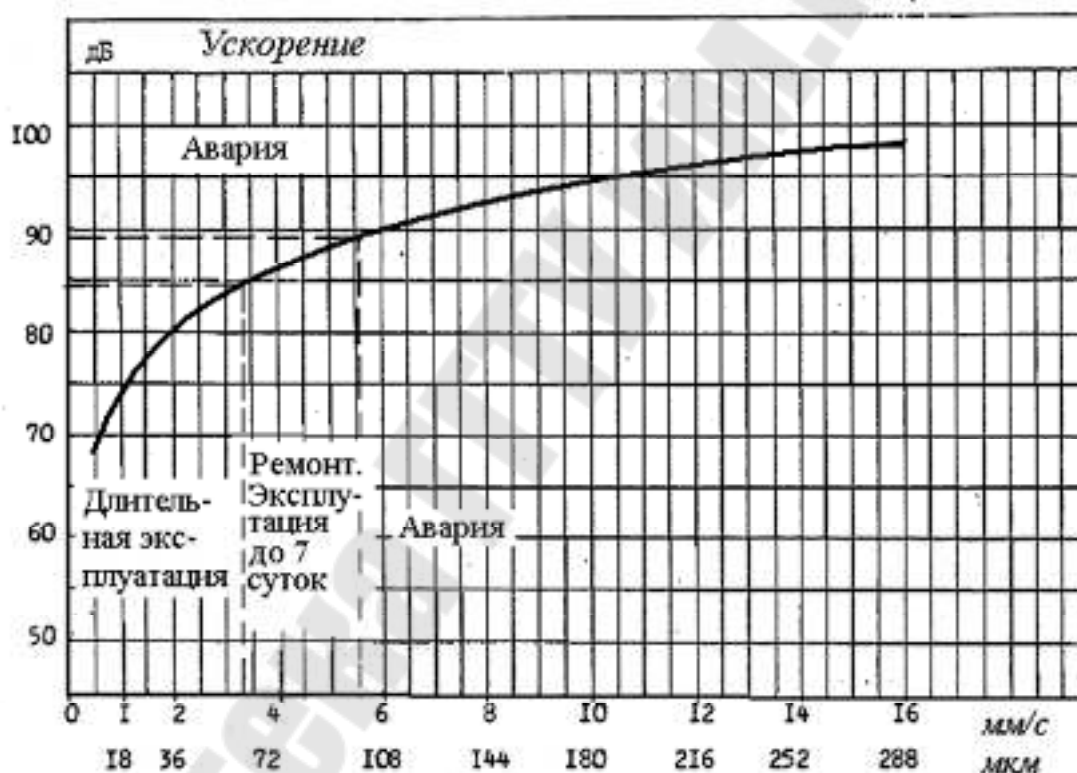


Рис. 6.1. Взаимосвязь параметров вибрации (графическое представление)

Резкость, как параметр вибрации используется весьма редко и поэтому не нормируется.

В современных виброизмерительных системах, как правило, используются **акселерометры**, т.е. первоначально измеряется **виброускорение**. Пересчет виброускорения в параметры виброперемещения и виброскорости ведется по формулам гармонических колебаний при помощи интегрирования.

Мгновенные значения s , v , a в конкретной точке отличаются по фазе. Кривая виброскорости опережает кривую виброперемещения на 90° . Кривая виброускорения опережает кривую виброперемещения на 180° . Интенсивность виброускорения оценивается максимальным пиковым значением x_p .

Среднее арифметическое мгновенное значение вибрации (без учета знака) характеризует общую интенсивность вибрации:

$$\bar{x} = \frac{1}{T} \int_{\tau_0}^{\tau_0+T} x(t) / d\tau$$

Коэффициент амплитуды или пикфактор (крейфактор):

$$k_{n\phi} = \frac{x_p}{x_e}$$

где x_p – максимальное пиковое значение амплитуды;
 x_e – среднее квадратическое значение

6.2. Относительные единицы вибрации

Относительные единицы вибрации представляют собой десятичные логарифмы отношений среднего квадратического значения виброскорости (v_e) или виброускорения (a_e) к некоторому начальному уровню (пороговому уровню) – v_0 или a_0 и измеряется децибелах (дБ) $1\text{Б} = 10\text{ дБ}$.

Для гармонических колебаний отношение мощностей сигнала пропорционально отношению квадрата амплитуд данного сигнала:

$$\frac{P_i}{P_0} = \frac{A_i^2}{A_0^2}$$

Тогда $10 \lg \frac{A_i^2}{A_0^2} = 20 \lg \frac{A_i}{A_0}$

$$L_v = 20 \lg \frac{V_e}{V_0} \text{ или } L_a = 20 \lg \frac{a_e}{a_0}, \text{ (дБ*)}$$

При использовании логарифмических характеристик вибрации всегда необходимо указывать стандартный пороговый уровень, принятый при обработке значений вибрации.

Согласно ГОСТ 12.1.034-81 пороговый уровень равен:

$$v_0 = 5 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}; a_0 = 3 \cdot 10^{-4} \text{ м/с}^2; s = 8 \cdot 10^{-11} \text{ мм.}$$

Данные значения пороговых уровней определены исходя из порога чувствительности (слышимости) человеческим ухом в диапазоне частот $10 \text{ Гц} \div 1000 \text{ Гц}$.

По ГОСТ 30.296-95 для определения параметров вибрации пороговый уровень принят:

$$v_0 = 5 \cdot 10^{-8} \text{ м/с}; a_0 = 1 \cdot 10^{-6} \text{ м/с}^2$$

Логарифмическая система амплитуд лучше отражает относительные величины, чем линейная.

По стандарту ISO 1683 (также стандарту МЭК) принят пороговый уровень:

$$v_0 = 1 \cdot 10^{-6} \text{ мм/с}; a_0 = 1 \cdot 10^{-6} \text{ м/с}^2; s = 1 \cdot 10^{-6} \text{ мкм.}$$

Последним значением порогового уровня придерживается ряд фирм (BAST, DLI).

Числовые значения уровней ускорения, скорости и перемещения в логарифмических координатах (при пороговых значениях по ISO 1683) равны только в одной точке – при частоте 159 Гц. На эту частоту настраиваются калибраторы вибрации.

**Данная единица названа по имени американского изобретателя телефона А.Г. Белла, 1847 – 1922г.г.*

6.3. Характеристики спектра вибрации

Спектр колебаний (вибрации) – это совокупность соответствующих гармонических величин, характеризующих вибрацию, в которой указанные значения располагаются в порядке возрастания частот гармонических составляющих (см. табл. 6.1- 6.2).

Линейный спектр – это совокупность амплитуд гармонических составляющих колебаний.

Дискретный спектр – это спектр колебаний или частот в котором частота гармонических составляющих колебания образуют дискретные множества.

Непрерывный спектр – это спектр колебаний или частот, в котором частоты гармонических составляющих колебания образуют непрерывное множество.

Частоты гармоник кратны частоте анализируемых периодических колебаний. Гармоники различаются по номерам, представляющим отношение частоты гармоники к частоте анализируемых перио-

дических колебаний. Первая гармоника – гармоника, номер которой равен единице (f_0). За первую гармонику (основную частоту) принимается частота вращения ротора источника вибрации (оборотная частота).

В теории электрических машин за основную частоту принимается частота питающей сети ($f_1 = 50$ Гц или 400 Гц).

Высшие гармоники – это гармоники, номера которых больше двух на число целых чисел: $3f_0, 4f_0 \dots 20f_0$.

$2f_0$ – обычно говорят – «вторая гармоника».

Субгармоники – это гармоники, с номерами меньше 1: $0,25f_0, 0,5f_0$.

Дискретные частоты вибрации с различными амплитудами, которые составляют спектр вибрации, делятся для частотного анализа на частотные полосы. Соответствующие полосы пропускания имеют фильтры виброанализаторов (набор фильтров или перестраиваемые фильтры).

Частотный анализ – это определение принадлежности амплитуд спектра вибрации определенным возмущающим силам, вызывающим неисправности.

Декада – это полоса частот, у которой отношение верхней граничной частоты к нижней частоте равно 10.

Октава – это интервал между двумя частотами с отношением равным 2. Средняя гармоническая частота для октавной полосы, ограниченной частотами f_1 и f_2 будет равна:

$$f_{cp} = \sqrt{f_1 \cdot f_2}$$

Соотношение частот между третьоктавными полосами отвечает уравнению:

$$f_x = f_{cp} \sqrt[3]{2}$$

Для узких полос соотношение частот:

$$f_x = f_{cp} \sqrt[m]{2}$$

где m – число частот, на которое делится каждая октавная полоса.

6.4. Графическое представление основных вибрационных процессов

Таблица 6.1

Графическое представление вероятностных характеристик основных вибрационных процессов

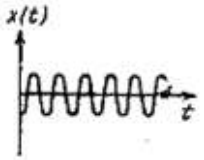
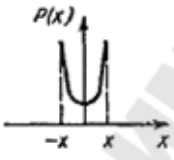
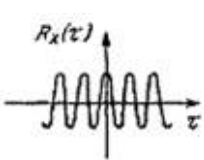
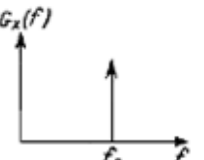
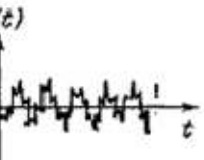
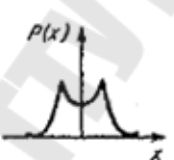
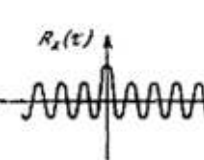
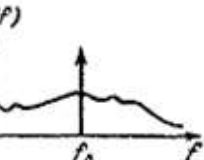
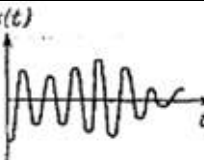
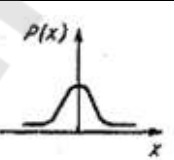
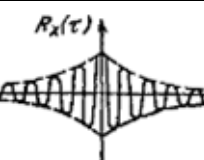
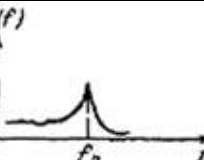

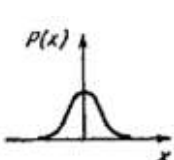
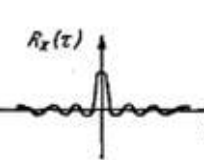
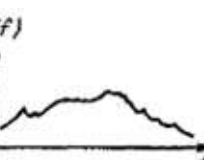
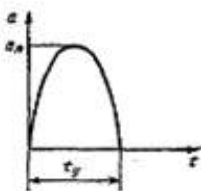
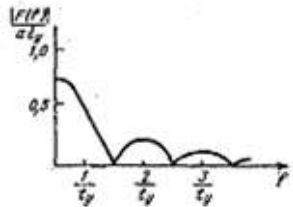
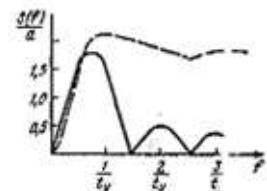
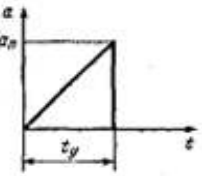
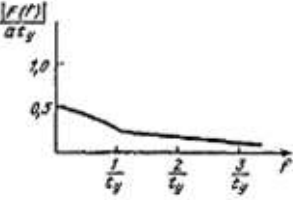
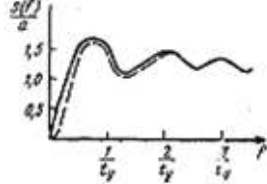
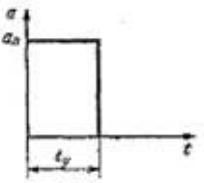
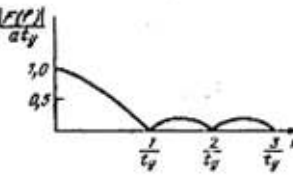
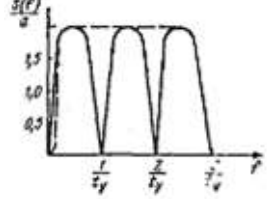
Наименование	Графическое обозначение	Плотность распределения	Автокорреляционная функция	Спектральная плотность
Гармонический процесс				
Процесс с шумом				
Узкополосный случайный процесс				
Широкополосный случайный процесс				

Таблица 6.2

Ударные импульсы, их частотные и ударные спектры

Импульс	Функции времени	Преобразование Фурье	Частотный спектр	Ударный спектр
Полусинусоидальный		$F(f) = \frac{2at_K}{\pi} \left \frac{\cos \pi ft_K}{1 - 4f^2 t_K^2} \right $		
Пилообразный		$ F(f) = \frac{at_K}{2} \left[\frac{1}{\pi ft_K} \sqrt{1 - \frac{1}{\pi ft_K} \sin 2\pi ft_K} + \frac{1}{\pi ft_K} \sin \pi ft_K \right]$		
Прямоугольный		$ F(f) = at_K \left \frac{\sin \pi ft_K}{\pi ft_K} \right $		

6.5. Аналоговые виброанализаторы

Виброметр типа РМС 201А и РМС 208 Фирмы РМС Beta (USA)

Виброметр типа РМС 201А предназначен для периодического эксплуатационного контроля вибрации подшипников. Прибор имеет автономное питание, стрелочный указатель и позволяет измерять виброскорость и виброперемещение. Прибор работает с электродинамическим вибродатчиком.

Прибор типа РМС 208 предназначен для вибрационной диагностики при периодическом контроле вибрационного состояния. В комплект прибора входят перестраиваемые фильтры, позволяющие визуальный спектральный анализ. Прибор может работать в комплекте двухкоординатным самописцем типа РМС 3200.

Виброметр VM-350 и виброанализатор Vm 126 фирмы «Vibro Metric Inc» (USA)

Малогабаритный стрелочный виброметр типа VM-350 предназначен для измерения виброскорости при эксплуатационном периодическом контроле вибрации подшипников. Прибор имеет автономное питание с электрическим вибродатчиком. Частотный диапазон измерений 3-5. Прибор измеряет эффективное значение виброскорости.

Модель VM-126 представляет собой прибор с цифровым отсчетом результатов измерений, имеет выходы для подключения самописцев и цифropечатающих устройств. Прибор измеряет виброускорение, виброустройств и виброперемещения.

Основные технические данные:

Частотный диапазон Гц 5-15000

Пределы измерений:

- Виброускорение, м/с: 0.2; 2; 2; 200
- Виброскорость: 2; 20; 200; 2000
- Виброперемещение, мкм: 200; 2000; 20000

Виброметр модели 10 фирмы «Schенck» (ФРГ)

Виброметр представляет собой переносной малогабаритный стрелочный прибор с автономным питанием и электродинамическим вибродатчиком. Прибор предназначен для измерения эффективного значения виброскорости и виброперемещения в частотном диапазоне от 10 до 1000 Гц при периодическом контроле вибрации электрооборудования. Имеется выход для подключения самописца и осциллографа.

Переносные виброметры модели 708.00 и Vibrogard фирмы «Deutlinger» (ФРГ)

Переносной виброметр модели 708.00 является малогабаритным прибором со стрелочными указателями и автономным питанием. Прибор работает с вибродатчиком типа РМС 48/2056. С помощью этого прибора измеряется эффективное значение виброскорости в частотном диапазоне 10-1000 Гц. Прибор имеет два предела измерений эффективного значения виброскорости 0-2 ммс-1 и 0-20 ммс-1.

Переносной виброметр модели Vibrogard, кроме эффективного значения виброскорости, позволяет измерять виброперемещение.

Оба прибора имеют выходы для подключения анализаторов спектра, выпускаемых той же фирмой, позволяющих определять спектральные составляющие контролируемой вибрации. Анализатор спектра модели 703.00 позволяет производить ручной анализ спектрального состава в частотном диапазоне 2-20000 Гц. Анализатор спектра 704.00 позволяет осуществлять автоматический анализ составляющих спектра с записью на бумажной ленте в частотном диапазоне 20-20000 Гц.

Приборы виброконтроля Российской Федерации

Виброметр общего назначения. Модель VU034. (Фирма ДИАМЕХ, г.Москва).

Модель VU 034 обеспечивает измерение общего уровня вибро смещения, виброскорости или виброускорения по выбору оператора при нажатии соответствующей клавиши.

Диапазон измерений:

- Виброускорение 0,01 ... 200 м/с²
- Виброскорость 0,01 ... 200 мм/сек
- Вибросмещение 0.1... 2000 мкм

Частотные диапазоны:

- Виброускорение, Гц 10-10.000
- Виброскорость, Гц 10-1000
- Вибросмещение Гц 10-1000

Комплекция: пьезоокселерометр Модели РА022, кабель пьезоокселерометра, установочный магнит, измерительный щуп, запасной аккумулятор, зарядное устройство, руководство по использованию, высокотемпературный пьезоокселерометр модели РА030 (работает в диапазоне до 260°С)

Масса: 375 г.

Микропроцессорный виброметр Модель VU940 (Фирма ДИАМЕХ, г.Москва)

Данная модель обеспечивает измерение общего уровня вибро-смещения, виброскорости и виброускорения. Прибор выполняет поло-совый анализ, а также измеряет наличие высокочастотных ударных импульсов. По мнению авторов, последние, являются достоверным диагностическим признаком состояния подшипников качения и зуб-чатых зацеплений.

В приборе реализован режим автокалибровки, который выпол-няется после каждого включения и обеспечивает стабильную точ-ность показаний прибора. Прибор имеет встроенный дифференциаль-ный предусилитель заряда, который полностью компенсирует элек-тромагнитные наводки.

Диапазон измерений

- Виброускорение, м/с^2 0.01 – 1000
- Виброскорость, мм/сек 0.01 – 200
- Вибросмещение, мкм 0.1-2000
- Погрешность, % 5

6.6. Виброанализаторы на основе микропроцессор-ных устройств

Микропроцессорный виброметр с памятью ПР-110 (Фирма «Приз», г.Москва).

Могут применяться датчики различных типов (тензодатчики, пьезодатчики), частотные диапа-зоны 0...100, Гц, 200, 500, 1000, 2000, 10000, 20000 Гц. Количес-тво спектральных линий 100, 200, 400, 800. Режимы работы: «ввод и анализ сигнала по линейному входу от датчиков», «ввод и ана-лиз сигналов через усилитель за-рядов»



Рис. 6.2. Анализатор вибрации «795 М»

Анализатор вибрации «795 М» (Украина) (рис. 6.2).

Прибор позволяет проводить анализ колебаний в временной и частотной областях, уровня ударных импульсов и частоты вращения.

Измеряет среднее квадратическое и пиковое значение параметра вибрации. Информация на экран выводится в текстовой и графической формах. В зависимости от модификации прибора можно измерять общий уровень или проводить частотный анализ спектра вибрации.

Многоканальный анализатор сигналов АТЛАНТ – 8

Основные технические характеристики прибора:

- Количество каналов – 8;
- Частотный диапазон – 5...5000 Гц;
- Количество линий в спектре – 100...3200.



Рис. 6.3. Анализаторы вибрации на базе ноутбука «ДСА-2001» и «Атлант-8М»

Портативный виброанализатор (балансировочный прибор) АГАТ, АГАТ-М.



Рис. 6.5. Портативный виброанализатор «Агат-М»

АГАТ-М (рис. 6.5) – двухканальный анализатор параметров вибрации, а также прибор для проведения двухплоскостной динамической балансировки роторов. В комплекте с прибором поставляется программное обеспечение (АГАТ-ПРОТОКОЛ), которое упрощает процесс обработки и хранения данных балансировки. Прибор может использоваться с программным обеспечением «ДИАМАНТ -2». В прибор АГАТ-М заложена функция экспресс-диагностирования подшипников качения, которая (*якобы*) по однократному замеру позволяет определить дефекты монтажа подшипника и зарождающиеся дефекты подшипника.

Виброизмерительный прибор «ЯНТАРЬ» (рис 6.6)

Компактный прибор «Янтарь» позволяет измерять общий уровень виброскорости, виброускорения и виброперемещения стандартных (10...1000 Гц) и установленных пользователем в частотных диапазонах с заданным временем усреднением, а также сравнение полученных данных с установленными нормами. В комплекте с прибором поставляются головные телефоны, позволяющие специалистам производить оценку агрегатов по шумам. Частотный диапазон измерений 5...10000 Гц, работа в режиме стетоскопа, датчик вибрации РА-023, имеется магнит и щуп для датчика.



Рис. 6.6. Виброизмерительный прибор «Янтарь»

Мультиплексоры МС-4, МС-16, МС-64 (рис.6.7)

В тех случаях, когда перестановка вибродатчиков невозможна, как, например, при ходовых испытаниях колесно-моторного блока электропоезда, или нецелесообразно при проведении многоплоскостной балансировки, используются мультиплексоры на различное число каналов. Мультиплексоры подключаются к приборам «ТОПАЗ» и «КВАРЦ» и позволяют проводить измерения последовательно по нескольким точкам от 1 до 64.



МС-4, МС-16, МС-64
Мультиплексоры на 4, 16 и 64 канала

Рис. 6.7. Мультиплексоры МС-4, МС-16, МС-64

Расширительный блок «МС-60-2-08» (рис. 6.8).



Рис. 6.8. Расширительный блок «МС-60-2-08»



Рис. 6.9. Портативный виброанализатор «КВАРЦ»

Фирма «ДИАМЕХ 2000» разработала и выпускает расширительный восьмиканальный блок, который подключается к виброанализаторам «ТОПАЗ-08» и «КВАРЦ» и позволяет производить измерение параметров вибрации одновременно от 2 до 8 измерительных точек. Использование этого блока вместе с функциональной базой приборов «ТОПАЗ-8» и «КВАРЦ» позволяет решить ряд проблем диагностирования сложных агрегатов. К блоку подключаются датчики вибрации РА-023, высокотемпературные датчики РА 031 и РА 032, низкочастотные датчики вибрации РА 057.



Рис. 6.10. Виброизмерительный прибор «ОПАЛ»

Виброизмерительный прибор «ОПАЛ» (рис. 6.10).

Предназначен для измерения общего уровня СКЗ виброскорости любого роторного оборудования. Предел СКЗ виброскорости 1,5...100 мм/сек. Диапазон частот 10...1000 Гц. Прибор соответствует техническим требованиям ГОСТ ИСО 2954-97. Виброметр «Опал» работает с датчиками вибрации и шума.

Многоканальная система SOUNDBOOK (рис. 6.11)

Основные достоинства таких систем – возможность быстрого совершенствования программного обеспечения. Удобный интерфейс пользователя. Совместимость со стандартными текстовыми и графиче-



Рис. 6.11. Многоканальная система SOUNDBOOK

ческими редакторами. Возможность быстрой выдачи заключений и протоколов о техническом состоянии. Диагностическая система состоит из компьютера, специального устройства согласования для подключения датчиков. Такие системы, как правило, изготавливаются многоканальными (двух, четырех и восьмиканальные). Для обеспечения высокой надежности используется не офисные, а специальные промышленные ноутбуки.



Рис. 6.12. Многоканальный анализатор сигналов АТЛАНТ-8

Многоканальный анализатор сигналов АТЛАНТ-8 (рис.6.12).

Восьмиканальный синхронный регистратор-анализатор вибросигналов Атлант-8 является современным прибором, предназначенным для решения наиболее сложных задач в вибрационной диагностике состояния оборудования. Его основу составляет переносной компьютер типа «ноутбук», в котором объединены функции регистрации сигналов, обработки, хранения. Функции первичной обработки вибросигналов, фильтрации и синхронного цифрового преобразования реализуются во внешнем блоке. Этому блоку подключаются вибродатчики и отметчик фазы, используемый при балансировке.

Основными функциями являются: регистрация сигналов, обработка, хранение. Функции первичной обработки вибросигналов, фильтрации и синхронного цифрового преобразования реализуются во внешнем блоке. Этому блоку подключаются вибродатчики и отметчик фазы, используемый при балансировке.

Основные технические характеристики прибора:

- Количество каналов – 8;
- Частотный диапазон- 5...5000 Гц;
- Количество линий в спектре – 100...3200.

Анализатор вибрации «АГАТ» (рис. 6.13).

Прибор имеет два канала для измерения вибрации, один канал для регистрации частоты вращения. Частотный диапазон в режиме измерения , 5...10000 Гц. Максимальное число линий в спектре – 800.

Анализатор вибрации «СПЕКТР- 07» (рис. 6.13).



Рис. 6.13. Анализаторы вибрации «АГАТ», «СПЕКТР- 07», «СД- 12М»

Прибор имеет один канал для измерения вибрации, один канал для регистрации частоты вращения, один канал для измерения электрического сигнала. Частотный диапазон в режиме измерения 0,125...25000 Гц. Максимальное число линий в спектре – 1600.

Анализатор вибрации «СД- 12М» (рис. 6.13).

Прибор имеет один канал для измерения вибрации, один канал для измерения шума, один канал для измерения электрического сигнала и один канал для регистрации частоты вращения. Частотный диапазон 0,5....25000 Гц. Максимальное число линий в спектре 1600.

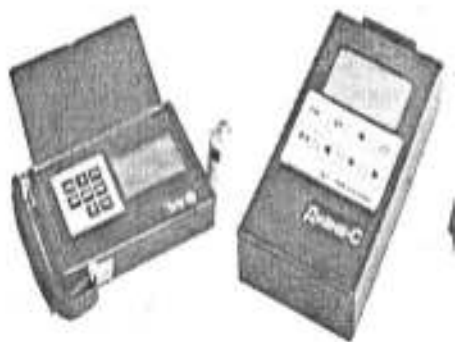


Рис. 6.14. Анализаторы вибрации «КОРСАР++», «Диана-С»

Виброметр «Корсар ++» (рис.6.14).

Одноканальный прибор для измерения общего уровня вибрации в диапазоне частот 10 ... 1000 Гц. В спектре максимальное число линий 400.

Анализатор вибрации «ДИАНА- С» (рис.6.14).

Прибор измеряет вибрацию в диапазоне 5...5000 Гц. Имеется один канал для измерения вибрации и один канал для измерения частоты вращения. В спектре максимальное число линий 1600.

Анализатор вибрации «АДП-3101» (рис. 6.15).

Прибор имеет два канала для измерения вибрации. Один канал для регистрации частоты вращения. Два канала для измерения электрического сигнала. Частотный диапазон в режиме измерения 1... 24000 Гц. В спектре максимальное число линий 6400.

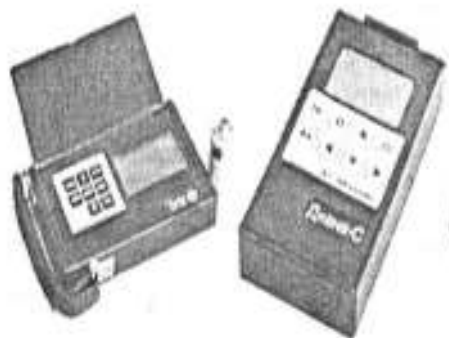


Рис. 6.15. Анализаторы вибрации «АДП-3101»

6.7. Компьютерные системы вибродиагностирования

В БГУ совместно с ОАО «Белгорхимпром» разработан многоканальный, многофункциональный прибор на базе notebook.

Основные характеристики данного прибора:

- частотный диапазон в режиме измерения спектров - 0,5 Гц - 40 кГц;
- количество отсчетов в спектре - 100; 200; 400; 800; 1600;
- количество каналов для подключения пьезоакселераторов: два (два АЦП);
- количество каналов подключения датчиков по напряжению: один;
- количество каналов подключения датчиков по току: два;
- количество каналов подключения датчиков оборотов: один;
- измерения и анализ: СКЗ, пикфактор, режим осциллографа, выбег.

Такая функциональность прибора на основе notebook позволяет измерять вибрацию, обороты ротора, величину и спектральный состав магнитного поля от датчика Холла; величину и спектральный состав тока статора от датчиков Холла; величину концентрации напряжения в металле от тензодатчиков. Этот прибор совмещает в себе функциональные возможности нескольких приборов, что очень важно для комплексного, оперативного диагностирования электрических машин.



Измерительные каналы:

- | | |
|------------------------------|-------------|
| 1. Измерение вибрации | - 2 канала; |
| 2. Измерение тока | - 2 канала; |
| 3. Измерение напряжения | - 2 канала; |
| 4. Измерение оборотов | - 1 канал; |
| 5. Измерение магнитного поля | - 2 канала. |

Рис. 6.16. Многоканальный диагностический прибор МДП-11423

Таблица 6.3

Характеристики вибронализирующих приборов

Характеристика	ПР-200А	СД-11	Кварц, Топаз	СК-2300	СМ-3001	ДСА-2001	Атлант 8	Диана-2
Частотный диапазон в режиме измерения спектров	0,05 Гц – 20 кГц	0,02 Гц- 25,6 кГц	0,3 Гц- 10 кГц	0,5 Гц- 20 кГц	4 Гц- 20 кГц	10 Гц- 16 кГц	5Гц- 5кГц	До 10 кГц
Количество частотных диапазонов	9	11	10	8	7	8	-	-
Измерение спектров огибающих	есть	есть	есть	есть	есть	есть	нет	Нет
Количество отсчетов в спектре	400; 800;1600	400; 800;1600	100;200;400; 800;1600	400;800;1600 3200	200;400; 800;1600;	250;500; 1000;2000 2500	100-3200	400;800
Количество каналов для подключения пьезоакселерометров	2	1	1(только свои дат)	2(только свои дат)	3	2	8	2
Количество каналов подключения датчиков по напряжению	1	1	1	8	3	2	8	-
Коммутатор	-	4-16	4,8,16	-	-	-	-	-
Дополнительные измерения	СКЗ, пикфактор, режим осциллографа	СКЗ, пик, пик-пик	СКЗ, эксцесс, выбег	-	Амплитуда и фаза	Кепстр, корреляция, Фазовые характеристики (20 функций БПФ)	-	-
Балансировка	есть	есть	есть	есть	есть	есть	есть	есть
Графический дисплей	есть	есть	есть	есть	нет	есть	есть	есть
Время работы от аккумуляторов	8	10	8	8	6	4	4	8
Длина мм	280	225	180	245	296	315	Н.Д.	180
Ширина мм	135	150	170	165	96	325	Н.Д.	165
Высота мм	65	45	75	47	36	110	Н.Д.	35
Масса кг	1,7	1,7	1,8	2,0	1,0	4,5	6,0	1,1

ВОПРОСЫ для самоконтроля

1. Записать формулы поясняющие взаимосвязь v , a , s вибрации.
2. Почему при переводе в логарифмические единицы выражение умножается на 20.
3. Записать пороговые уровни s , v , a согласно ISO 1683.
4. Какая разница между высшими гармониками и субгармониками.
5. Записать формулу для вычисления третьоктавных и узкополосных фильтров.

Тема 7. Приборы технического диагностирования изоляции электрооборудования

Вопросы лекции:

- Методологические принципы управления старением оборудования
- Способы и приборы диагностирования изоляции обмоток статора электрических машин
- Способы и приборы диагностирования дефектов ротора электрических машин
- Основные принципы продления срока службы (ресурса электрооборудования)

7.1. Методологические принципы управления старением оборудования

Срок эксплуатации или ресурс оборудования закладывается во время проектирования и изготовления, а поддерживается в процессе эксплуатации. Как уже было сказано ранее, ресурс в процессе эксплуатации зависит от режимов работы и СТОиР. Чтобы обеспечить заданный ресурс необходимо во-первых, проводить ремонт по фактическому состоянию только по результатам комплексного диагностирования, а во-вторых, обеспечить высокое качество ремонта на основе современных технологий (рис. 7.1).



Рис. 7.1. Методологические принципы управления износом и старением оборудования

7.2. Способы и приборы диагностирования изоляции обмоток статора электрических машин

Применяемый на практике способ оценки технического состояния изоляции электрических машин и кабелей на основе высоковольтных испытаний является разрушающим и пагубным. Как показывает практика, неоднократные высоковольтные испытания разрушают изоляцию, что приводит к сокращению ресурса, аварийным остановам и к необоснованным затратам на ремонт. В настоящее время, ученые разработали неразрушающие методы контроля степени износа изоляции обмоток.

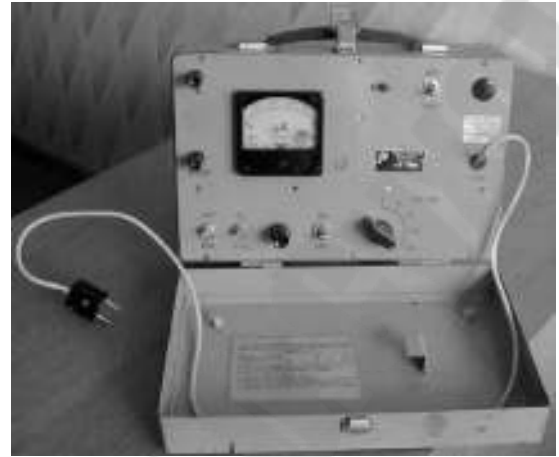
Этот метод основан на измерении следующих параметров:

- Абсорбционная емкость изоляции – ΔC (пФ);
- Геометрическая емкость изоляции – C_{50} (пФ);
- Коэффициент полеризации (коэффициент микропористости);
- Тангенс угла диэлектрических потерь – $\text{tg}\delta$ (%);
- Частичные разряды (пКл);
- Температурное поле.

На рис. 7.2 приведены приборы для диагностирования статора электрической машины. Для измерения этих параметров используются приборы:



1



2

Рис. 7.2. Приборы диагностирования изоляции статора высоковольтного электродвигателя: 1 – МІС-2500; 2 – ПКВ-7

- ПКВ-7 (МІС-2500) – ΔC , $C50$;
- Мост переменного тока Р526 (вектор 2М) – $\text{tg}\delta, C50$;
- Зонд частичных разрядов М4201;
- Термограф ИРТИС-2000.

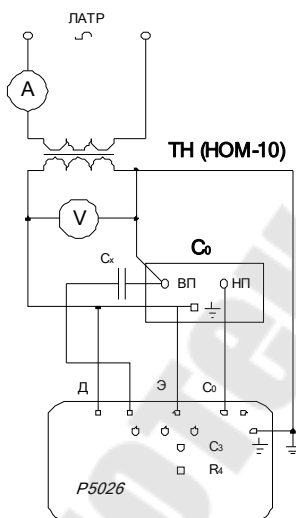


Рис. 7.3. Мост переменного тока
проводимостью и поляризацией.

МОСТ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

(рис. 7.3)

Мост переменного тока Р5026 применяется в комплекте: ЛАТР, трансформатор напряжения НОМ-10, вольтметр высоковольтный, эталонный конденсатор C_0 .

Измерение диэлектрических характеристик изоляционных конструкций.

Рассматриваются характеристики изоляционных конструкций, определяемые процессами в диэлектриках – **про-**

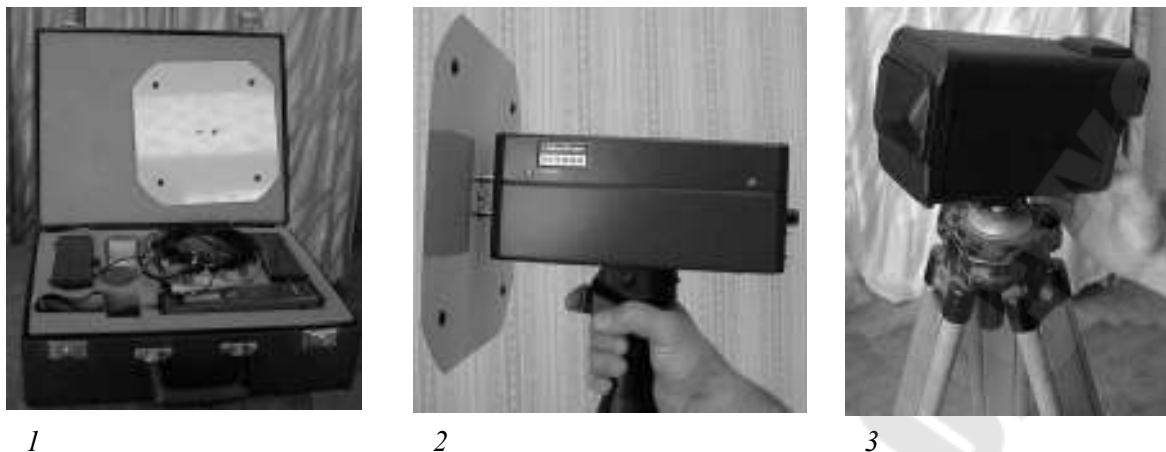


Рис. 7.4. Приборы технического диагностирования:
1, 2 – зонд частотных разрядов; 3 – ИРТИС-2000

Электропроводность технических диэлектриков определяется наличием в них свободных ионов и характеризуется удельным объемным сопротивлением ρ_v . При приложении к изоляционной конструкции напряжения через нее протекает ток проводимости. Состояние изоляции характеризуется значением этого тока или обратной ему величиной - сопротивлением изоляции. Процесс поляризации возникает в диэлектрике при помещении его в электрическом поле. При этом на поверхности диэлектрика и в его объеме образуются связанные электрические заряды, изменяющие поле внутри вещества.

Одной из важнейших характеристик изоляции является диэлектрическая проницаемость, которая определяется степенью поляризации диэлектрика. Для изоляционной конструкции вместо диэлектрической проницаемости ϵ удобнее рассматривать пропорциональную ей емкость между электродами C . При поляризации происходит перемещение электрических зарядов, на это затрачивается энергия поля. Некоторые процессы поляризации сопровождаются рассеиванием части этой энергии в объеме диэлектрика, т. е. диэлектрическими потерями. Диэлектрические потери и особенно их изменение характеризуют состояние диэлектрика.

Известны несколько видов поляризации; **электронная, ионная, дипольная, междуслойная (миграционная) и ряд других**. Виды поляризации различаются по времени, необходимому для ее установления, которое иногда называют временем релаксации диэлектрика. К быстрым видам поляризации относятся электронная, ионная и ди-

польная, которые завершаются за очень малое время (10^{-10} – 10^{-15} с).

Междуслойная поляризация, относящаяся к медленным видам поляризации, может иметь время релаксации, соизмеримое с периодом промышленной частоты или даже значительно превышающее его. Междуслойная поляризация характерна для изоляционных конструкций высокого напряжения, в которых, как правило, используются диэлектрики с разными характеристиками. При междуслойной поляризации на поверхности раздела слоев разнородных диэлектриков происходит накопление свободных зарядов, называемых зарядами абсорбции. Перемещение этих зарядов создает ток абсорбции.

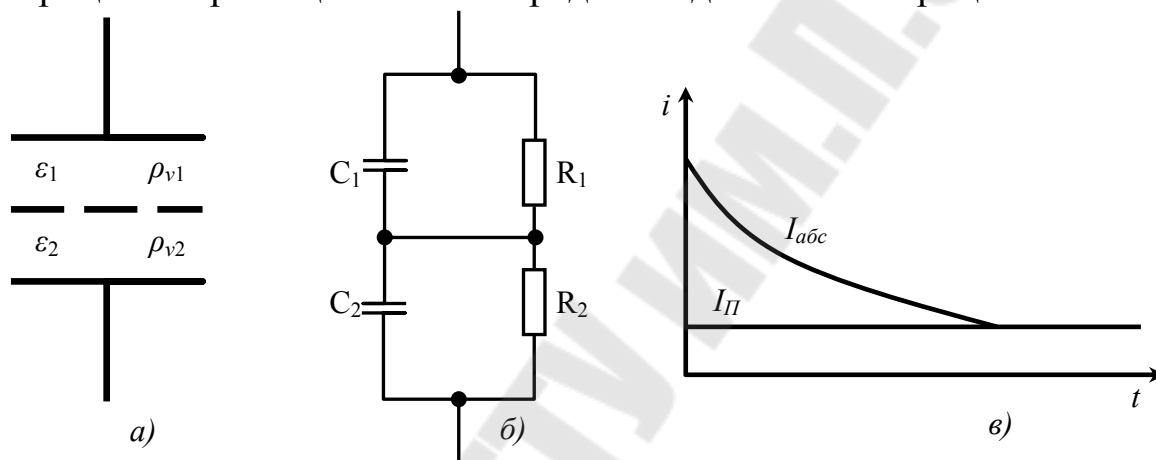


Рис. 7.5. Конденсатор с двухслойной изоляцией

а) конденсатор; б) схема замещения; в) изменение во времени тока через неоднородную изоляцию: $I_{абс}$ – ток абсорбции; I_{Π} – ток проводимости

Интенсивность и длительность абсорбционных процессов в изоляционной конструкции определяются диэлектрическими характеристиками неоднородных слоев. Дефекты изоляции, изменяющие степень неоднородности изоляции (увлажнение, расслоение), изменяют ход процесса междуслойной поляризации и, следовательно, характеристики тока абсорбции. Поэтому абсорбционные характеристики изоляции могут быть использованы в качестве диагностических. Контролируемые параметры – ток абсорбции и абсорбционная емкость.

Скорость изменения тока абсорбции зависит от соотношения параметров неповрежденной и поврежденной частей изоляции. Изменяя ток абсорбции в заданные моменты времени, можно получить данные, характеризующие определенные виды дефектов.

Скорость изменения тока абсорбции следует определять через 0,1 с после начала его протекания. Практически скорость изменения

тока определяется по результатам двукратного измерения его через небольшой промежуток времени после закорачивания предварительно заряженного объекта. Отнесение скорости изменения тока к заряду упрощает нормирование, исключая влияние емкости объекта и напряжения измерительной установки.

Емкостные методы измерений основаны на определении зависимости абсорбционной емкости объекта от времени и ряда других факторов (частоты, температуры). Производится интегрирование тока абсорбции в течение заданного промежутка времени. Полученное таким образом значение заряда, пропорциональное соответствующему значению абсорбционной емкости, относится к значению, соответствующему геометрической емкости.

Диагностические параметры:

$$\Delta C/C50 \text{ и } (C2 - C50)/C50$$

где ΔC – изменение емкости, вызванное абсорбционными процессами (абсорбционная емкость),

$C50$ – геометрическая емкость (значение, соответствующее измеренному при частоте 50 Гц).

Диэлектрическими потерями называется суммарная мощность P_d , рассеиваемая в диэлектрике при приложении к нему переменного напряжения

$$P_d = U \cdot I_x \cdot \cos \varphi,$$

или с учетом *рис. 7.6.*

$$P_d = U \cdot I_{xa} \cdot \operatorname{tg} \delta,$$

где U , I и I_x – действующие значения напряжения и тока; угол δ , дополняющий угол φ до $\pi/2$, называется углом диэлектрических потерь.

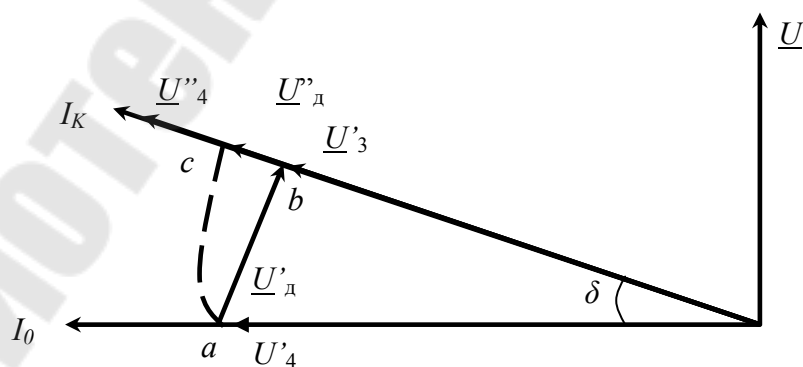


Рис. 7.6. К иллюстрации вычисления $\operatorname{tg} \delta$

Мощность потерь зависит не только от характеристик диэлектрика и частоты приложенного к нему напряжения, но и от объема

изоляции. Поэтому для оценки состояния изоляции обычно используется тангенс угла диэлектрических потерь

Тангенс угла диэлектрических потерь почти не зависит от размеров изоляционной конструкции, так как при их изменении пропорционально изменяются активная и реактивная составляющие тока, протекающего через диэлектрик.

В практике значение $\operatorname{tg}\delta$ выражается иногда в процентах.

Величина $\operatorname{tg}\delta$ дает усредненную объемную характеристику состояния диэлектрика, поскольку активная составляющая тока, вызванная диэлектрическими потерями в местном дефекте, при измерении относится к общему емкостному току объекта. Как правило, измерение $\operatorname{tg}\delta$ позволяет обнаружить общее (т.е. охватывающее большую часть объема) ухудшение изоляции.

Местные дефекты, т.е. дефекты, охватившие сравнительно небольшую часть объема диэлектрика, а также сосредоточенные дефекты плохо обнаруживаются измерением $\operatorname{tg}\delta$, причем тем хуже, чем больше объем изоляции объекта. Тангенс угла диэлектрических потерь от напряжения практически не зависит. Однако это справедливо лишь при отсутствии частичных разрядов в изоляции; при наличии разрядов появляется зависимость $\operatorname{tg}\delta$ от напряжения.

Как показали проведенные исследования, $\operatorname{tg}\delta$ изменяется в широком диапазоне. Как диагностический параметр $\operatorname{tg}\delta$ не зависит как от габаритов машины, так и от приложенного напряжения. Изменения $\operatorname{tg}\delta$ от приложенного напряжения свидетельствует об износе изоляции и наличие частичных разрядов.

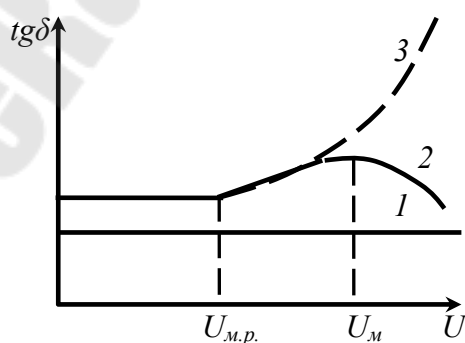


Рис. 7.7. К иллюстрации изменения $\operatorname{tg}\delta=f(U)$:

1 — хорошее состояние изоляции; 2 — кратковременные появления частичных разрядов; 3 — интенсивный износ изоляции

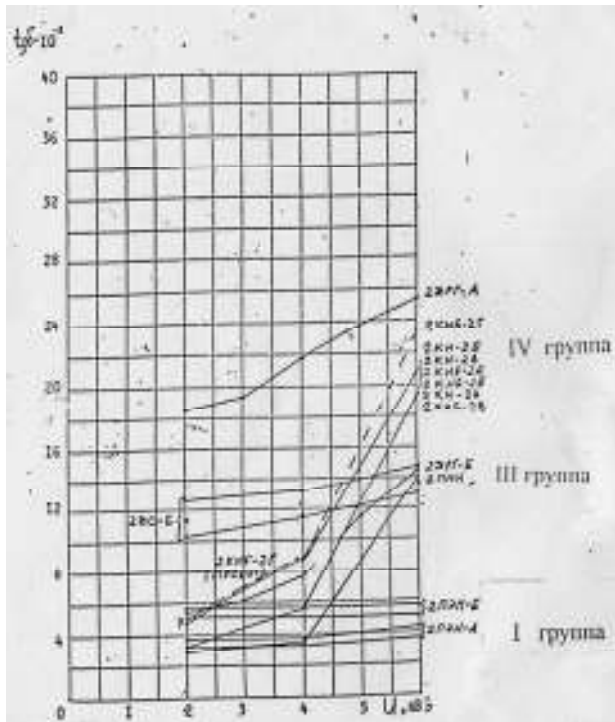


Рис. 7.8. К иллюстрации изменения $tg\delta$ изоляции обмотки статора двигателей на Гомельской ТЭС-2

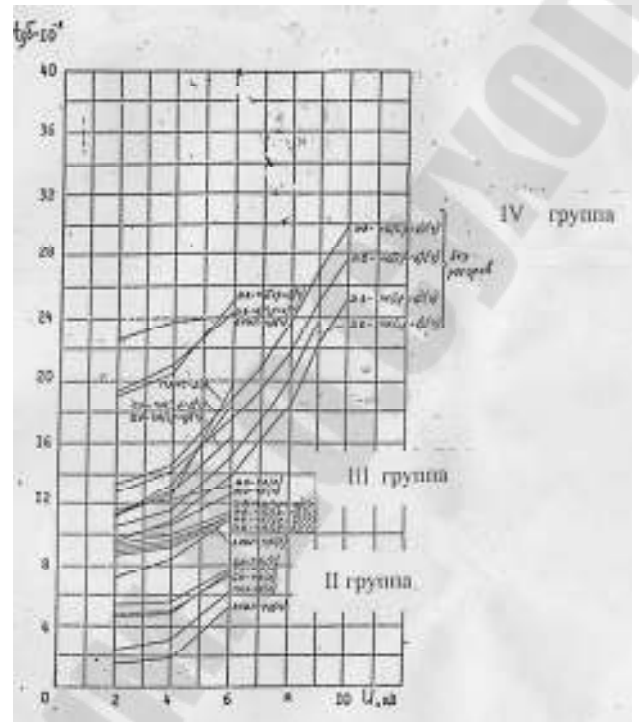


Рис. 7.9. К иллюстрации изменения $tg\delta$ изоляции обмотки статора двигателей на Минской ТЭС-4

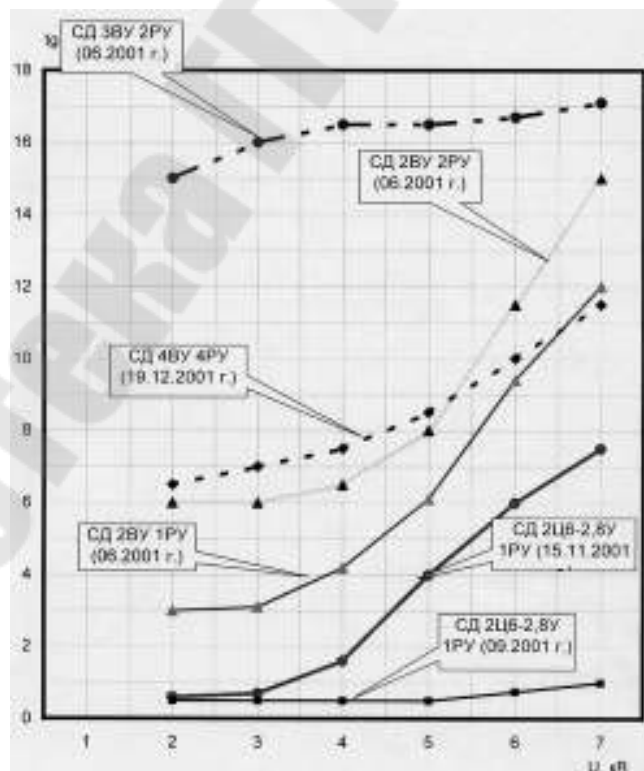


Рис. 7.10. Зависимость tg изоляции статорной обмотки синхронных электродвигателей от приложенного напряжения

Однако по изменению $tg\delta$ трудно определить степень износа изоляции, поэтому вводится второй параметр коэффициент микропористости

$$K_m = \Delta C / C_{50}$$

или коэффициент поляризации $K_{\Pi} = R_{us600} / R_{us60}$.

7.3. Способы и приборы диагностирования дефектов ротора электрических машин

Для ротора характерны следующие дефекты:



Рис. 7.11. Прибор ИДО-05

- Износ пазовой или витковой изоляции
- Обрыв стержней или обмотки ротора
- Неравномерные зазоры между ротором и статором

Износ пазовой и витковой изоляции обмотки ротора контролируется прибором ИДВИ-03. Для этого имеются два датчика на различную ширину паза – 5мм и 11 мм.

Обрыв стержней ротора и обмотки статора выявляется **виброанализатором** и на основе спектрального анализа тока статора. Для этих целей применяется прибор МДП-11423, к которому подключаются два вибродатчика ускорения и датчик тока, или прибором ИДО-05



Рис. 7.12. Датчики Холла для измерения магнитного поля и тока статора



Рис. 7.13. Эндоскоп с блоком питания

В электрических двигателях большой мощности передние щиты, как правило, отсутствуют, тогда дефекты обмотки ротора можно выявить при помощи тепловизора. Для диагностирования активного железа в электрических машинах применяются эндоскопы простые и эндоскопы электронные с изображением информации на компьютере.

7.4. Основные принципы продления срока службы (ресурса электрооборудования)

Комплексное диагностирование электрооборудования перед вводом в эксплуатацию. Это необходимо, чтобы определить фактическое состояние и уточнить параметры предельного состояния.

Проведения ремонтов текущего и капитального только по результатам комплексного диагностирования.

Во время ремонта использовать современные материалы и технологии.

Оценка качества ремонта проводится по результатам экспресс-диагностирования.

ВОПРОСЫ для самоконтроля

- 1. Изложить принципы управления старением электрооборудования.*
- 2. Назвать способы и приборы для диагностирования изоляции электрооборудования.*
- 3. Назвать основные принципы продления срока службы электрооборудования.*

Тема 8. Вибродиагностирование электрических машин

Вопросы лекции:

- Типовые дефекты подшипников качения
- Вычисление частот вибрации подшипников качения
- Обозначение подшипников качения
- Выбор точек измерения вибрации электрических машин
- Выбор предельного уровня вибрации оборудования
- Увеличение сроков эксплуатации подшипников качения
- Типовые дефекты асинхронных двигателей (АД)

– Вибрация АД при дефектах магнитной системы

8.1 Типовые дефекты подшипников качения

Дефекты различают *заводские и эксплуатационные*.

К заводским дефектам подшипников качения следует отнести:

- некруглость тел качения;
- овальность внутреннего кольца;
- трехвыпуклость внутреннего кольца;
- неравномерность зазоров между телами качения и кольцами (разные диаметры тел качения);
- повышенная волнистость колец;
- раковины на кольцах и телах качения.

К эксплуатационным дефектам подшипников качения относятся:

- заводские дефекты, которые приводят к интенсивному износу узлов подшипников качения;
- перекос внутреннего кольца;
- перекос наружного кольца;
- трещины на внутреннем кольце;
- износ сепаратора;
- неоднородный радиальный натяг;
- износ тел качения;
- загрязнение смазки.

Виброакустические характеристики подшипников, при различных дефектах, полученные на заводских стендах:

Влияние зазора шарика на уровень вибрации подшипника в зависимости от его размера (рис.8.1).

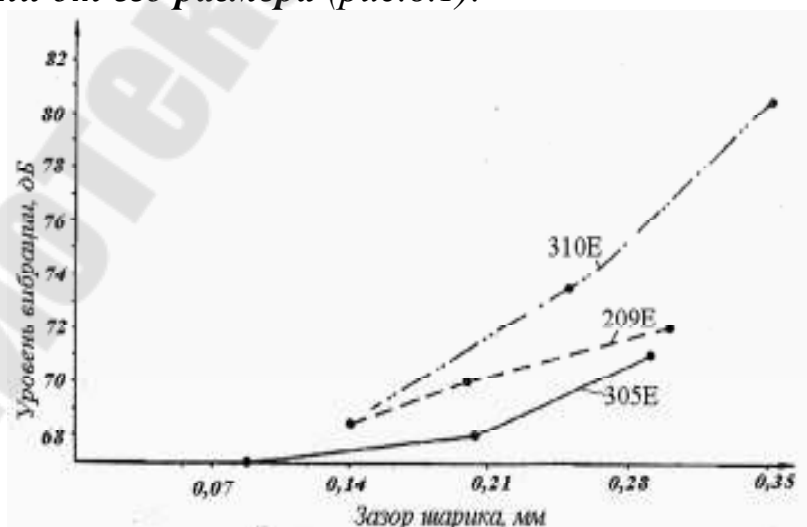


Рис. 8.1. Влияние зазора шарика на уровень вибрации в зависимости от размера подшипника

Виброакустические характеристики подшипников, при различных дефектах, полученные на заводских стендах: влияние амплитуды волнистости на уровень вибрации подшипника в зависимости от его размера (рис.8.2).

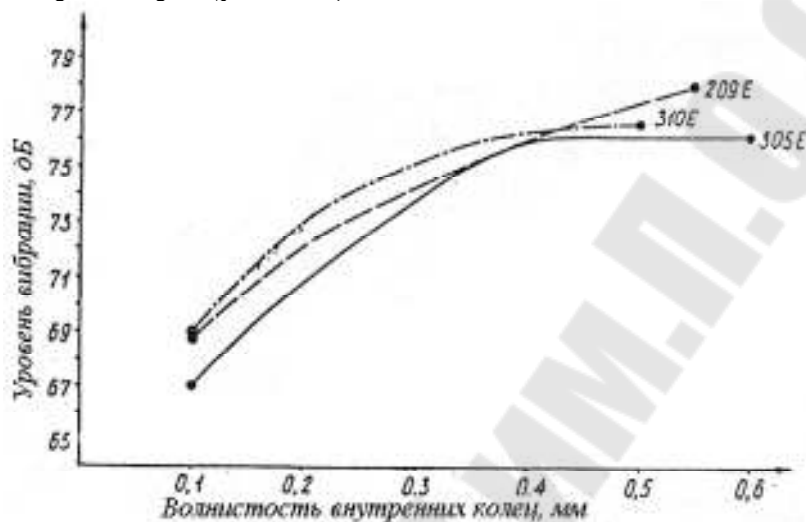


Рис. 8.2. Влияние амплитуды волнистости на уровень вибрации подшипника в зависимости от его размера

8.2 Вычисление частот вибрации подшипников качения

Если принять толщину внутреннего и наружного колец подшипника равными, то радиус внутренней поверхности можно вычислить по формуле

$$R_{\text{вн}} = \frac{d + D}{4} - r_{\text{ш}},$$

где: d – диаметр внутреннего кольца;
 D – диаметр наружного кольца.

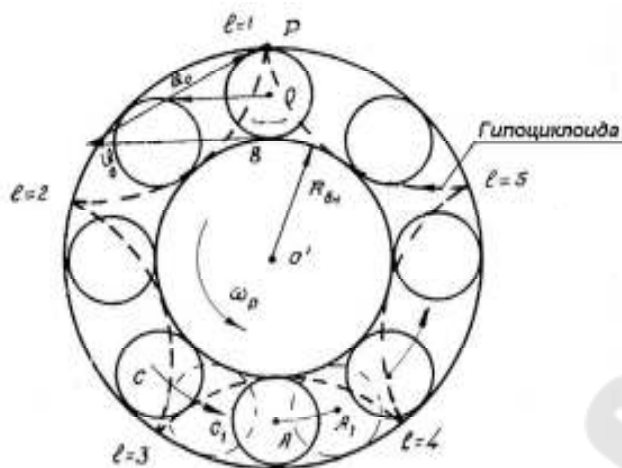


Рис. 8.3. К иллюстрации вычисления частоты вращения сепаратора и опрокидывания вала в подшипнике в неустойчивом состоянии

Вал вращается с угловой скоростью ω_p . Так как шар одновременно катится по неподвижной наружной поверхности, то точка касания P является мгновенным центром скоростей. Используя понятие о мгновенном центре скоростей определим линейную скорость точки O:

$$v_o = \frac{1}{2} v_p = \frac{\omega_p \cdot R_{вн}}{2}$$

Следовательно, угловая скорость центра шара:

$$\omega_o = \frac{v_o}{R_{вн} + r_{ш}} = \frac{\omega_p \cdot R_{вн}}{2 \cdot (R_{вн} + r_{ш})}$$

Тогда частота вращения центра шара (сепаратора) определяется по формуле:

$$f_o = \frac{f_p \cdot R_{вн}}{2(R_{вн} + r_{ш})}$$

Так как линейная скорость точки B равна $\omega_p \cdot R_{вн}$, то угловая скорость шара вокруг собственной оси равна:

$$\omega_{ш} = \frac{v_B}{2r_{ш}} = \frac{\omega_p \cdot R_{вн}}{2r_{ш}} \quad \text{или} \quad f_{ш} = \frac{f_p \cdot R_{вн}}{2r_{ш}}$$

С частотой шар вращается не только вокруг собственной оси, но и относительно сепаратора. Следовательно, дефекты шаров, сепаратора, а также недостаточное количество смазки проявляется на частоте.

Относительная частота вращения поверхности шара к поверхности внутреннего кольца определяется выражением:

$$f'_{o.ш.в.} = f_{ш} - f_p$$

Тогда частоты вибрации от взаимодействия дефектов шара и внутреннего кольца

$$f'_{o.ш.в} = (f_{ш} - f_p) Z_{ш} \cdot k$$

где $k = 1, 2$.

Для ЭМ, которые устанавливаются на горизонтальных лапах, кроме рассмотренного частотного спектра вибрации при большом износе подшипников качения, характерна вибрация с частотой опрокидывания вала ротора. В момент, когда центр одного из опорных тел качения совпадает с линией действия веса или статической силы, вал теряет устойчивость.

В конце фазы опрокидывания происходит удар вала по следующему шару, который перекачивается под вал. Частота колебаний вала рассчитывается по формуле:

$$f_{он} = f_o \cdot Z_{ш} = \frac{f_p \cdot R_{вн}}{2 \cdot (R_{вн} + r_{ш})} \cdot Z_{ш}.$$

В том случае, если эти перемещения проходят случайным образом или имеются какие-либо другие дефекты на внешнем кольце, частотный спектр вибрации определяется выражением

$$f_{нк} = f_o \cdot Z_{ш} \cdot k,$$

где $k = 1, 2$.

Относительно внутреннего кольца шары перемещаются с частотой $f'_{вк} = f_p - f_o$

Тогда дефекты внутреннего кольца проявляются на частоте

$$f_{вк} = f'_{вк} \cdot Z_{ш} \cdot k$$

№ пп	Наименование дефекта	Формула	Подшипник №307		Подшипник №310	
			50 Гц	11,3 Гц	50 Гц	11,3 Гц
1	Дефекты сепаратора	$f_{O1} = \frac{f_p \cdot R_{вн}}{2(R_{вн} \cdot r_{ш})}$	18,78	2,102	19,04	2,147
2	Дефект наружного кольца	$f_{нк} = f_o \cdot Z_{ш} \cdot k$	131,46·k	14,858·k	152,3·k	17,213·k
3	Дефект внутреннего кольца	$f'_{вк} = f_p - f_o$	31,2	3,526	30,96	3,499
		$f_{вк} = f'_{вк} \cdot Z_{ш} \cdot k$	218	24,638	247	27,916
4	Дефект поверхности шара	$f_{ш} = \frac{f_p \cdot R_{вн}}{2r_{ш}}$	75,5	8,533	79,9	9,030
			529	59,788	639	72,220

5	Дефект внешнего кольца и поверхности шара	$f'_{o.ш.в.} = f_{ш} - f_p$	25,6	2,712	29,9	3,379
		$f'_{o.ш.в.} = (f_{ш} - f_p)Z_{ш} \cdot k$	178	20,118	239,9	27,113
6	Радиальный зазор	$f_{o.n.} = \frac{f_p \cdot R_{вн} \cdot r_{ш}}{2(R_{вн} \cdot r_{ш})}$	131,46	14,858	152,3	17,213
7	Перекус внутреннего кольца	$f'_{n.в.к.} = 2(f_p - f_0)Z_{ш}$	436	49,277	492	55,606
8	Перекус наружного кольца	$f_{n.н.к.} = 2f_0 Z_{ш}$	262,92	29,715	304,6	34,426

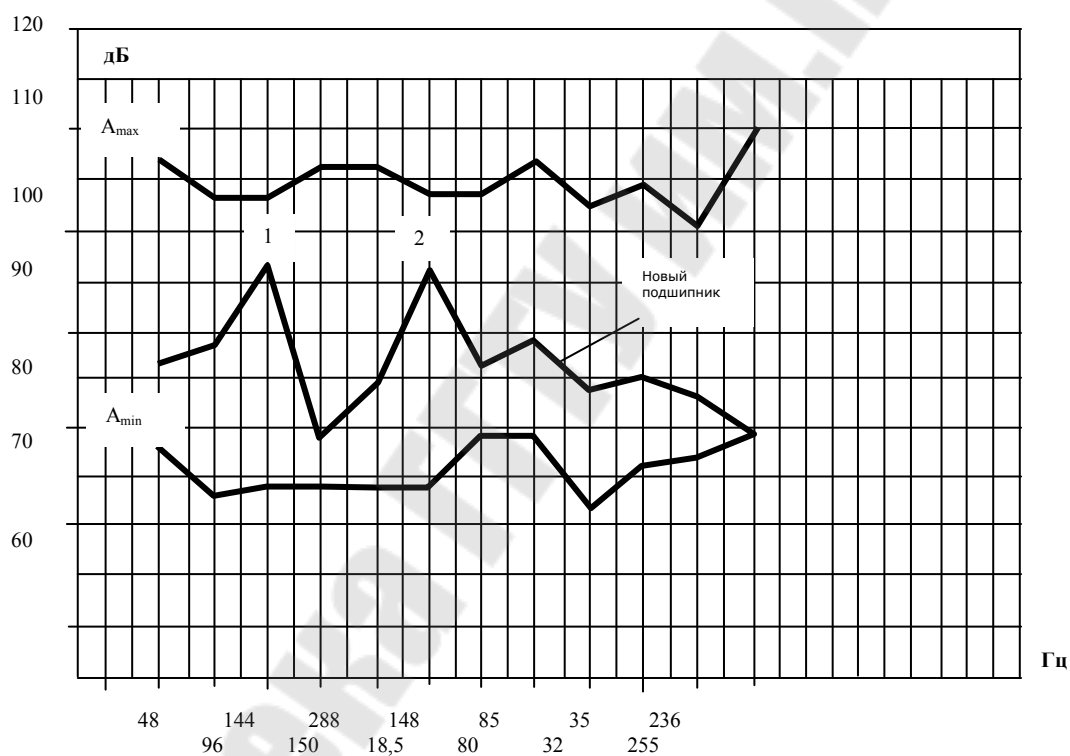


Рис. 8.4. К иллюстрации спектра вибрации нового подшипника качения № 314 с различными дефектами: 1, 2 – неравномерность зазоров между телом качения и кольца

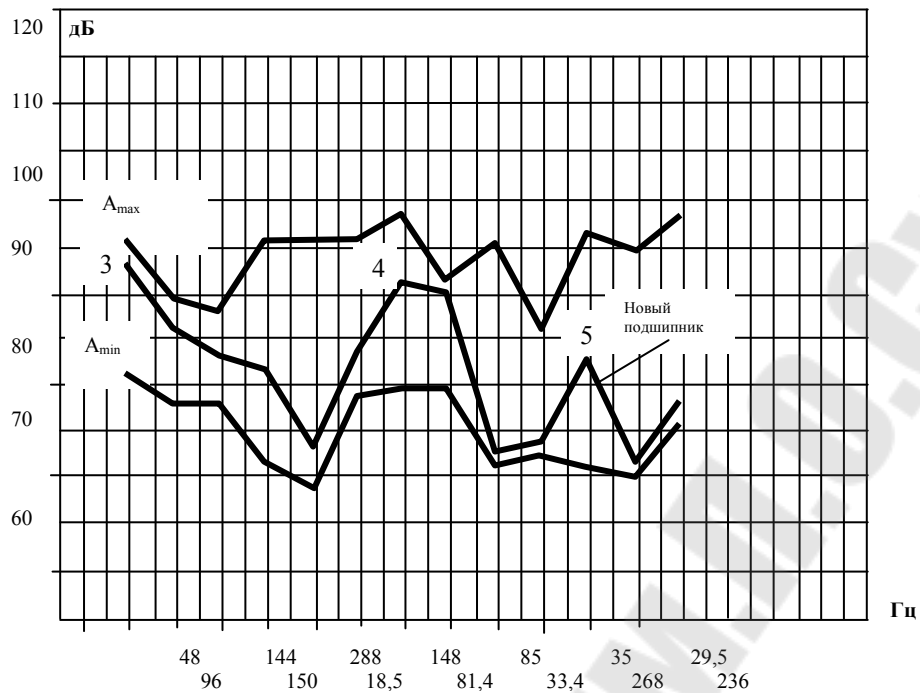


Рис. 8.5. К иллюстрации спектра вибрации нового подшипника качения № 317 с различными дефектами: 3 – овальность; 4 – дефекты тел качения; 5 – дефекты внутреннего кольца

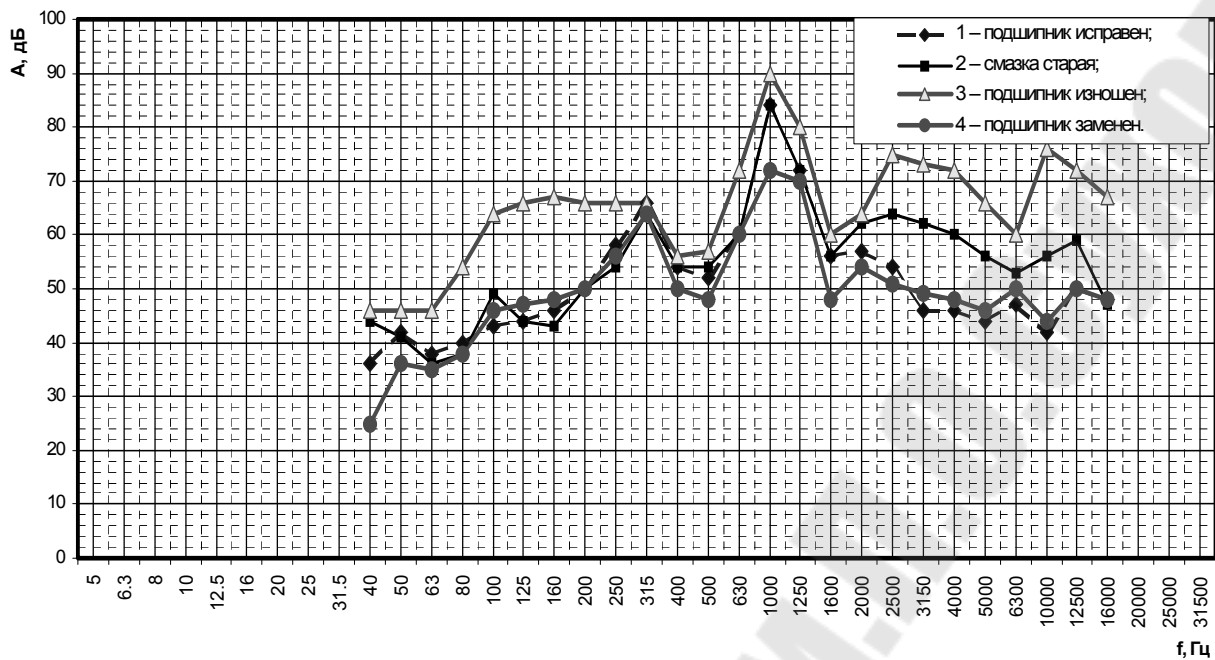


Рис. 8.6. Виброакустические характеристики двигателя АМ-71-4

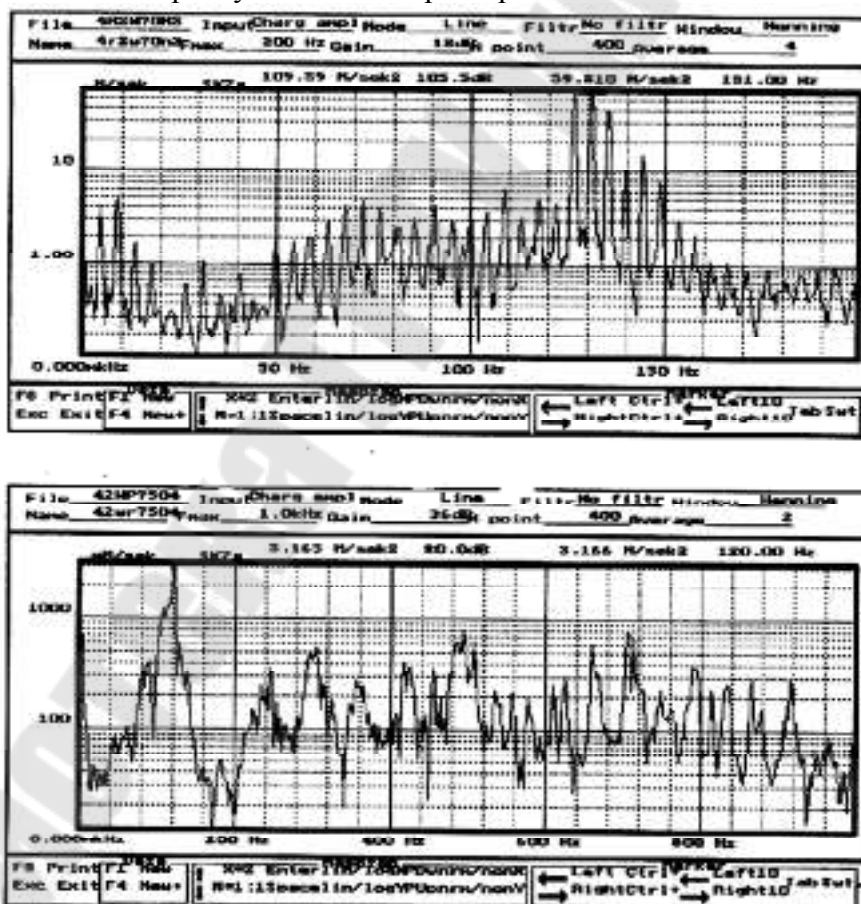


Рис. 8.7. К иллюстрации спектра вибрации при перекосе наружного кольца

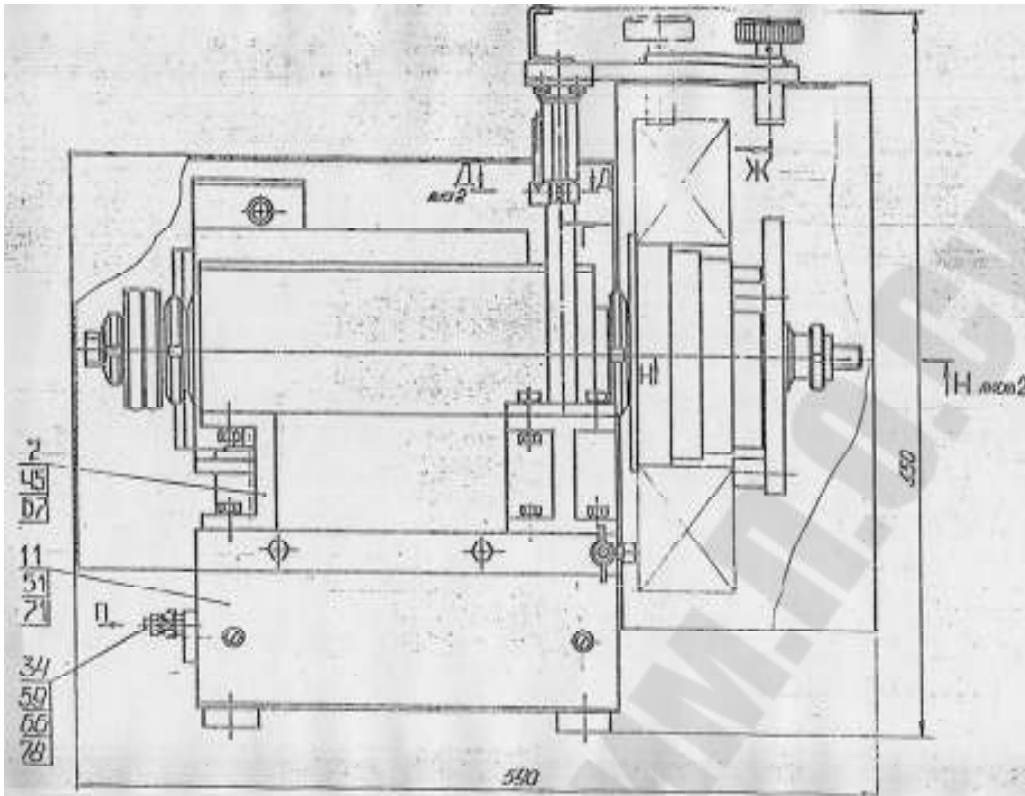


Рис. 8.8. Иллюстрация станда для входного контроля подшипников качения

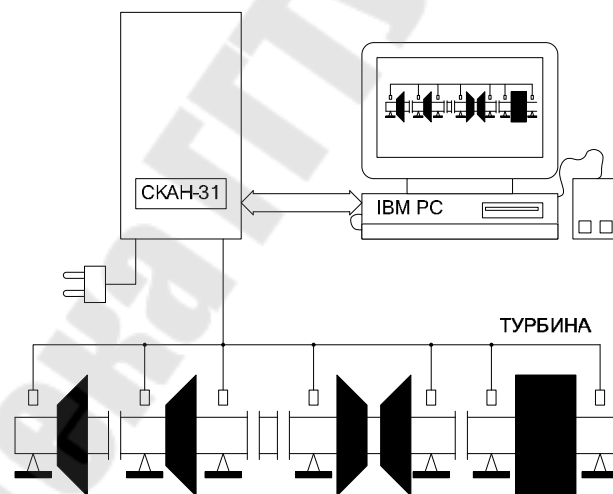


Рис. 8.9. Функциональная схема прибора вибродиагностирования подшипниковых опор турбогенератора

8.3 Обозначение подшипников качения

Пример расположения основных знаков условных обозначений подшипников представлен на рис.8.10. Условное обозначение подшипников по типам приведено в табл. 8.1.

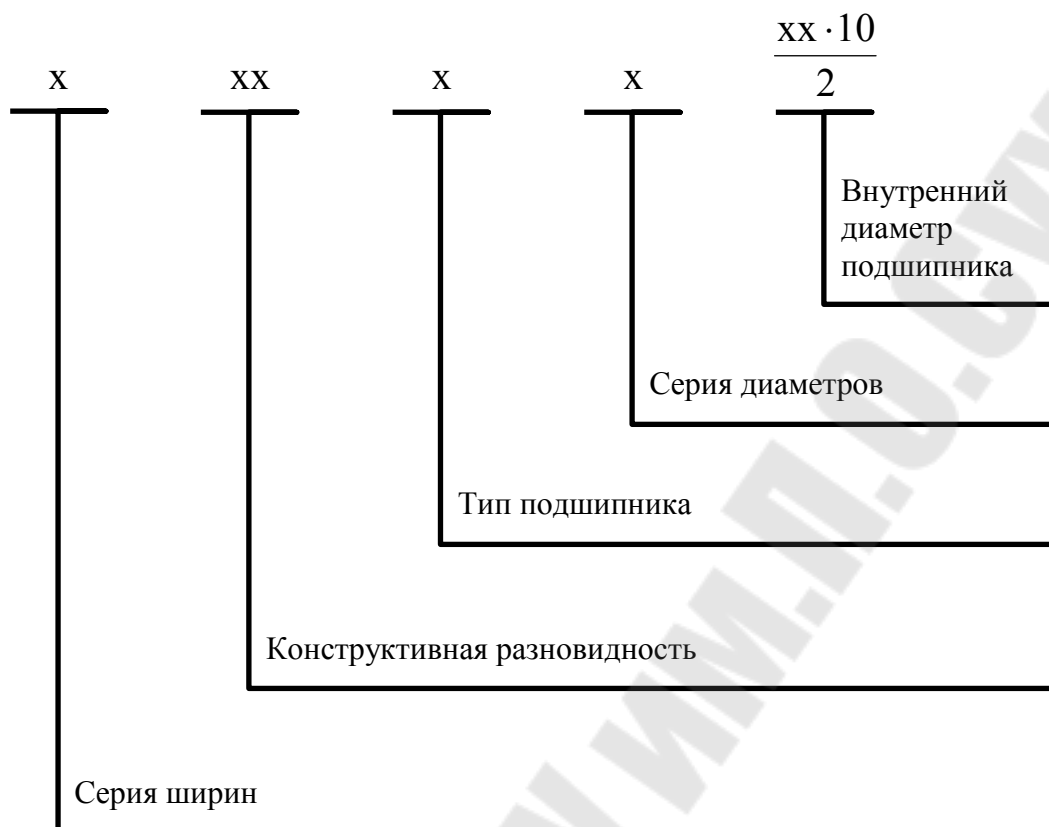


Рис. 8.10. Пример расположения основных знаков условных обозначений подшипников

Таблица 8.1.

Условное обозначение подшипников по типам

Типы подшипников	Обозначение
Шариковый радиальный	0
Шариковый радиальный сферический	1
Роликовый радиальный с короткими цилиндрическими роликами	2
Роликовый радиальный со сферическими роликами	3
Роликовый радиальный с длинными цилиндрическими или игольчатыми роликами	4
Роликовый радиальный с витыми роликами	5
Шариковый радиально-упорный	6
Роликовый конический	7
Шариковый упорный, шариковый упорно-радиальный	8
Роликовый упорный, роликовый упорно-радиальный	9

Примечание: Тип подшипника, обозначенного цифрой 0, в условном обозначении подшипника не проставляется, если серия ширин – 0, конструктивная разновидность – 00. В этом случае обозначение подшипника будет состоять из двух или трех цифр.

Пример условного обозначения подшипника с дополнительными знаками приведен на рис. 8.11.

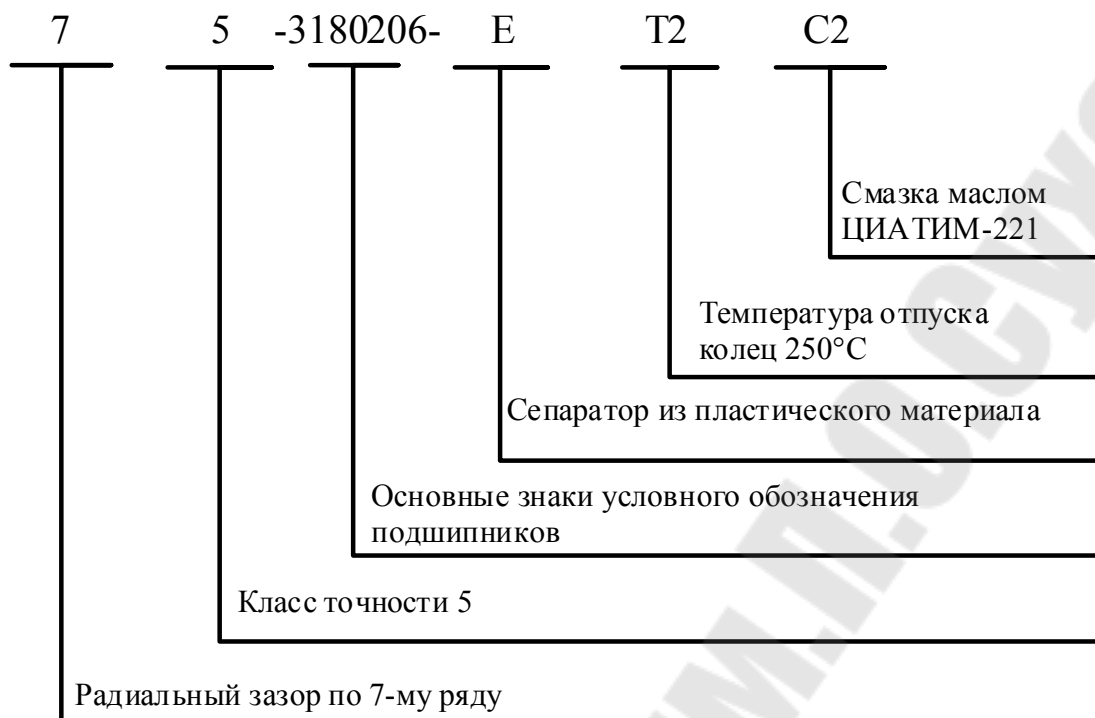


Рис. 8.11. Пример условного обозначения подшипника с дополнительными знаками

8.4 Выбор точек измерения вибрации электрических машин

Датчики вибрации рекомендуется устанавливать в местах максимального сигнала как на корпусе электрической машины, так и на корпусе подшипниковых опор. Кроме того датчики необходимо ставить каждый раз на одно и то же место, чтобы исключить погрешности измерения.

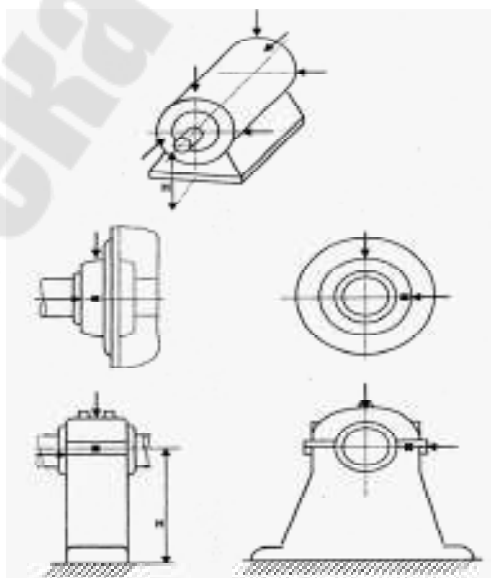


Рис. 8.12. К иллюстрации выбора точек измерения вибрации электрических машин и подшипников скольжения

8.5 Выбор предельного уровня вибрации оборудования

Измерение вибрации в вертикальной плоскости позволяет выявлять следующие дефекты:

1. Овальность цапфы в подшипнике скольжения или овальность внутреннего кольца подшипника качения.
2. Нарушение работы масляного клина в подшипнике скольжения или старение смазки в подшипнике качения.
3. Дефекты тел качения.
4. Дефекты наружного и внутреннего колец.
5. Дефекты сепаратора.
6. Неравномерная жесткость крепления лап электрической машины к фундаменту.
7. Неравномерность зазора между ротором и статором.
8. Овальность или прогиб ротора.
9. Ослабление прессовки листов активного железа в статоре и в полюсах.
10. Высыхание изоляции обмотки статора и полюсов.
11. Ослабление жесткости крепления обмотки статора в лобовых частях.
12. Крутильные колебания вала.
13. Обрывы стержней ротора и статора.
14. Ослабление расклиновки обмотки статора или ротора (якоря).
15. Нарушение балансировки ротора.

Измерение вибрации в осевом направлении позволяет выявить следующие дефекты:

1. Износ зубчатой муфты.
2. Неправильная установка муфты.
3. Угловое или радиальное смещение вала электрической машины по отношению к валу рабочего механизма.
4. Конусность цапфы.
5. Перекос наружного кольца подшипника качения (см. рис.8.7).
6. Сдвиг оси магнитного поля статора по отношению к магнитному полю ротора.
7. Прогиб вала.
8. Противофазный дисбаланс ротора.

Диапазоны интенсивности, вибрации и примеры их применения для машин малой мощности (класс I), средней мощности (класс II), большой мощности (класс III), и турбомашин (класс IV).

Диапазон интенсивности вибрации		Примеры качественной оценки для отдельных классов машин			
Диапазон	$V_{эф}$ (мм/с) в пределах диапазона	Класс I (15 кВт)	Класс II (15, 300 кВт)	Класс III (>300 кВт)	Класс IV (турбонасосы)
0,28	0,28	A	A	A	A
0,45	0,45				
0,71	0,71				
1,12	1,12	B	B	B	B
1,8	1,8				
2,8	2,8	C	C	C	C
4,5	4,5				
7,1	7,1				
11,2	11,2	D	D	D	D
18	18				
28	28				
45	45				
71	71				

8.6 Типовые дефекты асинхронных двигателей (АД)

Типовыми дефектами асинхронных двигателей являются:

- неисправности подшипников скольжения;
- неисправности подшипников качения;
- нарушение соосности магнитного поля статора и ротора;
- ослабление расклиновки обмотки статора;
- ослабление жесткости статорной обмотки в лобовой части;
- нарушение изоляции стяжных болтов активного железа статора;
- ослабление прессовки крайних пакетов электротехнической стали статора;
- магнитная несимметрия в двигателе;
- электрическая несимметрия фаз двигателя;
- насыщение магнитной цепи двигателя при нарушении отношения от расчетных при работе от вентильных преобразователей;
- старение и высыхание изоляции статорной обмотки;
- овальность ротора и бочки статора.

Виды неравномерности зазора асинхронного двигателя (рис.8.13):

- а) эксцентрическое положение ротора в расточке статора;
- б) эллипсность кольца статора;
- в) эллипсность «бочки» ротора.

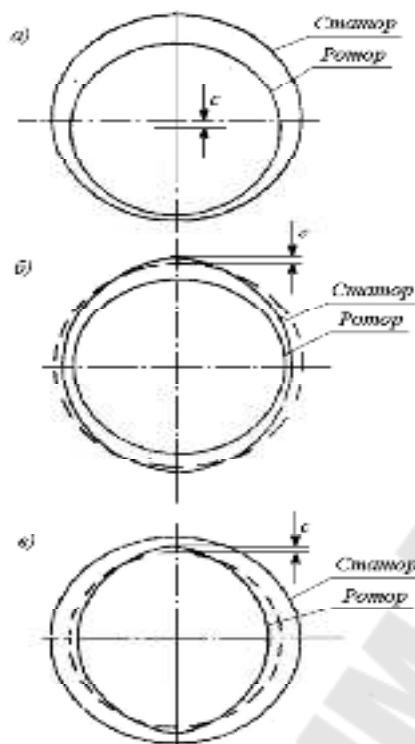


Рис. 8.13. Виды неравномерности зазора асинхронного двигателя: а) эксцентрическое положение ротора в расточке статора; б) эллипсность кольца статора; в) эллипсность «бочки» ротора

8.7 Вибрация АД при дефектах магнитной системы

Вибрация АД при дефектах магнитной системы происходит:

- При неравномерности зазора между ротором и статором вибрация АД увеличивается на частоте питающей сети f_1 и на удвоенной частоте питающей сети.
- При несимметрии напряжения со стороны обмотки статора (разность $U_{\phi} \geq 5\% U_{ном}$, обрыв одной фазы, витковое замыкание в обмотке статора) вибрация увеличивается на частоте $2f_1$ и $4f_1$.
- При дефектах в обмотке ротора вибрация увеличивается на частоте $s \cdot f_1$ [1,5-3 Гц] и на частоте $(1-s) \cdot f_1$ [47-48 Гц].
- Так как на практике сложно выделить эти частоты вибрации, то рекомендуется анализировать спектральный состав тока статора.
- В спектре тока статора появляются боковые частоты по отношению к частоте питающей сети.

ВОПРОСЫ для самоконтроля

1. Назвать заводские дефекты подшипников качения.
2. Назвать эксплуатационные дефекты подшипников качения.

3. Типовые дефекты ротора и статора АД.
4. Определить частоты вибрации при дефектах магнитной системы АД.
5. Почему разные законы изменения вибрации в подшипниках качения при повышенном зазоре и при наличии микроволнистости на коленах.
6. Расшифровать обозначение подшипника качения 5-3180306-Е.

Тема 9. Ремонт электрических машин

Вопросы лекции:

- Дефектация электрических машин на основе комплексного диагностирования
- Технологический процесс ремонта электрических машин
- Организация замены и ремонт подшипников качения
- Ремонт подшипников скольжения
- Ремонт обмотки статора
- Ремонт обмотки ротора
- Испытание электрических машин после ремонта

9.1 Дефектация электрических машин на основе комплексного диагностирования

Дефектация электрических машин на основе комплексного диагностирования проводится многоканальным диагностическим прибором.

Компьютерная программа позволяет выявить:

- *дефекты асинхронных двигателей:*
 - неисправности подшипников скольжения;
 - неисправность подшипников качения;
 - нарушение соосности магнитного поля статора и ротора;
 - ослабление расклиновки обмотки статора;
 - ослабление жесткости статорной обмотки в лобовой части;
 - нарушение изоляции стяжных болтов активного железа статора;
 - ослабление прессовки крайних пакетов электротехнической стали статора;
 - магнитная несимметрия в двигателе;
 - электрическая несимметрия фаз двигателя;

- насыщение магнитной цепи двигателя при нарушении отношения U/f от расчетных при работе от вентильных преобразователей;
- старение и высыхание изоляции статорной обмотки;
- овальность ротора и бочки статора.

Компьютерная программа выявления дефектов подшипников качения позволяет выявить как заводские, так и эксплуатационные дефекты.

К эксплуатационным дефектам относятся:

- заводские дефекты, которые приводят к интенсивному износу узлов подшипников качения;
- перекос внутреннего кольца;
- перекос наружного кольца;
- трещины на внутреннем кольце;
- износ сепаратора;
- неоднородный радиальный натяг;
- износ тел качения;
- загрязнение смазки.

Так же компьютерная программа позволяет выявить дефекты центробежных насосов и редукторов:

- износ подшипников качения;
- износ подшипников скольжения;
- износ лопастей рабочего колеса;
- гидродинамическая неуравновешенность;
- образование каверн на внутренней стенке корпуса насоса;
- развитие кавитации;
- биение ведущей шестерни;
- перекос осей в цилиндрических зубчатых передачах;
- нарушение режима смазки;
- нарушение соосности валов элементов машинного агрегата;
- неравномерный износ зубьев шестерен.

Вывод параметров диагностируемых электродвигателя и механизма представлен на *рис. 9.1.* и *рис. 9.2.*



Рис. 9.1. Вывод параметров диагностируемого электродвигателя



Рис. 9.2. Вывод параметров диагностируемого механизма

Протоколы по результатам компьютерной обработки спектров вибрации приведены на рис. 9.3 – 9.4, спектр вертикальной вибрации корпуса электродвигателя Н-216 (250 кВт) в различных режимах работы – на рис. 9.5.

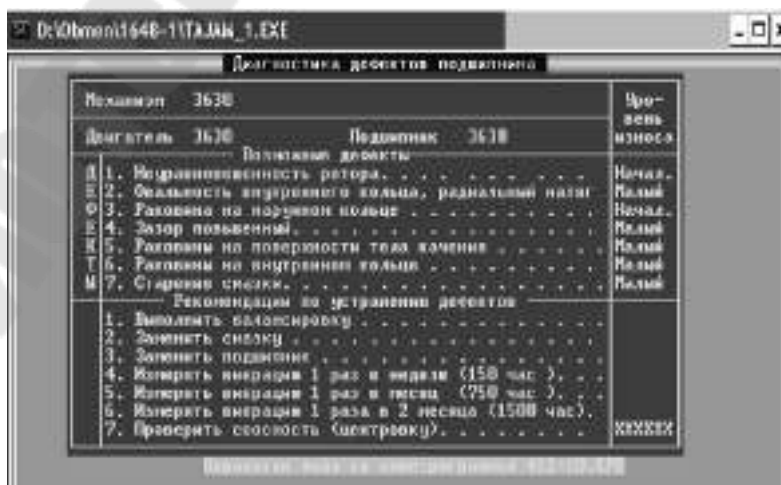


Рис. 9.3. Протокол диагностирования дефектов подшипника

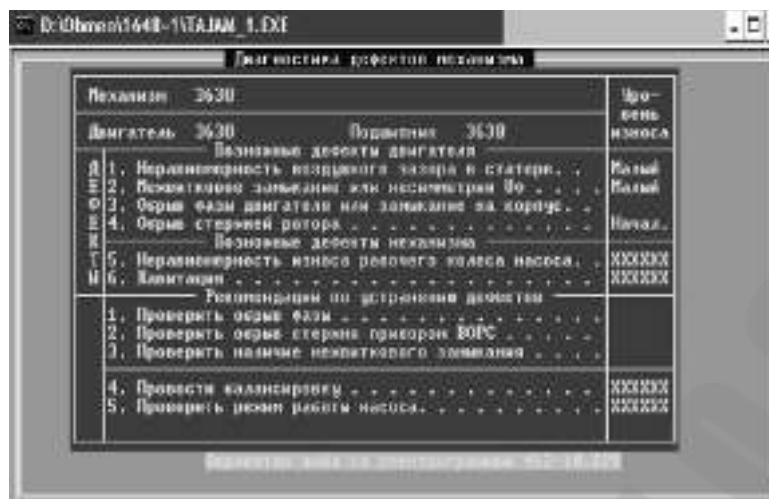


Рис. 9.4. Протокол диагностирования дефектов механизма

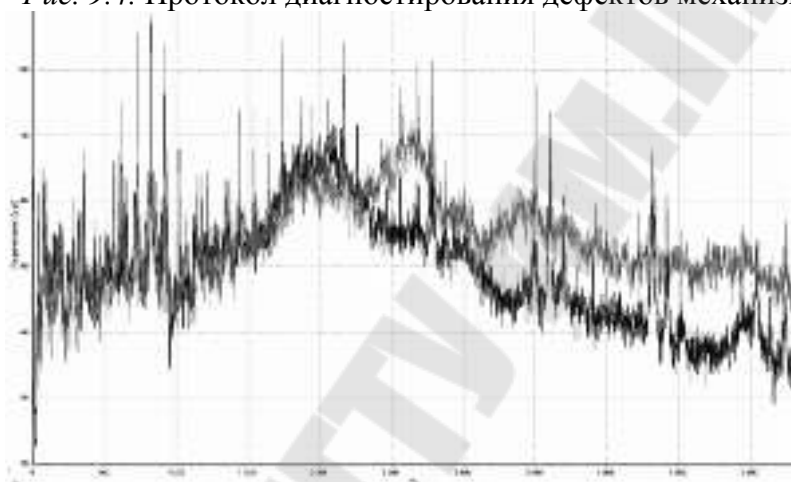


Рис. 9.5. Спектр вертикальной вибрации корпуса электродвигателя Н-216 (250 кВт) в различных режимах работы

9.2 Технологический процесс ремонта электрических машин

Схема технологического процесса ремонта электрических машин представлена на рис. 9.6[3].

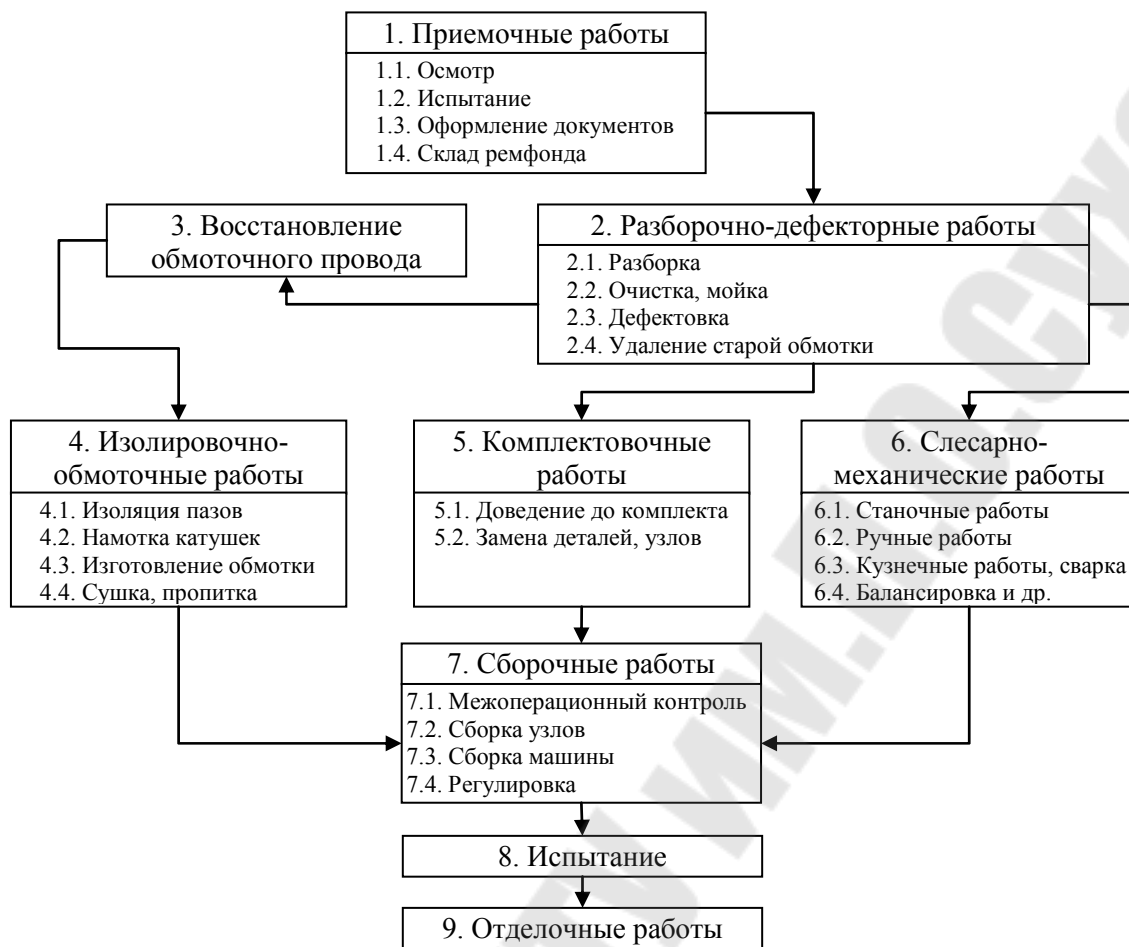


Рис. 9.6. Схема технологического процесса ремонта электрических машин без технического диагностирования

График сетевого планирования ремонта электрических машин представлен на рис. 9.7.

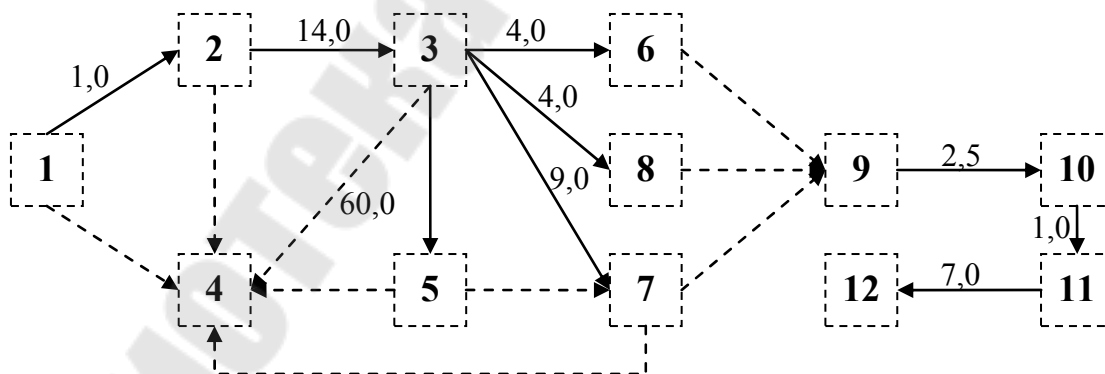


Рис. 9.7. График сетевого планирования ремонта электромашин:

1-2 – приемочные работы; 2-3 – разборочно-дефектовочные работы; 3-5 – восстановление обмоточного провода; 3-6 – слесарно-механические работы; 5-7 – подготовка обмоточного провода к работе; 3-7 – изолировочно-обмоточные работы; 3-8 – комплектовочные работы; 6-9 – передача деталей механической части на сборку; 7-9 – передача на сборку узлов с обмотками электромашин; 8-9 – передача на сборку комплектующих деталей; 9-10 – сборка двигателя; 10-11 – испытание; 11-12 – отделочные работы; 2-4 – сдача в металлолом непригодных к ремонту машин; 3-4 – сдача в металлолом деталей машин и обмоток, непригодных для восстановления; 7-4 – сдача в металлолом срезов проводов обмоток

Схема технологического процесса ремонта электрических машин по результатам технического диагностирования представлена на *рис. 9.8.*

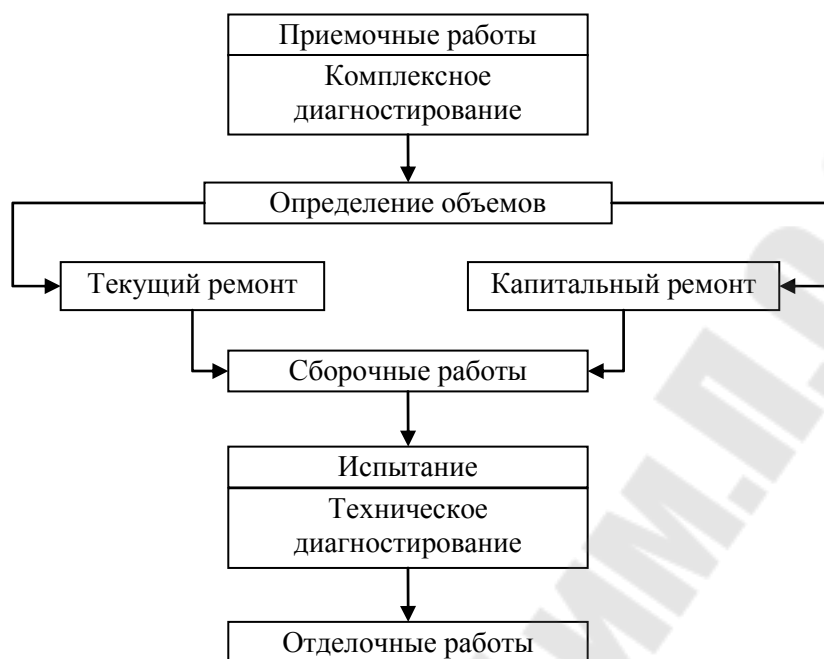


Рис. 9.8. Схема технологического процесса ремонта электрических машин по результатам технического диагностирования

Последовательность разборки АД типа 4А (мощностью до 10 кВт) представлена на *рис. 9.9.*

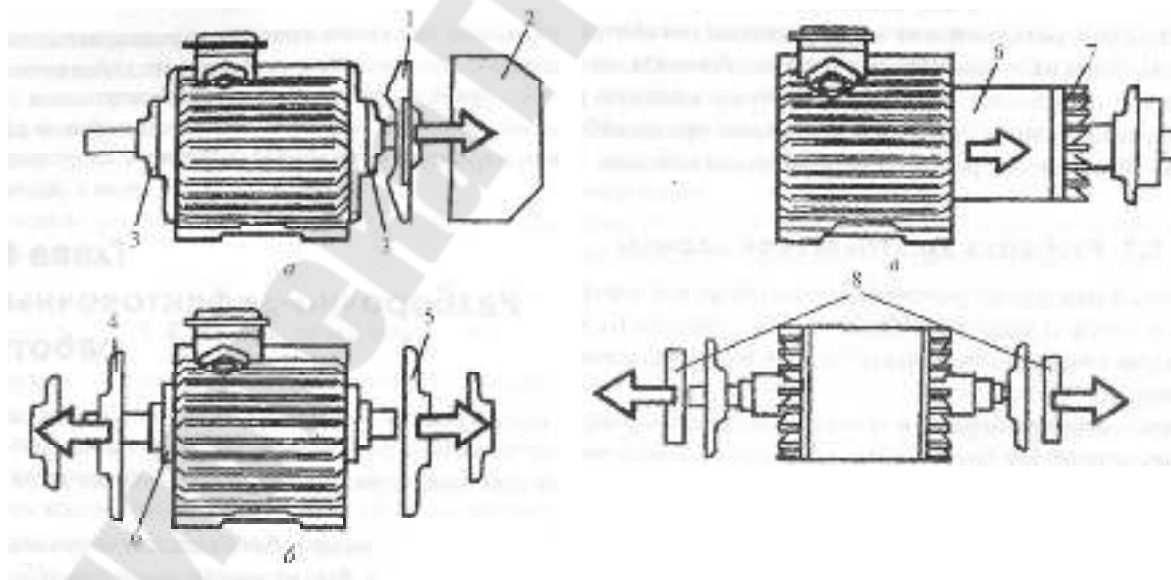


Рис. 9.9. Последовательность разборки АД типа 4А

9.3 Организация замены и ремонт подшипников качения

Прежде чем принять решение о замене подшипников качения необходимо произвести вибродиагностирование подшипникового узла и определить наличие дефектов и степень их опасности.

Очень часто причиной повышенной вибрации ПК является нарушение балансировки ротора и повышенный зазор между наружным кольцом и подшипниковым щитом. Поэтому замена ПК при таких условиях эксплуатации не только бесполезна, но даже вредна, так как при неоднократном съеме подшипника повреждается посадочное место на валу. Если по результатам вибродиагностирования будет выявлено значительное нарушение балансировки, то есть большой уровень вибрации на частоте вращения ротора, то в первую очередь необходимо выполнить балансировку ротора.

Очень важно в процессе вибродиагностирования выявить овальность внутреннего кольца ПК (вала). В этом случае после снятия подшипника обязательно необходимо проверить овальность вала и устранить выявленный дефект. Если это не будет сделано, то высока вероятность того, что после посадки на вал нового подшипника с хорошими виброакустическими характеристиками будет введен такой дефект, как овальность внутреннего кольца, так как подшипник насаживается на вал с натягом.

Ремонт подшипниковых узлов подшипников качения

- Без крайней необходимости снятие подшипников с вала не допускается: *каждая такая операция связана с ослаблением посадок и возможностью их разрушения*. Вместе с тем посадки внутреннего кольца подшипника на валу и внешнего в гнезде щита должны быть плотными и в эксплуатации не должны допускать проворачивания колец ни при каких условиях (иначе – повышенный нагрев, заклинивание ротора). Поэтому в ЭМ подшипники насаживаются на вал с натягом. Растягивание (деформация) на валу внутреннего кольца подшипника прямо пропорционально величине натяга (C), оно уменьшает радиальный зазор и может привести к заклиниванию ротора. Это учитывается при установке подшипников проверкой измерения зазоров.

- Перемещение подшипников вдоль вала **не допустимо под действием ударов молотка** через мягкую прокладку (дерево, текстолит, алюминий и т.п.). **Во всех случаях используется нагрев в масле или специальных установках**. Наружные кольца в гнездах подшипниковых щитов обычно имеют более свободную посадку.

- Если ремонт подшипников (рис. 9.10) связан с их заменой на другие номера, то он чаще всего требует установки *дополнительных* деталей:

- А – внутренней ремонтной втулки на вал ЭМ,
- Б – или дополнительной шайбы на наружное кольцо,
- В – а также установка упорной шайбы.

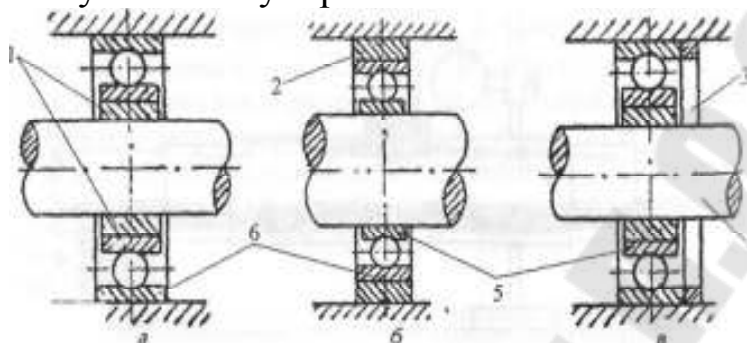


Рис. 9.10. Ремонт подшипников качения: установка подшипников-заменителей с внутренней (а), наружной (б) ремонтной втулкой; с упорной шайбой (в)

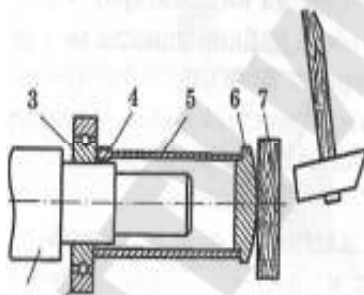


Рис. 9.11. ТАК ДЕЛАТЬ НЕЛЬЗЯ!!!

9.4 Ремонт подшипников скольжения

В современных ЭМ малой и средней мощности применяют главным образом шариковые или роликовые подшипники качения, закрепляемые в подшипниковых щитах (просты в эксплуатации, хорошо противостоят резким колебаниям температуры, легко заменяются при износе).

Крупные машины мощностью свыше 1000 кВт изготавливают 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 сколь-

жения изнашиваемой деталью является баббитовая заливка вкладыша. Если зазор между вкладышем и шейкой вала превышает допустимую 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 при массовом изготовлении подшипников. Центробежную заливку можно осуществлять на обычном токарном станке с применением специального приспособления.

9.5 Ремонт обмотки статора

Поиск витковых замыканий в обмотке машины представлен на *рис. 9.12.*

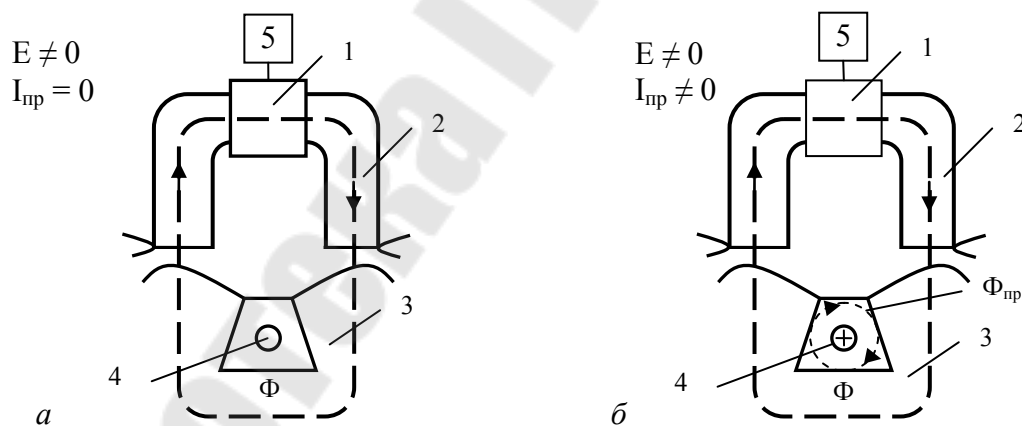


Рис. 9.12. Иллюстрация работы прибора ИДВИ-03 при отсутствии (а) и наличии (б) виткового замыкания в секциях: 1 – обмотка датчика; 2 – магнитопровод датчика; 3 – зубцы электрической машины; 4 – проводник секции; 5 – показывающий прибор

Определение поврежденной секции (*рис. 9.13*)

Для определения секции с короткозамкнутыми витками и пазов в расточке статора, где она помещается, в основном используются следующие приборы и приспособления: подковообразный электромагнит, электронные приборы (МДВИ-03), а также **ферромагнитный шарик**.

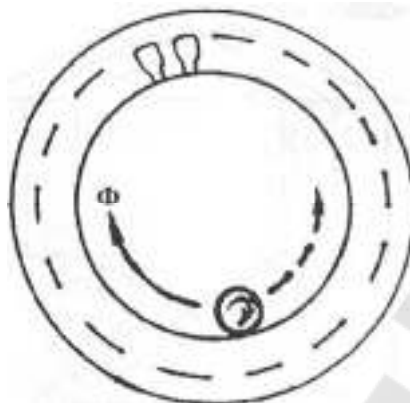


Рис. 9.14. Определение поврежденной секции при помощи шарика

Способ определения витковых замыканий с помощью ферромагнитного шарика

К поврежденной обмотке, соединенной по схеме «звезда» или «треугольник», от источника трехфазного тока подводится пониженное или регулируемое напряжение, например, от сварочного трансформатора. Оно должно быть такой величины, при которой ток в фазных обмотках не превысит номинального значения. Эти токи создадут в расточке статора асинхронного двигателя вращающееся магнитное поле. Помещенный туда ферромагнитный шарик (можно от шарикоподшипника), вращаясь по направлению этого потока, перемещается против него.

Над пазами, в которых лежат активные стороны секции с короткозамкнутыми витками, шарик останавливается («залипает»). Такое явление объясняется наличием стоячих электромагнитных полей вокруг этих проводников, создаваемых в короткозамкнутых витках токами короткого замыкания.

Удаление старых обмоток

- Старые обмотки удаляются одним из следующих способов: механическим, термомеханическим, химическим, термохимическим.
- При выборе метода удаления учитываются: достоинства и недостатки методов, конструкции ремонтируемых машин, возможности ремонтного предприятия, экономические соображения.

Механический метод удаления обмоток из магнитопровода выполняется без предварительного разрушения старой изоляции.

- Порядок операций следующий: из верхней части пазов извлекаются клинья, крепящие обмотку, фрезой или резцом на станке (зубилом и молотком вручную) срезается лобовая часть обмотки с одной стороны сердечника, после закрепления корпуса машины на столе ломиком или приспособлениями захватывают секции за оставшиеся лобовые части с другой стороны магнитопровода, вынимают их из пазов.

- *Достоинства:* простота, не требует спецоборудования по сжиганию старой изоляции и расхода для этого энергии, не нарушается состояние изоляции между листами электротехнической стали в пакетах, нет коробления корпусов.

- *Недостатки:* требует больших механических усилий, в пазах много остатков старой трудноудаляемой изоляции, часты расслоения пакетов магнитопровода по краям, относительно малая производительность, невозможность восстановления обмоточного провода.

- Метод, как правило, используется в мелких мастерских.

Термомеханический метод

- *Термомеханический метод* отличается от механического тем, что перед удалением секций из пазов проводят сжигание старой изоляции обмоток в специальных печах при температуре 280-350°C. Естественно, чем выше температура, тем быстрее разрушается изоляция, но и больше возможности коробления корпусов машин, особенно из алюминиевых сплавов.

- Удаление старой обмотки может выполняться как со срезом одной лобовой части, так и без среза.

- Недостатки: изоляция выгорает в пакетах между листами стали (после двух-трех обжигов прессовка магнитопровода нарушается). Увеличиваются потери ХХ и снижается КПД ЭД.

Химический метод и термохимический метод

Химический метод – разрушение старой изоляции обмоток производится специальными химически активными жидкостями типа МЖ-70 в специальных емкостях.

Термохимический метод – старая изоляция обрабатывается в камерах растворами каустической соды или щелочи, нагретых до температуры 80-100°C.

Обмотки удаляются из пазов по двум последним методам также, как у ранее рассмотренных.

Достоинства: отсутствие коробления корпусов, сохранение изоляции между листами стали в пакетах, возможность восстановления обмоточного провода. Недостаток – токсичность.

Методы могут быть рациональны при наличии дешевых реактивов, но требуют повышенного внимания по обеспечению безопасности работ.

Основные способы сушки изоляции электрических машин

Назначение сушки изоляции. Сушку изоляции ЭМ, как правило, производят до их установки. Вместе с тем нередки случаи, когда уже установленные ЭМ 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 ЭМ 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°C , а температура обмоток в наиболее нагретой части – 70°C . Температуру замеряют термометрами, установленными на патрубке воздуходувки и в наиболее нагретой части обмотки, а в крупных ЭМ – встроенными температурными индикаторами (термопарами). Этот способ применяют для сушки сильно отсыревших машин.

Сушка нагревом от тока постороннего источника (рис. 9.15, а).

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. Ток сушки должен составлять $0,5-0,7 I_{\text{ном}}$ 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 $0,7 I_{\text{ном}}$, следовательно, подводимое напряжение должно быть не более $0,7$ напряжения КЗ.

Сушка индукционным способом

Может быть рекомендована для всех ЭМ. 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. 9.15, б), что благодаря значительной разнице магнитных проводимостей корпуса и активной стали в корпус отводится большой магнитный поток. Во втором случае намагничивающую обмотку накладывают так, как показано на рис. 9.15, в.

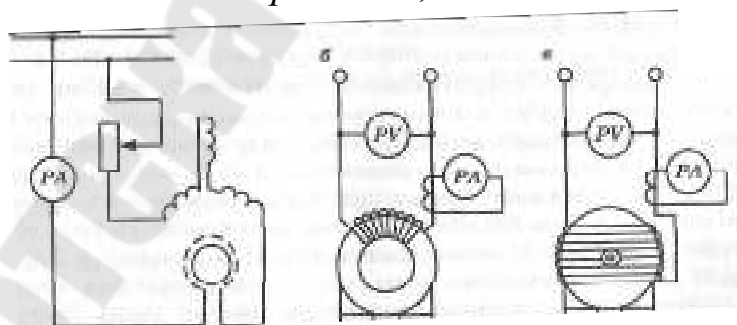


Рис. 9.15. Схемы подключения при сушке нагревом от тока постороннего источника (а); индукционным способом (б и в)

9.6 Ремонт обмотки ротора и коллектора

Короткозамкнутые АД, выполненные в виде беличьих клеток

Основные повреждения и их ремонт следующие:

- **Нарушения паяк** в местах соединения стержней и короткозамыкающих колец беличьих клеток (медных и латунных) определяются

по наличию в данном месте вследствие повышенного нагрева цветов побежалости, темных пятен и окалины.

- **Неисправности устраняются путем перепайки соединений.** Эти места зачищают, протирают чистой ветошью, смоченной в бензине (ацетоне), протравливают в течение 15-30 с в азотной кислоте и V паяют с последующей промывкой в горячей воде. Беличьи клетки электродвигателей с тяжелыми условиями пуска паяют серебряными припоями марок ПСр или медно-цинковыми – марок ПМЦ.

Ремонт коллекторов

- Его объем и содержание соответствует конструкции коллектора и видам неисправностей.

- *Потемнения контактных пластин и шероховатости* ведут к тем же последствиям, что и у контактных колец АД. Ликвидируются они ветошью, смоченной в бензине, если этого недостаточно – обработкой стеклянной бумагой, шлифовкой, полировкой.

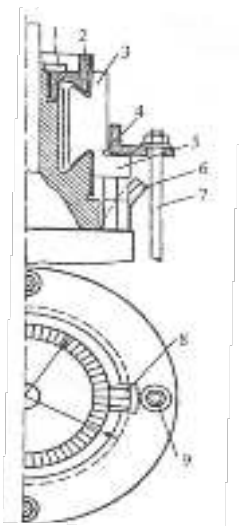


Рис. 9.16. К иллюстрации узлов коллектора машины постоянного тока

- *Подгары* на пластинах обычно связаны с плохой пайкой петушков с повышенным биением рабочей поверхности из-за нарушения формы коллектора (в результате неравномерного износа) или с ослаблением прессовки цилиндра медных пластин. При последней неисправности характерно смещение (выступы) отдельных контактных пластин или их изоляции. Подгары увеличивают сопротивление контакта и нагрев коллектора. Смещение пластин вызывает усиленную вибрацию, искрение с повышенной эрозией контактной поверхности, выкрашивание щеток и ухудшение коммутации машины постоянного и переменного тока.

менного тока.

- При нарушении контакта у петушков проводится перепайка тех пластин, которые имеют хотя бы незначительные признаки почернения. Подгар снимается так же, как и при потемнении пластин.

- Ослабление прессовки у коллектора со стальным корпусом устраняется после его подогрева до 120-130°C, подтяжкой гайки (7), нажимной (конусной) шайбы (2) (рис. 9.16).

Последовательность обработки рабочей поверхности коллектора:

• **Обточка:** Удаление минимального слоя меди с поверхности пластин. Делается резцом на токарном станке. У крупных машин – вращением якоря в собственных подшипниках.

• **Продоразживание:** Понижение (выпиливание) изоляции между контактными пластинами коллектора. Производится специальной пилкой вручную или фрезой на станке глубиной от поверхности коллектора:

- для малых машин – 0,5-0,8 мм,
- для средних – 1,0-1,5 мм,
- для крупных – 2,0 мм.

Большая глубина недопустима, так как может стать причиной короткого замыкания пластин вследствие заполнения канавок щеточной пылью.

• **Продувка сжатым воздухом:** или обработка пылесосом для удаления медной и слюдяной пыли, оставшейся после второй операции.

• **Снятие фаски** на краях медных пластин для лучшего удаления пыли щеток.

• **Шлифовка и полировка.** Первая делается стеклянной бумагой или карборундовым мелкозернистым бруском, вторая – колодками или щетками из твердых пород дерева (бук, клен) для получения зеркально гладкой и прочной поверхности коллектора.

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.

• 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 поверх-

ность ее прилегания к коллектору. Вдоль оси коллектора допускается люфт в гнезде от 0,2 до 0,5 мм.

Устройство для измерения динамометром давления щетки на коллектор представлено на *рис. 9.17*.

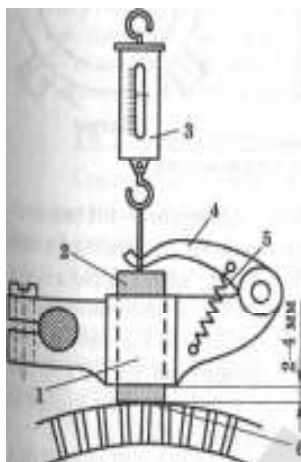


Рис. 9.17. Устройство для измерения динамометром давления щетки на коллектор

При выработке щеток их заменяют. Величина допустимой выработки указывается в технической документации на каждую ЭМ и на каждый тип щеток. После установки новых щеток производят их притирку и шлифовку. Для притирки между щеткой и коллектором устанавливают стеклянную шкурку с мелким зерном и притягивают ее в направлении вращения коллектора. 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.9.18, рис.9.19*). При этом на коллекторе должна быть политура. После шлифовки коллектора необходимо создать на нем политуру, вращая машину на холостом ходу.

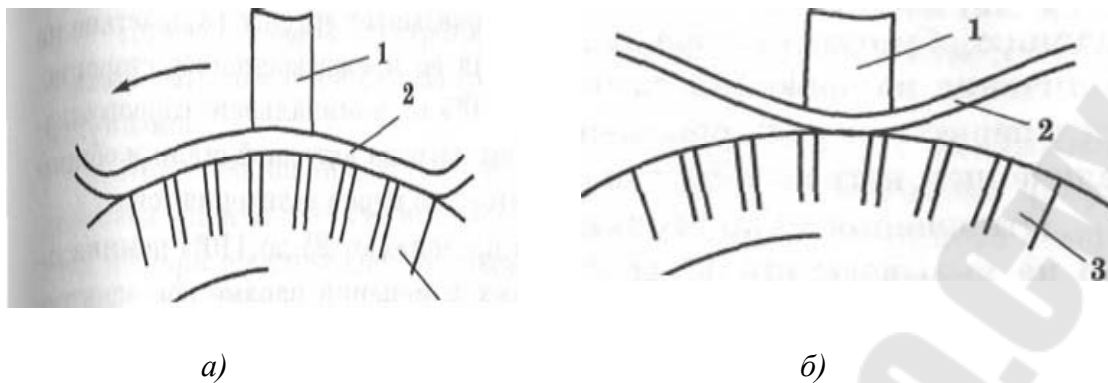


Рис. 9.18. Схема притирки щеток к коллектору: 1 – щетки; 2 – стеклянная шкурка; 3 – коллектор (а – верно, б – неверно)

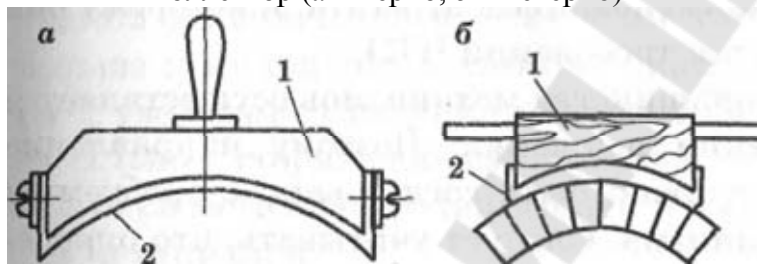


Рис. 9.19. Колодка для шлифования коллектора:
а – с одной ручкой; б – с двумя ручками;
1 – деревянная колодка; 2 – стеклянная шкурка

Ремонт коробки выводов

- Дефекты коробки выводов (клеммной коробки) нередко становятся причиной серьезных аварий: коротких замыканий, работы электромашин в неполнофазном режиме и пр. Характер ее ремонта определяется материалами изготовления и конструкцией выполнения выводов.

- Трещины алюминиевых коробок завариваются газовой сваркой или запаиваются припоем по вышеописанной методике. Стальные коробки завариваются электросваркой с последующей обработкой. При полном разрушении коробок они заменяются.

- Подгары на изоляционных клеммных панелях (колодках, щитках) зачищаются стеклянной шкуркой. Эти места покрываются лаком.

- При прогарах в панелях изготавливаются новые из текстолита гетинакса и т.п. по размерам старых.

- Нарушение резьбы на клеммных винтах и гайках вследствие плохого контакта приводит к их перегреву. Неисправность устраняют заменой на новые.

- *Обломы проводов жил выводов* разрывают электрическую цепь Поврежденные участки удаляются кусачками. При необходимости наращиваются концы.
- *Дефекты изоляции* концов выводов часто становятся причиной короткого замыкания, нарушения контакта, устраняются липкой лентой.
- *Утерянные наконечники выводов* восстанавливаются припайкой новых. При их отсутствии конец жилы вывода изгибают в виде кольца и «залуживают». В соответствии с ГОСТом начало обмоток трехфазных асинхронных двигателей обозначают: C_1, C_2, C_3 , а концы – C_4, C_5, C_6 .
- При утрате маркировки концов выводов обмоток ее восстанавливают методами переменного или постоянного тока.

9.7 Испытание электрических машин после ремонта

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 (см. *рис.9.20*).

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.

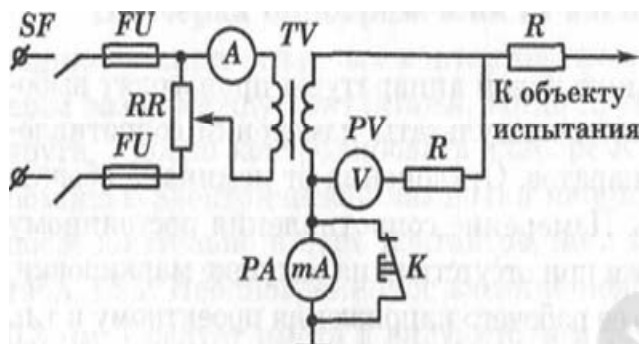


Рис. 9.20. Схема испытания контактов повышенным напряжением 1000

По ГОСТу 183-74 асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором подвергаются приемосдаточным испытаниям в следующем объеме:

1. внешний осмотр, проверка качества сборки и комплектности;
2. измерение сопротивления изоляции обмоток от корпуса и относительно друг друга;
3. измерение сопротивления обмоток постоянному току практически в холодном состоянии;
4. испытание электрической прочности изоляции обмоток относительно корпуса и (при возможности) между обмотками разных фаз повышенным напряжением;
5. испытание межвитковой изоляции обмоток на электрическую прочность повышенным напряжением;
6. измерение силы тока и потерь на холостом ходу двигателя;
7. определение силы тока и потерь короткого замыкания притоке, близком к номинальному;
8. проверка маркировки, упаковки и комплектности необходимой сопроводительной документации.
9. для асинхронных двигателей с фазным ротором после пункта 3 еще находится коэффициент трансформации.

В случаях сомнений в качестве ремонта механической части электродвигателя проводится дополнительное испытание при повышенной частоте вращения ротора.

Конструкционные материалы:

Серьезный недостаток слоистых пластиков – плохая дугостойкость. При проскакивании искры на их поверхности остается науглероженный след, проводящий электрический ток.

Основные характеристики некоторых пластиков:

– *гетинакс* – $E_{пр}$ в направлении, перпендикулярном слоям, равна 20-40 МВ/м (при 20°C) и 12-35 МВ/м (при 90°C), нагревостойкость класса *A*,

– *текстолит* (на основе хлопчатобумажной и шелковой ткани) – $E_{пр}$ в направлении, перпендикулярном слоям, равна 5-10 МВ/м (при 90°C), нагревостойкость класса *A*;

– *стеклотекстолит* – $E_{пр}$ в направлении, перпендикулярном слоям, равна 6-27 МВ/м (при 90 С), нагревостойкость класса *B*;

– *асботекстолит* – $E_{пр}$ направлении, перпендикулярном слоям, равна 1,0-1,5 МВ/м (при 90°C), нагревостойкость класса *C*;

– *древеснослоистый пластик* (ДСП) – $E_{пр}$ в направлении, перпендикулярном слоям, равна 3- 4 МВ/м (при 90°C), нагревостойкость класса *A*.

Промышленностью слоистые пластики выпускаются в виде досок, а также фасонных изделий: намотанные бакелитовые (гетинаксовые) трубки, цилиндры. Свойства намотанных изделий уступают листовым.

К числу слоистых электроизоляционных материалов следует отнести и фибру.

Фибра – бумага, пропитанная хлористым цинком, сложенная в несколько слоев и спрессованная. Электрическая прочность невысока, $E_{пр}$ – 1,0-3,5 МВ/м (при 20°C и 50 Гц), механическая прочность достаточно большая, очень гигроскопична, при этом теряет форму и диэлектрические свойства. Выпускается в виде досок и фасонных изделий, применяется для прокладок, панелей, в трубчатых разрядниках и пр.

Миканиты – материалы из отдельных пластинок слюды склеенные лаками или смолами, иногда с использованием бумаги или ткани, которые подклеиваются к слоям слюды с одной или двух сторон. Такая подложка увеличивает механическую прочность материала при изгибах. Выпускаются в виде листов и рулонов.

По назначению они делятся на коллекторные (в марках обозначается буквой *K*), прокладочные (*П*), формовочные (*Ф*), гибкие (*Г*), микафоллий (*М*), микаленты (*Л*). Отличаются в основном клеящим веществом и технологией изготовления. Вторая буква марки показывает вид слюды: *М* – мусковит, *Ф* – флогопит, *С* – их смесь. Третья буква или цифра показывает дополнительные характеристики материала. Основные изоляционные характеристики: $E_{пр}$ (МВ/м при 20°C) и нагревостойкость – *C* $t > 180^\circ$, *H* $t = 180^\circ$, *B* $t = 130^\circ$:

коллекторный – 15-18, С;
прокладочный – 16-20, С;
формовочный – 14-18, Н;
гибкий – 16-28, В, Н;
микафоллий – 14-18, Н;
микалента – 9-20, В.

Слюдиниты, слюдопласты (слюдяные бумаги) – материалы на основе слюды, чаще отходов (щипки слюды) со специальной технологией изготовления. На их основе выпускается много различных изоляционных изделий, например, стеклослюденистые непропитанные ленты. $E_{пр}$ – 10-20 МВ/м (при +20°C), нагревостойкость – В, с повышенной гибкостью при комнатной температуре.

Микалекс – материал твердый с увеличенным содержанием слюды, в качестве связующего применяется легкоплавкое стекло. Из данного материала прессованием получают фасонные изоляционные изделия, отличающиеся высокой нагревостойкостью, дугостойкостью, большой механической прочностью, материал можно обрабатывать и шлифовать. Однако следует иметь в виду, что он дорогой. $E_{пр}$ – 10-20 МВ/м (при 20°C), нагревостойкость – С.

Область применения миканитов и других слюдяных изделий обширна: прокладки, шайбы, детали изоляций электрических машин, аппаратов и многое другое.

Лаки – это коллоидные растворы пленкообразующих веществ в растворителях. В качестве основы главным образом используются смолы естественного и искусственного происхождения, битумы, высыхающие масла. В качестве растворителей применяются спирт, уайт-спирит, толуол, ксилол, скипидар, вода и пр.

При сушке растворитель удаляется, основа переходит в твердое состояние. $E_{пр}$, в зависимости от основы, – 30-75 МВ/м (при 20°C), нагревостойкость, в зависимости от состава лака, от А до Н.

По применению лаки разделяют на:

- **пропиточные** служат для замещения в пустотах изоляции воздуха лаком, что улучшает все ее изоляционные характеристики. К пропиточным лакам относится также большинство эмалей. **Эмали** – это лаки с добавкой пигментирующих веществ. Пигменты (в основном окислы металлов) вводят для придания лаковой пленке определенной окраски, улучшения ее механической прочности и приставаемости к поверхности, на которую наносится эмаль;

- **покровные** – для образования на поверхности электроизделий механически и электрически прочной, влагостойкой, гладкой пленки.

- **клеящие** применяются для склеивания или изготовления различных твердых электроизоляционных материалов (изоляционных цилиндров, трубок, миканитов и т.п.), а также приклеивания их к металлам.

По режиму сушки их делят на лаки *горячей* и *холодной* сушки.

Первые дают пленку с высокими изоляционными свойствами только при нагревании до температуры выше $+70^{\circ}\text{C}$, вторые – при сушке в условиях комнатной температуры.

Как правило, лаки горячей сушки дают более качественную во всех отношениях пленку.

По *основе* лаки делят на: смоляные, целлюлозные, масляные, битумные, масляно-смоляные и масляно-битумные.

Смоляные лаки – основой их являются смолы, к ним относятся следующие разновидности: **бакелитовые** – раствор бакелита в спирте.

По применению лаки делятся на пропиточные, покровные и клеящие.

Терморезистивные, холодной и горячей сушки. Пленки их механически прочные, но малоэластичные, склонные к ускоренному тепловому старению. Используются для изоляции электрических машин и аппаратов в основном высокого напряжения, используются при производстве текстолита, гетинакса и других изоляционных изделий;

- **глифталевые** – раствор глифталевой смолы в смесях спирта с жидкими углеводородами или в им подобных растворителях. Лаки пропиточные, клеящие. Они терморезистивные, горячей сушки. Гибкость пленок таких лаков выше, чем бакелитовых, влагостойкость ниже. Применяются в основном в изоляции трансформаторов;

- **кремнийорганические** – эти лаки пропиточные и клеящие, горячей сушки, терморезистивные. Они дают пленку с повышенными электроизоляционными характеристиками. Используются там, где изоляция работает при повышенной температуре, в атмосфере повышенной влажности и т.п.;

- **поливинилхлоридные** – лаки покровные, терморезистивные, горячей сушки. Их пленки обладают повышенной химической стойкостью. Применяются там, где на изоляцию действуют пары бензина, масел, кислот.

Целлюлозные лаки – растворы эфиров целлюлозы. Из них наиболее массово применяются нитролаки. Все они покровные, в отдельных случаях пропиточные (например, для хлопчатобумажной оплетки автомобильных проводов). Чаще всего это лаки холодной сушки, термопластичные. Пленки (особенно нитролаков) блестящие, с высокой механической прочностью, влагохлостойкие, устойчивы к воздействию кислорода воздуха, света, масел. Вместе с тем нитролаки плохо держатся на металлах, что требует грунтовки последних до наложения лака. Нередко они используются для защиты пленок пропиточных лаков с ускоренным старением. В этих случаях наложение нитролаков производится поверх таких пленок после их запекания.

Масляные лаки. Их основой являются высыхающие масла, в состав могут входить также сиккативы и растворители (бензин, керосин). Лаки главным образом пропиточные и покровные. Они термореактивные, горячей сушки, однако, при высоком содержании сиккативов могут быть и холодной сушки. Пленки высоко эластичные, маслостойкие. Применяются для изготовления лакотканей, лакобумаг, изоляции листов электротехнической стали.

Битумные лаки – растворы битумов в органических растворителях; термопластичны, холодной сушки. Пленки имеют низкие электроизоляционные характеристики и малую гибкость, нагревостойкость невысокая. Используются для антикоррозионных покрытий.

Масляно-смоляные лаки – составы их, кроме высыхающих масел, содержат естественные или искусственные смолы. Они могут быть пропиточными, покровными и клеящими. Термореактивные, горячей сушки. Характеристики изоляционных пленок зависят от состава лака. Например, масляно-глифталевые, по сравнению с чисто масляными лаками, имеют повышенную эластичность, клеящую способность, более нагревостойкие, а по сравнению с чисто глифталевыми лаками – с пониженной гигроскопичностью. Применяются в изоляции трансформаторов, обмотках электрооборудования, работающего в атмосфере с химически активными реагентами.

Масляно-битумные лаки – в их основу, кроме высыхающих масел, входит битум, растворители бензол, толуол и др. По назначению они пропиточные и покровные. Горячей сушки, термопластичны, при нагревании пленки размягчаются, неустойчивы к маслам и другим органическим растворителям, но вместе с тем они влагохлостойкие, менее гигроскопичные, слабо подвержены старению.

Маркировка лаков

Все лаки в соответствии со стандартизацией имеют буквенно-цифровое обозначение, при этом буквами указывается состав основы лака (БТ – масляно-битумный, ГФ – масляно-глифталевый и т.д.). В шифре первые цифры показывают назначение лака (9 – электроизоляционный), последующие – конкретный его вид.

Компаунды отличаются от лаков тем, что в них отсутствует растворитель, и они могут быть в исходном состоянии твердыми. Однако для изготовления изоляции компаунды (нагреванием до соответствующей температуры) переводят в жидкое состояние с требуемой вязкостью. В их состав входят смолы, битумы, масла.

ВОПРОСЫ для самоконтроля

1. Изложить порядок работы на компьютере при обработке спектров.
2. В чем состоят особенности ремонта электрических машин по результатам технического диагностирования.
3. Особенности ремонта подшипниковых узлов.
4. Способы заливки баббита.
5. Определить способы выявления витковых замыканий в пазах.
6. Какой способ удаления статорных обмоток приводит к увеличению потерь холостого хода.
7. Особенности ремонта коллектора.

Тема 10. МОНТАЖ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ КАБЕЛЕЙ

Вопросы лекции:

- Монтаж кабельных линий напряжением до 10 кВ
- Способы прогрева кабелей
- Прокладка кабеля в траншеях
- Классификация и область применения кабельных муфт и заделок
- Прокладка кабеля внутри зданий
- Методы испытания изоляции кабелей

10.1 Монтаж кабельных линий напряжением до 10 кВ

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 ба-

рабан 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 K 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. 10.1*.

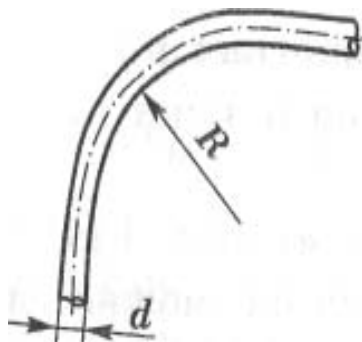


Рис. 10.1. Соотношение R и d

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 без предварительного подогрева приведены в *табл. 10.1*.

Таблица 10.1.

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

10.2 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 $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$ (при условии наличия таких помещений вблизи от места прокладки и температуре наружного воздуха не ниже $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$);
- в «тепляке» или палатке с паровым отоплением, печами, горелками инфракрасного излучения или обогревом тепловоздуховкой (при температуре до $+40\text{ }^{\circ}\text{C}$).

10.3 Прокладка кабеля 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.

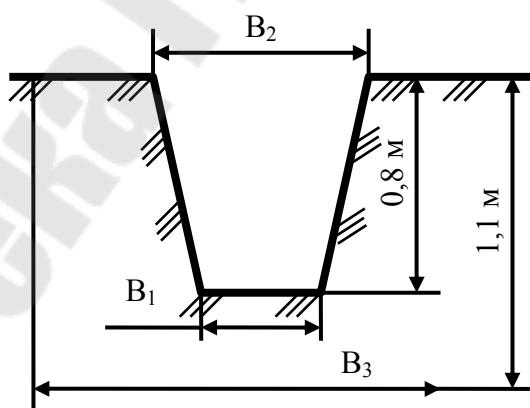


Рис. 10.2. Прокладка кабеля в траншеях

СНиП (строительные нормы и правила) установлено предельное количество кабелей в одной траншее – **не более шести**, устройство траншей с большим числом кабелей является не экономичным. Ширина траншеи 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 траншею «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.

10.4 Классификация и область применения кабельных муфт и заделок

При монтаже кабельных линий возникает необходимость 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). Для выполнения муфт и заделок сначала производится ступенчатая разделка кабеля. Технология выполнения разделки кабеля зависит от назначения муфты или заделка ее материала и номинального напряжения, при котором она должна применяться.

В маркировку муфт и заделок входят буквенные и цифровые символы:

- *Первая буква* определяет 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.

- *Вторая буква* обозначает материал муфты: Ч – чугун; С – свинец; А – алюминий; Э – эпоксидный компаунд; Б – стальная воронка, заливаемая битумным составом.

- *Следующие буквы* определяют 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.

Раскатка кабеля с трубоукладчика (рис. 10.3)

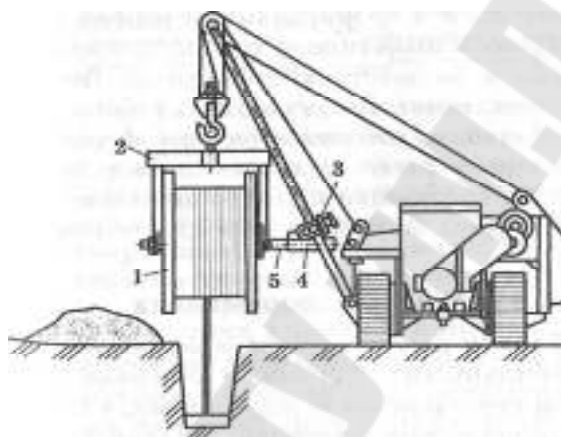


Рис. 10.3. Раскатка кабеля с трубоукладчика: 1 – барабан; 2 – траверса; 3 – зажим; 4 – втулка-удлиннитель; 5 – ось траверсы

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 пластика должна быть красного цвета толщиной 0,5-1 мм и шириной не менее 150 мм. Одну ленту можно прокладывать над двумя кабелями.

В готовой траншее кабель прокладывают, раскатывая его с барабана, установленного на кабельном транспорте, автомобиле или трубоукладчике, 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. Линейный и угловой универсальные распорные ролики представлены на рис. 10.4.

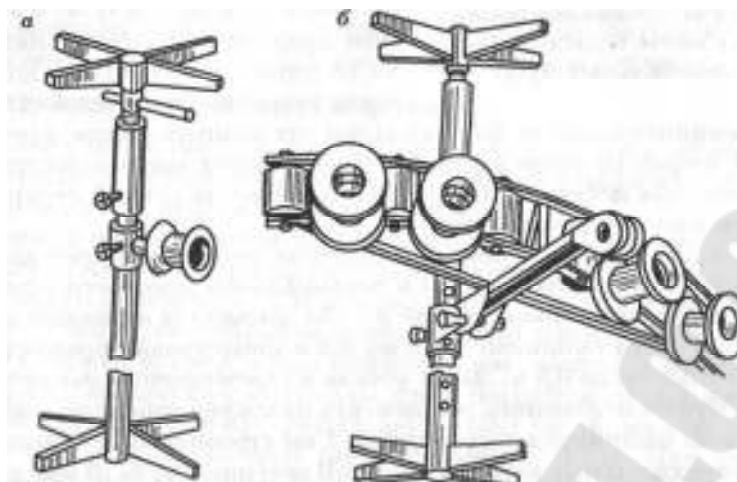


Рис. 10.4. Линейный (а) и угловой (б) универсальные распорные ролики

10.5 Прокладка кабеля 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.

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.

Схемы прочистки каналов и протяжки кабеля на одном участке представлены на *рис. 10.5*.

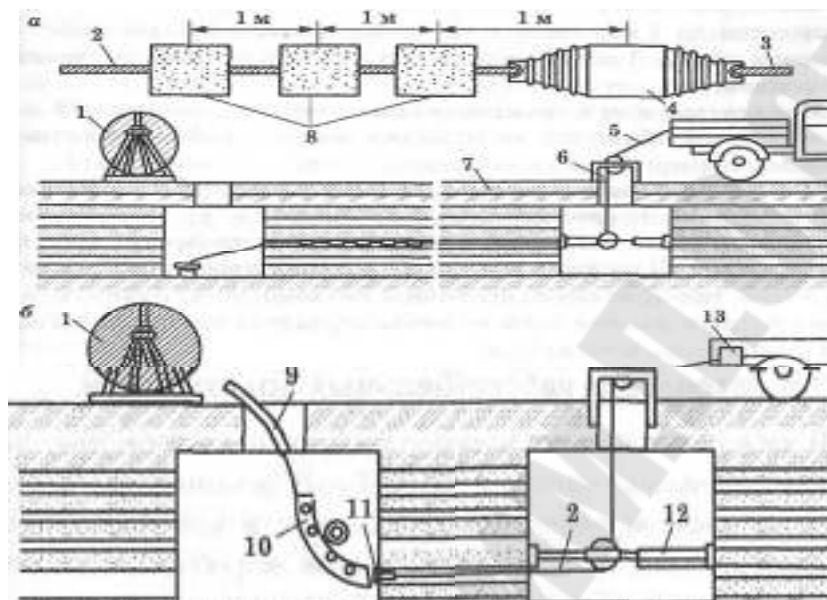


Рис. 10.5. Схемы прочистки каналов (*а*) и протяжки кабеля на одном участке (*б*):

- 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 на-

пряжением 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.

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.

Таблица 10.2

Заземляющие многопроволочные медные проводники для силовых кабелей при отсутствии других указаний в проекте должны иметь сечение, мм², не менее

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

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 изготавливают 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 (пропаривают) 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. Установка стопорного устройства при монтаже стопорных муфт представлена на *рис. 10.6*.

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.

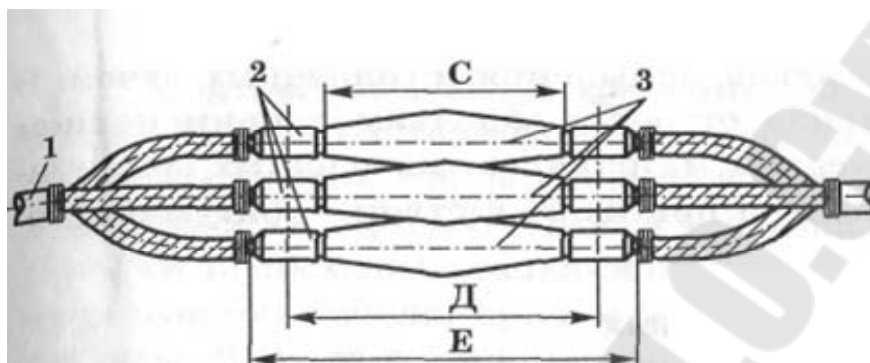


Рис. 10.6. Установка стопорного устройства при монтаже стопорных муфт:
1 – кабель; 2 – соединительная гильза; 3 – стопор

Латунную обойму стопорной перегородки. 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.

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 эпоксидные заделки кабелей типов КВЭз и ПКВ на напряжение 10 кВ (рис. 10.7).

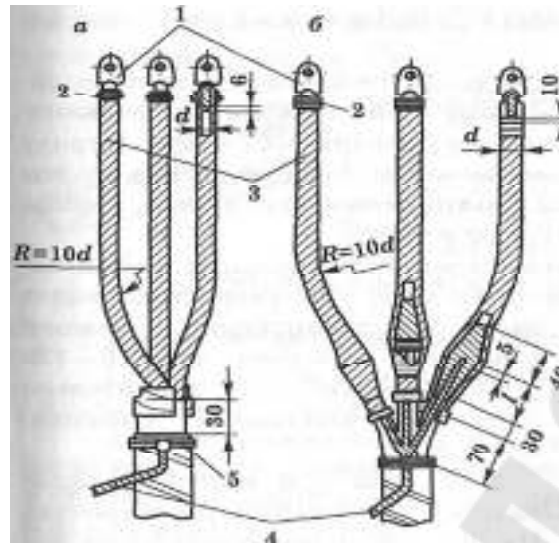


Рис. 10.7. Концевые эпоксидные заделки кабелей типов КВЭз (а) и ПКВ (б) на напряжение 10 кВ (60: 1 – наконечник; 2 – подмотка из хлопчатобумажной ленты с промазкой эпоксидным компаундом; 3 – подмотка липкой лентой ПВХ; 4 – провод заземления; 5 – подмотка с экраном

Для оконцевания кабелей внутри помещений, а также для наружных установок при условии полной защиты заделки от непосредственного настоящего время предпочтение отдается заделкам с применением термоусаживающихся полимерных материалов, эпоксидных компаундов и самосклеивающихся лент, а при их отсутствии – битумных воронок и др.

Монтаж термоусаживаемых соединительных и концевых муфт

На рынке России и Беларуси ряд производителей предлагают кабельную арматуру на основе термоусаживаемых материалов: «Рай-энерго» (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.

Монтаж концевых и соединительных муфт представляет собой сборку отдельных термоусаживаемых частей, поставляемых в растя-

нудом 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 фирмы «Райхем» (рис. 10.8)

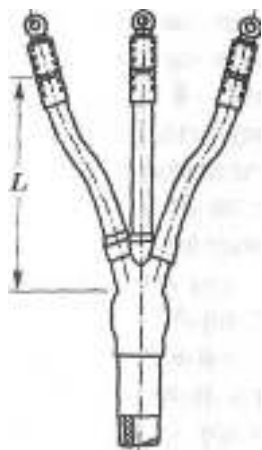


Рис. 10.8. Муфты фирмы «Райхем»

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 мм²), что значительно сокращает количество

запасного материала.

Муфты при хранении практически не подвергаются старению. На рис. 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).

Муфты АОЗТ «ПЗЭМИ»

Подольский завод электромонтажных изделий в 1996-1998 гг. выполнил разработку и освоил 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.10.9), размеры (А) которых зависят от сечения жил кабеля. Болты соединителей закручиваются комплект-

ным ключом до скручивания их головок (аналог муфты фирмы «Райхем»).

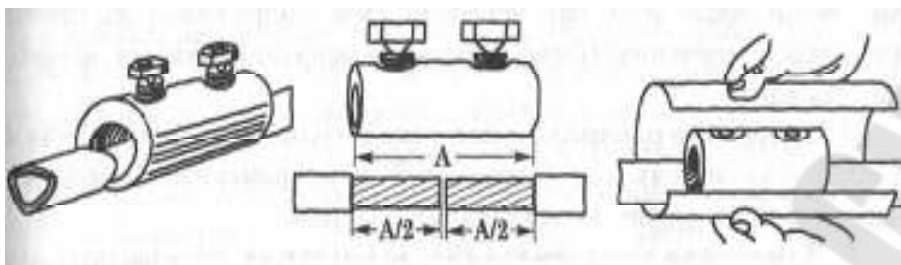


Рис. 10.9. Сращивание жил кабелей при помощи болтовых соединений

Монтаж муфты СТП-10 представлен на рис. 10.10.

Муфты предназначены для соединения силовых кабелей с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение до 10 кВ, проложенных в земле и к кабельных сооружениях.

Инструкция по монтажу

При выполнении монтажа соблюдайте следующие правила:

- При использовании газовой горелки отрегулируйте ее таким образом, чтобы получить мягкое пламя с языком желтого цвета;
- Перемещайте пламя горелки в направлениях, указанных на рисунках настоящей инструкции;
- Термоусаживаемые детали прогревайте равномерно со всех сторон по длине и окружности;
- Направляйте пламя горелки в направлении усадки для предварительного прогрева материала;
- Усаженные детали должны плотно прилегать к элементам кабеля и не иметь морщин и складок;
- При монтаже выполняйте требования, изложенные в «Технической документации на муфты для силовых кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией до 35 кВ»;
- Подключение кабеля производите после остывания муфты до температуры окружающей среды.



Рис. 10.10. Монтаж муфты СТП-10

Проверьте соответствие монтируемого кабеля и используемой Вами муфты согласно табл. 10.3

Таблица 10.3

Типоразмер муфты	Количество жил кабеля	Сечение жил кабеля, мм ²
СТП-10-35/50	3	35, 50
СТП-10-70/120	3	70, 95, 120
СТП-10-150/240	3	150, 185, 240

ПОРЯДОК МОНТАЖА МУФТЫ

1. Наденьте наружный шланг и внутреннюю трубу на один из соединяемых кабелей. Внутренние поверхности деталей защитите от загрязнения полиэтиленовым пакетом. Снимите с концов кабелей наружный покров и броню. Облудите оболочку и бронеленты в местах пайки заземляющего проводника.

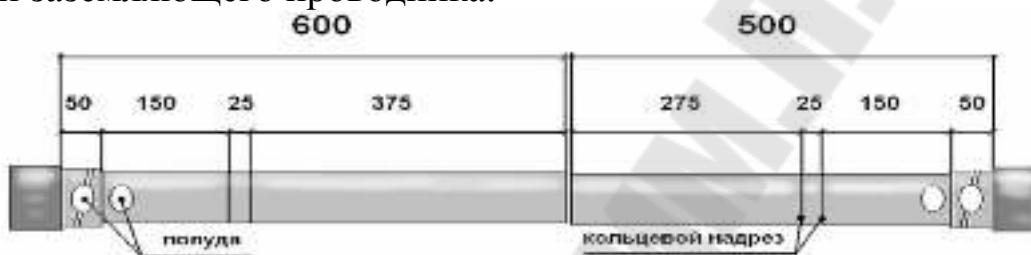


Рис. 10.11. К иллюстрации последовательности работ при монтаже термоусаживающейся муфты (порядок подготовки кабеля для монтажа муфты)

2. Снимите с конца кабеля оболочку и поясную изоляцию. При обрыве бумаги поясной изоляции для получения ровного края используйте бандаж из х/б нити.



Рис. 10.12. К иллюстрации последовательности работ при монтаже термоусаживающейся муфты (порядок подготовки кабеля для монтажа муфты)

3. Разведите жилы кабеля, удалите жгуты набивочной бумаги. На концах установите временный бандаж лентой ПВХ. На жилы кабеля наденьте до упора в «корешок» разделки фазные трубки. Усадите фазные трубки, начиная их прогрев от «корешка» разделки по направлению к концам жил.

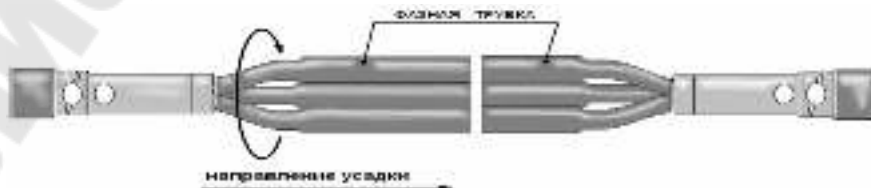


Рис. 10.13. К иллюстрации последовательности работ при монтаже термоусаживающейся муфты (усадка фазных трубок)

4. Зачистите до «металлического» блеска и обезжирьте оболочку. Снимите предохраняющий поясok оболочки (25 мм). На слой полупроводящей бумаги наложите бандаж из х/б нити на расстоянии 5 мм от среза оболочки. Снимите полупроводящий слой бумаги от бандажа до среза поясной изоляции. Отделите отрезок ленты-регулятора от подложки, сверните в виде конуса и тщательно затолкайте его с помощью штока в «корешок» разделки, уплотняя до появления ленты-регулятора между жилами. Отделите ленту-регулятор от подложки, обмотайте с натягом корешок разделки с заходом на оболочку на 10 мм, а на жилы на 60 мм. Намоку выполняйте от оболочки. Намотка должна иметь бочкообразную форму.

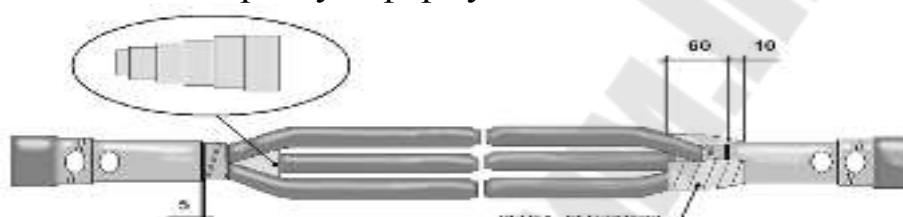


Рис. 10.14. К иллюстрации последовательности работ при монтаже термоусаживающейся муфты (наложение бандажа из х/б нити)

5. Беглым размытым пламенем горелки прогрейте оболочку кабеля и промотку ленты-регулятора и, не давая остыть, наденьте на жилы кабеля перчатку и продвиньте ее к «корешку» разделки до упора. Усадите перчатку в последовательности, указанной на рис. 10.15.



Рис. 10.15. К иллюстрации последовательности работ при монтаже термоусаживающейся муфты (усадка перчатки муфты на жилы кабеля)

6. Удалите с концов жил фазную изоляцию на длине равной глубине отверстия в гильзе до внутренней перегородки. Зачистите концы жил металлической щеткой и обезжирьте их. Наденьте на жилы более длинной разделки изолирующие манжеты и продвиньте их к «корешку» разделки. Вставьте жилы в отверстия гильз до упора и зафиксируйте, подтянув болты. Закрутите сначала наружные, потом внутренние болты до срыва их головок. При необходимости удалите выступающие концы болтов с помощью напильника. Обезжирьте соединительные гильзы и фазные трубки на длине 50 мм в обе стороны от гильз.

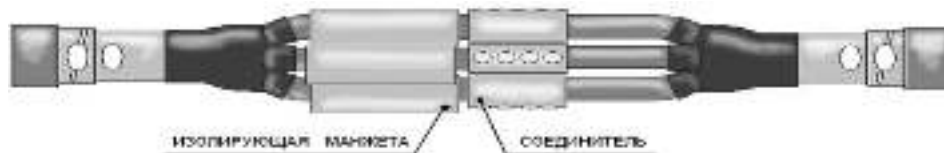


Рис. 10.16. К иллюстрации последовательности работ при монтаже термоусаживающейся муфты (установка изолирующей манжеты)

7. Отделите пластину-регулятор от подложки, расположите симметрично относительно гильзы, оберните гильзу не вытягивая пластины, обожмите руками. Нахлест пластины должен располагаться поверх болтов. Надвиньте изолирующие манжеты на гильзы, расположив их симметрично относительно торцов гильз.



Рис. 10.17. К иллюстрации последовательности работ при монтаже термоусаживающейся муфты (установка пластины регулятора)

8. Усадите изолирующие манжеты. Одновременно прогревайте все три манжеты от середины к торцам так, чтобы появился контур гильз. Затем усадите концы изолирующих манжет.

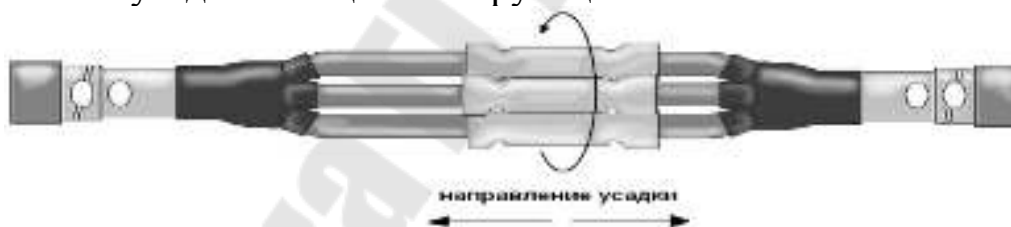


Рис. 10.18. К иллюстрации последовательности работ при монтаже термоусаживающейся муфты (порядок прогрева манжеты)

9. Вставьте между жилами межфазную распорку. Максимально сведите жилы и установите бандаж с помощью коротких отрезков стеклоленты.

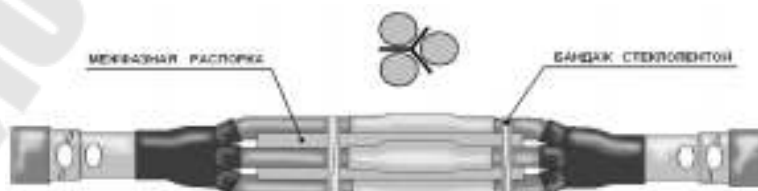


Рис. 10.19. К иллюстрации последовательности работ при монтаже термоусаживающейся муфты (установка межфазных распорок)

10. Отделите пластины межфазного заполнителя от подложки, расположите их между соседними жилами кабеля, утопите заполнитель в пространство между жилами и между «пальцами» перчаток. Придайте заполнителю цилиндрическую гладкую форму по всей длине муфты.

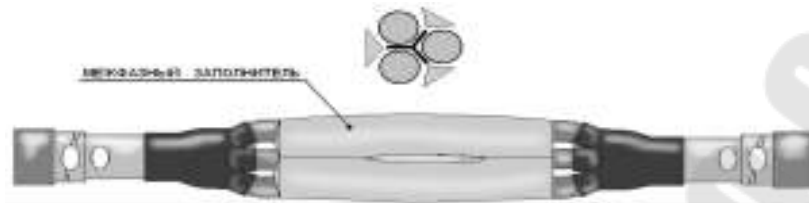


Рис. 10.20. К иллюстрации последовательности работ при монтаже термоусаживающейся муфты (установка заполнителя)

11. Поверх межфазного заполнителя выполните стягивающий бандаж стеклолентой с натягом и 30%-ным перекрытием. Добивайтесь максимального сведения жил кабеля. Конец намотки зафиксируйте липкой лентой ПВХ.



Рис. 10.21. К иллюстрации последовательности работ при монтаже термоусаживающейся муфты (намотка стягивающего бандажа)

12. Тщательно обезжирьте оболочки кабелей. Установите внутреннюю трубу по центру муфты, усадите, прогревая от середины к торцам.



Рис. 10.22. К иллюстрации последовательности работ при монтаже термоусаживающейся муфты (установка внутренней трубы и направление прогрева)

13. Поверх внутренней трубы выполните плотную намотку алюминиевой ленты с 30%-ным перекрытием и заходом на оболочки соединяемых кабелей на 10 мм. Оба конца намотки закрепите на оболочках бандажом из проволоки. Разгладьте алюминиевую ленту до полного прилегания к поверхности муфты. На поверхности ленты не допускаются острые выступающие края и неровности. Разложите провод заземления вдоль муфты, закрепите концы бандажом из про-

волоки в местах полуды, припаяйте проводник. Выполните намотку лентой герметизирующего материала.

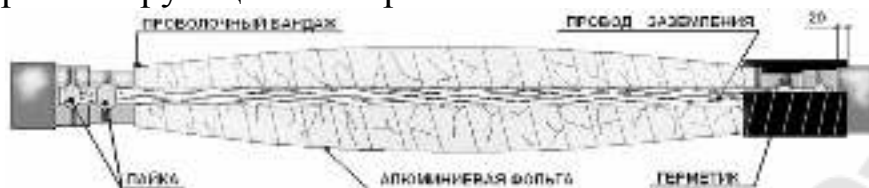


Рис. 10.23. К иллюстрации последовательности работ при монтаже термоусаживающейся муфты (намотка алюминиевой ленты)

14. Надвиньте наружный шланг на место соединения, расположите симметрично относительно центра муфты, усадите, начиная прогрев от середины к торцам.



Рис. 10.24. К иллюстрации последовательности работ при монтаже термоусаживающейся муфты (установка наружного шланга с усадкой)

10.6 Методы испытания изоляции кабелей

Испытания силовых кабельных линий

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

- **Проверка целостности 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.

- **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.

- **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. В процессе испытания отмечается характер изменения тока утечки. Кабель считается выдержавшим испы-

тания 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.

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

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

Значение испытательного напряжения и длительность его приложения при приемосдаточных испытаниях приведены в табл. 10.4

Таблица 10.4

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

Приемка кабельных линий в эксплуатацию

В техническую документацию, представляемую приемочной комиссией, 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.

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.

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.

ПТЭ предписывает следующую периодичность осмотров кабельных трасс:

- кабелей в траншеях, коллекторах и туннелях – *1 раз в 3 месяца;*
- кабелей в колодцах и концевых муфт на линиях напряжением 1 кВ – *1 раз в 6 месяцев;*
- концевых муфт кабелей напряжением до 1 кВ – *1 раз в 12 месяцев;*
- кабельных муфт в трансформаторных помещениях, распределительных пунктах и ПС – одновременно с осмотром другого оборудования.

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°C; осматривают анти-

коррозионные 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*.

- 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.

Определение мест повреждений кабельных линий

Виды повреждений кабельных линий:

- 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.

Испытания вновь проложенных и бывших в употреблении кабельных линий повышенным напряжением

Плановые испытания: проводят обычно постоянным током (при переменном токе значительно увеличивается мощность испытательной установки). При этом выпрямленное напряжение изменяют ступенями от нуля до значения, установленного нормами: 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.

внеочередные испытания: 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 ме-

гомметром 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 $(5\sim 6) U_{ном}$. 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 $2 U_{ном}$ 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.

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.

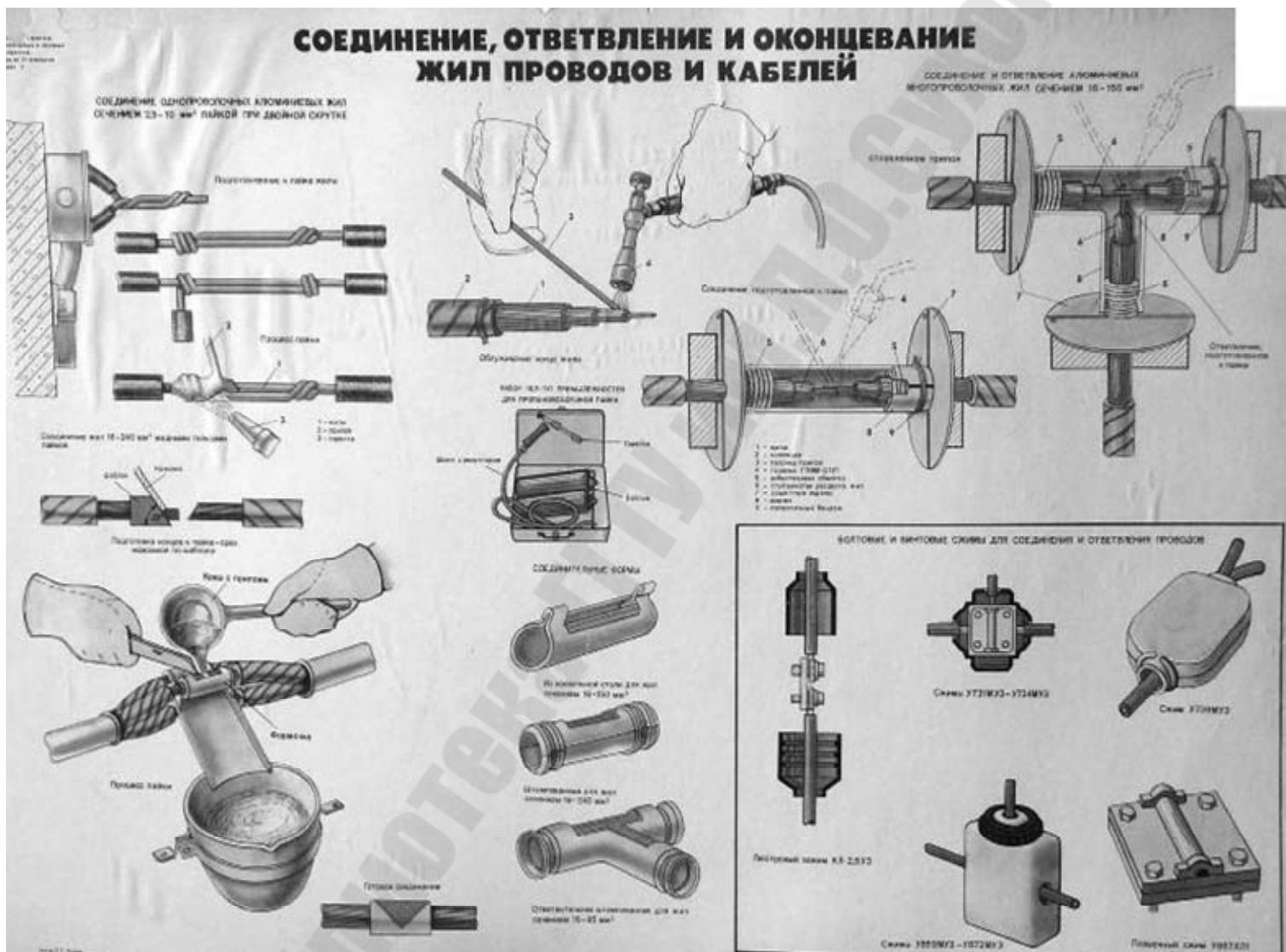


Рис. 10.25. Соединение, ответвление и окончание жил проводов и кабелей



Рис. 10.26. Механизмы и приспособления для опрессовки жил проводов и кабелей





Рис. 10.30. Прокладка кабеля в земляных траншеях

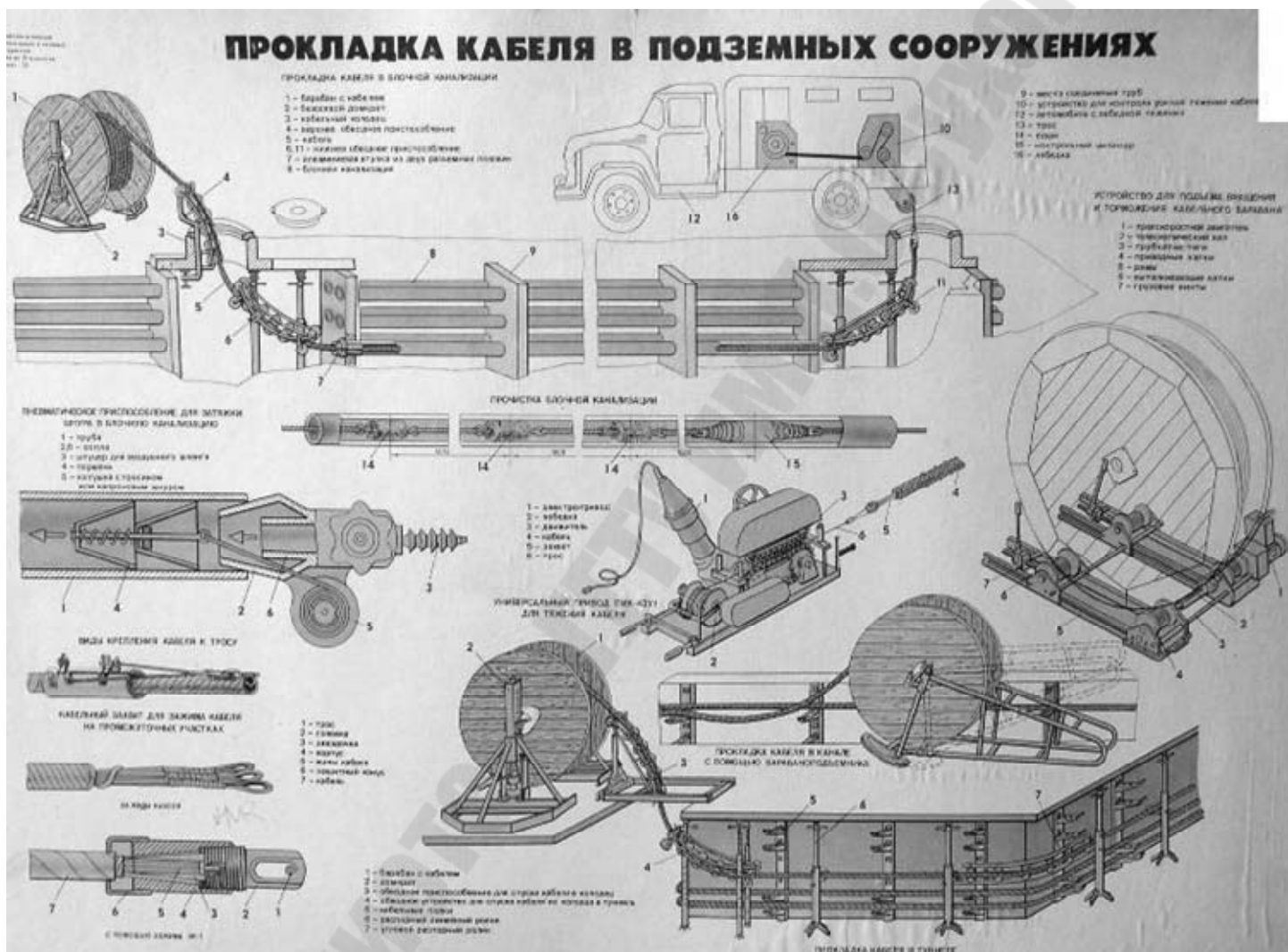


Рис. 10.31. Прокладка кабеля в подземных сооружениях



Рис. 10.32. Прокладка кабеля в кабельных сооружениях



Рис. 10.33. Концевые заделки кабелей напряжением до 10 кВ

ВОПРОСЫ для самоконтроля

1. Как определяется радиус изгиба кабеля
2. Способы прогрева кабелей.
3. Как составляется маркировка муфт? Типы муфт?
4. Порядок монтажа термоусаживаемых муфт.
5. Периодичность осмотров кабельных линий.

Тема 11. Техническое диагностирование кабелей

Вопросы лекции:

- Планово-профилактические испытания
- Метод измерения и локации частичных разрядов в КЛ
- Метод измерения и анализа возвратного напряжения в изоляции кабелей
- Испытание кабельных линий

11.1 Планово-профилактические испытания

Для обеспечения надежной работы силовых КЛ в настоящее время применяется система планово-профилактических испытаний, при которой кабели периодически подвергаются испытаниям постоянным напряжением достаточно высокого уровня (в 4-6 раз превышающим номинальное напряжение КЛ) с измерением токов утечки.

Планово-профилактические испытания повышенным постоянным напряжением не гарантируют безаварийную последующую работу КЛ, во многих случаях приводят к сокращению срока службы КЛ.

Такие испытания опасны для КЛ с длительными сроками эксплуатации или с сильно состаренной изоляцией.

Кроме того, испытания повышенным постоянным напряжением силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ-кабели), которые находят все более широкое применение, не только практически бесполезны, так как сшитый полиэтилен обладает высокой электрической прочностью и малыми токами утечки, но и оказывают негативное воздействие на полиэтиленовую изоляцию.

Для силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена гораздо более эффективным и экономичным является щадящий метод испытаний напряжением сверхнизкой частоты 0,1 Гц, которое по ве-

личине не превышает более чем в 3 раза номинальное напряжение КЛ.

Испытания при очень низких частотах со сменой полярности позволяют выявлять дефекты в изоляции без формирования объемных зарядов в структуре полиэтиленовой изоляции.

При испытаниях силовых кабелей с бумажной пропитанной изоляцией применение этого метода позволяет в значительной степени уменьшить испытательное напряжение по сравнению с испытаниями постоянным напряжением.

Лидер в разработке метода испытаний напряжением сверхнизкой частоты – **фирма Seba KMT (Германия)**. Фирмой Seba KMT выпускается серия испытательных установок (VLF 20 кV, VLF 28 кV, VLF 40 кV, VLF 54 кV, VLF 60 кV и др.), предназначенных для проведения испытаний напряжением сверхнизкой частоты 0,1 Гц силовых КЛ номинальным напряжением от 6 до 35 кV включительно.

Для повышения надежности электроснабжения за счет уменьшения количества аварийных ситуаций и исключения затрат на проведение ремонтов КЛ гораздо более **предпочтительным является применение неразрушающих методов диагностики силовых КЛ**. Использование неразрушающих методов диагностики позволяет не только получать информацию о текущем состоянии изоляции силовых КЛ, не травмируя ее, но и рационально и обоснованно планировать сроки проведения ремонтов КЛ или замены кабелей с выработанным ресурсом изоляции.

Наибольшие успехи в этом направлении достигнуты в Германии, США, Японии и в ряде других стран. К настоящему времени на основе применения современных технологий созданы достаточно компактные системы и приборы для неразрушающей диагностики силовых КЛ, которые могут использоваться либо как отдельные переносные системы, либо могут быть встроены в передвижные кабельные лаборатории.

Можно выделить следующие неразрушающие методы диагностики силовых КЛ напряжением до 35 кV, которые широко используются за рубежом:

- **метод измерения и локации частичных разрядов в силовых КЛ** (с использованием диагностической системы OWTS);
- **метод измерения и анализа возвратного напряжения в изоляции силовых кабелей** (с использованием диагностических систем CD 31 и CDS);

- **метод измерения тока релаксации в изоляции СПЭ-кабелей** (с использованием диагностических систем KDA-1 и CDS);
- **метод измерения диэлектрических характеристик изоляции кабелей** (с использованием диагностических систем OWTS, IDA 200 и др.);
- **метод импульсной рефлектометрии для предварительной локализации низкоомных повреждений в силовых КЛ** (с использованием рефлектометров Teleflex, InterFlex и др.) и импульсно-дуговой метод для предварительной локализации высокоомных повреждений в КЛ (с использованием рефлектометров и устройств стабилизации дуги);
- **метод контроля целостности оболочки силовых кабелей и определения мест неисправности в оболочках** (с использованием приборов MFM 5-1, MVG 5 и др.).

Применительно к силовым кабелям с бумажной пропитанной изоляцией, которые остаются основным типом кабелей в кабельных сетях стран СНГ напряжением до 35 кВ включительно, наиболее эффективными методами, которые могут использоваться для неразрушающей диагностики, являются **метод измерения и локации частичных разрядов в КЛ** и **метод измерения и анализа возвратного напряжения в изоляции кабелей**.

11.2 Метод измерения и локации частичных разрядов в КЛ

В силовых КЛ напряжением до 35 кВ включительно основными причинами снижения электрической прочности изоляции в процессе длительной эксплуатации (т. е. старения изоляции) являются воздействия частичных разрядов (ЧР) и повышенных температур.

Одной из наиболее современных и эффективных диагностических систем для оценки состояния изоляции всех типов кабелей напряжением до 35 кВ методом контроля характеристик ЧР является система OWTS (Oscillating Wave Test System) разработки фирмы Seba KMT. Система OWTS, в которой реализован метод измерения ЧР осциллирующим затухающим напряжением, позволяет:

- определять величину и место расположения ЧР;
- количество ЧР в локальных местах КЛ;
- напряжение возникновения и гашения ЧР;

а кроме того, величину тангенса угла диэлектрических потерь в изоляции, емкости и ряда других величин.

По совокупности этих параметров может быть сделано обоснованное заключение о техническом состоянии и о проблемных местах диагностируемой КЛ.

Системы OWTS последних разработок (OWTS М 28 и OWTS М 60) состоят из высоковольтного блока, блока обработки сигнала и ноутбука с адаптером для беспроводной связи с высоковольтным блоком.

Высоковольтный блок также состоит из источника постоянного напряжения и резонансной катушки с интегрированным высоковольтным переключателем для создания переменного испытательного напряжения.

Туда же встроен высоковольтный делитель и контроллер для цифровой обработки данных и сигналов ЧР.

Управление системой, сохранение, анализ и оценка результатов измерения характеристик ЧР производится с помощью ноутбука с использованием специального программного обеспечения.

Технические характеристики систем OWTS разных модификаций представлены в *табл. 11.1*.

Таблица 11.1

Технические характеристики систем OWTS разных модификаций

Вариант системы	OWTS 25	OWTS М 28	OWTS М 60
Максимальное выходное напряжение	36 пост.тока / 25 кВ _{эфф}	28 пост.тока / 20 кВ _{эфф}	60 пост.тока / 42 кВ _{эфф}
Диапазон частот осцилляции	50 Гц ÷ 1,0 кГц	50 Гц ÷ 800 Гц	
Допустимая емкость кабеля	0,01 ÷ 2 мкФ	0,025 ÷ 2 мкФ	
Постоянный ток заряда	12 мА	10 мА	7 мА
Диапазон измерения ЧР	1 пКл ÷ 100 нКл		
Полоса частот при локации ЧР	150 кГц ÷ 10 МГц	150 кГц ÷ 45 МГц	
Коэффициент потерь	0,001 ÷ 0,1		
Напряжение питания	230 В/50 Гц; 115 В/60 Гц		
Рабочая температура	+5 ÷ +40°С	-10 ÷ +40°С	
Масса	65 кг + 32 кг	55 кг + 2 кг	80 кг + 32 кг

Диагностика с помощью системы OWTS выполняется на **отсо-единенной с двух сторон КЛ**.

Перед началом производится калибровка системы с целью уточнения длины КЛ и определения ожидаемой амплитуды ЧР.

После калибровки каждая фаза КЛ последовательно заряжается в течение нескольких секунд постоянным напряжением до выбранной величины, не превышающей амплитуду номинального линейного напряжения КЛ.

После зарядки фаза КЛ подключается через резонансную катушку к заземленному экрану кабеля.

В процессе разрядки кабеля возникают затухающие синусоидальные колебания, частота которых зависит от емкости диагностируемого объекта. Бегущая волна инициирует ЧР в изоляции КЛ, которые фиксируются и сохраняются в памяти компьютера системы OWTS для последующей обработки с целью определения амплитуды и местоположения ЧР по длине КЛ. Так как амплитуда испытательного напряжения является затухающей, то можно точно определить напряжение, при котором возникают и погасают ЧР. Колебательное напряжение прикладывается к объекту в течение нескольких сот миллисекунд и поэтому не нагружает кабель и не повреждает его. Локализация ЧР в КЛ осуществляется с использованием метода рефлектометрии по результатам регистрации двух импульсов от одного и того же ЧР – первичного импульса и импульса, отраженного от конца КЛ.

Обработанные и учтенные импульсы ЧР представляются на карте распределения ЧР различной величины по длине КЛ (на карте дефектных мест) (рис. 11.1), как для всех трех фаз КЛ, так и для каждой фазы КЛ в отдельности.

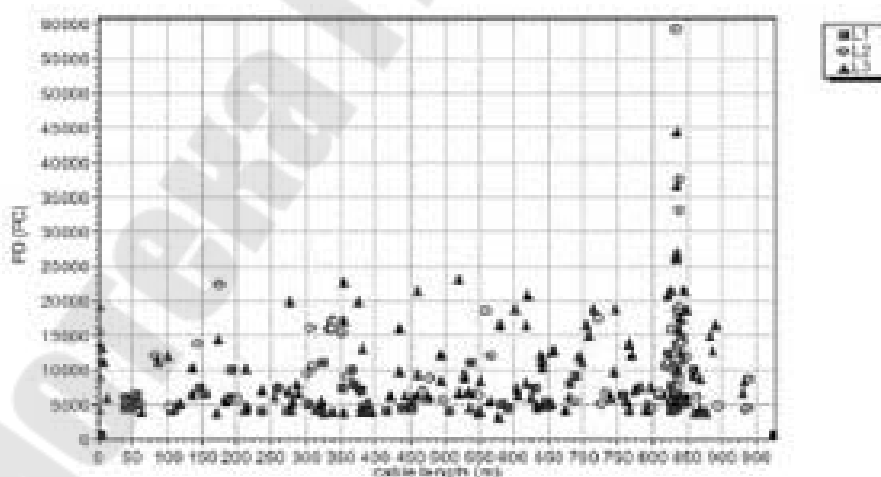


Рис. 11.1. Вид карты распределения ЧР различной величины (PD) по длине КЛ для трех фаз КЛ

Карта дефектных мест может быть преобразована в гистограмму распределения количества ЧР по длине КЛ (рис. 11.2) как для всех трех фаз КЛ, так и для каждой фазы КЛ в отдельности.

В ряде стран Европы (Германия, Италия, Швейцария, Англия и др.) в фирмах, успешно эксплуатирующих систему OWTS в течение достаточно длительного времени, уже разработаны критерии оценки результатов диагностики по характеристикам ЧР. Так, например, в Германии при диагностировании КЛ с использованием системы OWTS предельным значением принят уровень ЧР равный 1000 пКл, а в Италии – 1200 пКл. При превышении указанных значений КЛ подлежит ремонту.

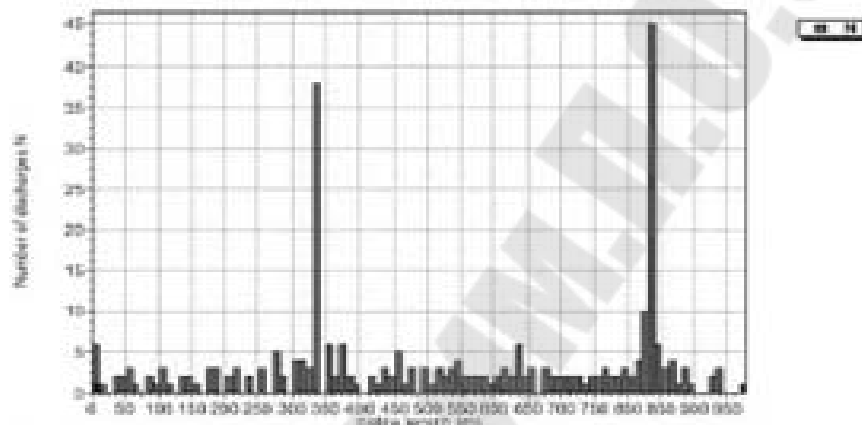


Рис. 11.2. Вид гистограммы распределения количества ЧР (N) по длине КЛ для трех фаз КЛ

На основе большого количества практических результатов диагностики КЛ с использованием системы OWTS были разработаны нормативные показатели для оценки технического состояния эксплуатирующихся силовых КЛ напряжением 6-35 кВ с разными типами изоляции (с бумажной пропитанной изоляцией, с изоляцией из сшитого полиэтилена, с поливинилхлоридной изоляцией). Оценка технического состояния КЛ производится по наилучшему из трех диагностируемых параметров:

- максимальная величина ЧР в локальном месте;
- напряжение возникновения ЧР (амплитудное значение);
- среднее количество ЧР локальном месте за один цикл измерений.

Для КЛ 6 кВ с бумажной пропитанной изоляцией при максимальной величине ЧР в локальном месте: до 1200 пКл – КЛ подлежит повторному диагностированию через 5 лет; от 1200 до 7500 пКл – КЛ подлежит повторному диагностированию в течение года; от 7500 до 15 000 пКл – КЛ подлежит ремонту в течение года с последующей диагностикой; свыше 15000 пКл – КЛ эксплуатации не подлежит.

Разработаны и нормативы по величине напряжения возникновения ЧР и по среднему количеству ЧР в локальном месте.

11.3 Метод измерения и анализа возвратного напряжения в изоляции кабелей

Метод измерения и анализа возвратного напряжения в изоляции кабелей основан на измерении и анализе зависимостей от времени тока зарядки в процессе зарядки емкости диагностируемого кабеля постоянным напряжением небольшой величины (1 и 2 кВ), не оказывающей влияния на изоляцию кабеля, и восстанавливающегося (возвратного) напряжения в изоляции кабеля после его кратковременной разрядки. Эти зависимости характеризуют состояние, степень старения и содержание влаги в изоляции силовых КЛ.

Оценка степени старения изоляции производится по максимальной величине возвратного напряжения, по скорости нарастания возвратного напряжения и по коэффициентам нелинейности (соотношение измеренных величин при разных значениях зарядного напряжения). Оценка степени увлажнения изоляции кабелей производится по величине тока зарядки (установившееся значение), характеризующей интенсивность процессов проводимости в изоляции.

Одним из лидеров в разработке этого метода и установок для проведения диагностики методом анализа возвратного напряжения в условиях эксплуатации является фирма Seba КМТ.

Фирмой была создана диагностическая система CD 31, предназначенная для диагностики силовых КЛ напряжением до 35 кВ как с полиэтиленовой, так и с бумажной пропитанной изоляцией.

Диагностическая система CD 31

Состоит из высоковольтного блока (включающего генератор высокого постоянного напряжения, высоковольтный выключатель и разрядное устройство), блока управления и высоковольтных соединительных кабелей.

Система CD 31 подключается к портативному компьютеру через интерфейс для управления процессом диагностики, записи, обработки и архивирования результатов измерения.

Технические характеристики диагностической системы CD 31 представлены в *табл. 11.2*.

Таблица 11.2

Технические характеристики диагностической системы CD 31

Испытательное постоянное напряжение	0 ÷ 35 кВ
Выходной ток	1,5 мА
Максимальная допустимая емкость кабеля	10 мкФ
Напряжение питания	230 В/50 Гц; 115 В/60 Гц
Потребляемая мощность	около 200 В·А
Рабочая температура	0 ÷ +55°C
Масса	30 кг

Достоинства СИСТЕМЫ CD 31:

- возможность проведения диагностики одновременно на трех фазах КЛ (трехканальная измерительная аппаратура);
- незначительное влияние посторонних помех (по сравнению с другими диэлектрическими методами) на результаты измерений;
- упрощенная процедура подключения кабеля к диагностической системе.

Недостатком метода диагностики с использованием системы CD 31: он позволяет оценивать только общее состояние изоляции всей КЛ, а не отдельных ее участков.

Результатом диагностирования КЛ с использованием системы CD 31 является протокол измерений и анализа возвратного напряжения для каждой фазы диагностируемой КЛ, который автоматически составляется системой CD 31, записывается в память портативного компьютера и может быть распечатан на принтере.

Результаты диагностики с использованием системы CD 31 (рис. 11.3–11.4) показали: для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией наиболее информативной характеристикой, чувствительной к старению изоляции (гораздо более чувствительной, чем максимальная величина возвратного напряжения или другие характеристики изоляции), является скорость нарастания возвратного напряжения.

Изоляция новых (не состаренных) кабелей имеет малую интенсивность процессов поляризации и, соответственно, малую величину скорости нарастания возвратного напряжения. Для новых кабелей скорости нарастания возвратного напряжения при зарядных напряжениях 1 и 2 кВ (GR1 и GR2) не превышают 5 и 10 В/сек, соответственно (см. рис. 11.3).

Для кабелей с длительным сроком эксплуатации (более 30–40 лет) величина скорости нарастания возвратного напряжения в сильно

состаренной изоляции может вырасти в 10-15 раз и более по сравнению с величиной скорости нарастания возвратного напряжения, характерной для не состаренной бумажной пропитанной изоляции (см. рис. 11.4).

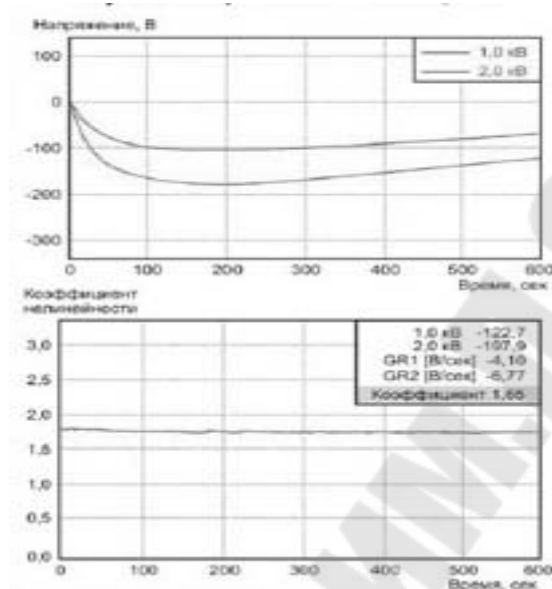


Рис. 11.3. Кривая возвратного напряжения (а) и коэффициента нелинейности (б) для нового кабеля 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией

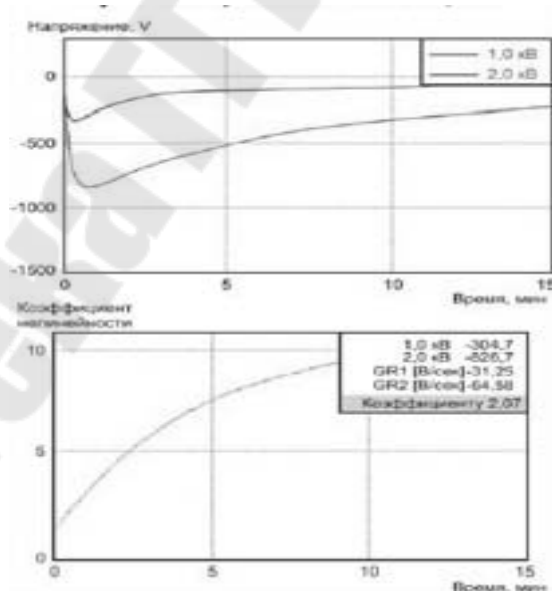


Рис. 11.4. Кривая возвратного напряжения (а) и коэффициента нелинейности (б) для состаренного кабеля 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией

По увеличению коэффициентов нелинейности (Quotient на рис. 3 и 4) также можно судить о состоянии изоляции диагностируемых кабелей. При этом для сильно состаренной бумажной пропитанной

изоляции характерно значительное изменение коэффициента нелинейности в зависимости от времени измерения возвратного напряжения (см. *рис. 11.4*).

В последние годы фирмой Seba KMT была создана универсальная комбинированная система CDS для интегральной диагностики кабелей. Диагностика кабелей с бумажной пропитанной изоляцией производится методом измерения и анализа возвратного напряжения, а диагностика кабелей с полиэтиленовой изоляцией производится методом анализа изотермического тока релаксации.

Комбинированная система благодаря небольшому зарядному напряжению не оказывает влияние на изоляцию кабеля и муфт.

Основные технические характеристики установки CDS: максимальное напряжение – 5 кВ постоянного тока; диапазон измерения тока: – 130 ÷ +130 нА, потребляемая мощность – 50 Вт, вес – 26 кг.

Внедрение неразрушающих методов диагностики силовых КЛ с использованием современного оборудования будет способствовать повышению надежности электроснабжения потребителей, а также позволит эффективнее планировать ремонт и замену силовых КЛ по их фактическому техническому состоянию.

При переходе на систему технического обслуживания, контроля технического состояния и ремонта силовых КЛ по их техническому состоянию может быть получен существенный экономический эффект за счет:

- снижения количества аварий на КЛ и соответственно затрат на их устранение;
- исключения затрат на проведение необоснованных ремонтов КЛ;
- повышения качества монтажных работ за счет проведения диагностики на КЛ после их ремонта или при вводе КЛ в эксплуатацию;
- выявления и устранения дефектов в КЛ на ранней стадии из развития;
- продления срока эксплуатации КЛ с невыработанным ресурсом изоляции;
- рационального планирования действительно необходимых ремонтов КЛ в обоснованные сроки.

11.4 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 электроннолучевой 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 160-103 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 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. 11.5).

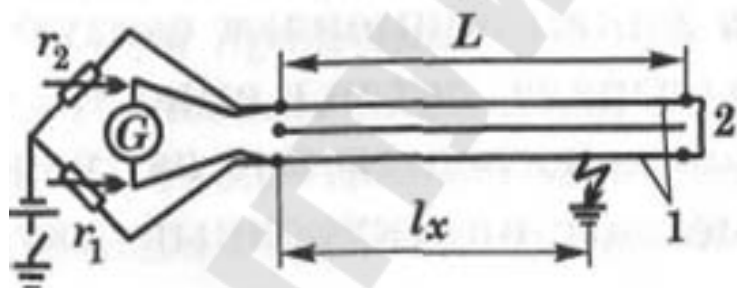


Рис. 11.5. Схема определения места повреждения кабеля методом петли:

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

В результате образуется четырехплечевой мост: регулируемые сопротивления r_1, r_2 и сопротивления жил кабеля (поврежденной и неповрежденной). После уравнивания 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.

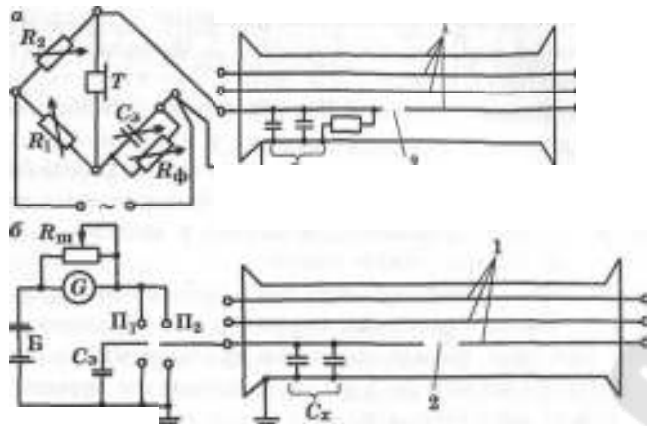


Рис. 11.6. Схемы определения зоны повреждения методом емкости:
 1 – жилы испытываемого кабеля; 2 – место обрыва жилы; Π_1 , Π_2 – переключатели;
 C_x – емкость в оборванной фазе; C_a , R_ϕ – регулируемые емкость и сопротивление;
 R_1 , R_2 – регулируемые сопротивления по мостовой схеме; T – телефон;
 G – гальванометр; B – источник питания; R_m – резистор

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. 11.6, а) или баллистического гальванометра на постоянном токе (рис. 11.6, б).

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).

11.5 Испытание кабельных линий

Для предупреждения внезапного выхода из строя кабеля, муфт 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.

Плановые испытания: проводят обычно постоянным током (при переменном токе значительно увеличивается мощность испытательной установки). При этом выпрямленное напряжение изменяют ступенями от нуля до значения, установленного нормами: 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.

Внеочередные испытания: 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 ремонтом 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 $(5\sim 6) U_{ном}$. 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 $2 U_{ном}$ *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.

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.

ВОПРОСЫ для самоконтроля

1. Методы диагностирования кабелей до 35 кВ за рубежом.
2. Краткая характеристика диагностической системы OWTS.
3. Краткая характеристика диагностической системы СД-31.
4. Краткая характеристика приборов ИКЛ-5, Р5-1А, Р5-5.

Тема 12. Монтаж внутренних электрических сетей. электропроводки в трубах

Вопросы лекции:

- Область применения и выбор труб
- Общие правила монтажа труб для электропроводок
- Технология монтажа стальных труб и электропроводок в трубах

12.1 Область применения и выбор труб

Открытые и скрытые электропроводки в трубах требуют затраты дефицитных материалов и трудоемки в монтаже. 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) [2].

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.

В табл. 12.1 представлены условия применения труб.

Таблица 12.1

Условия применения труб

Трубы	Область применения и способ соединения	Применение запрещается
Обыкновенные водогазопроводные	В помещениях со взрывоопасной средой; соединение труб на резьбе с уплотнением мест соединения труб и мест вводов в коробки	
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	Во всех помещениях электроустановок (кроме обоснованных случаев)
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
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 стенам, перекрытиям и конструкциям; при скрытой прокладке по гораемым 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 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 скрытой прокладки по несгораемым основаниям, в подливках полов и фундаментах под оборудование. Винипластовые, полиэтиленовые полипропиленовые трубы не применяют во взрывоопасных зонах, а также в случаях, в которых, согласно *табл.12.1*, регламентировано применение стальных труб.

Разрешается применение открытых и скрытых электропроводок в винипластовых трубах и скрытых электропроводок в полиэтилено-

вых 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 (табл. 12.2) 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.

Таблица 12.2

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

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 (табл. 12.3).

Таблица 12.3

Определение внутреннего диаметра трубы

Количество проводов в трубах	Выбор внутреннего диаметра трубы в зависимости от группы сложности прокладки проводов		
	I	II	III
1	$D \geq 1,65d$	$D > 1,4d$	$D > 1,25d$
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	$0,32D^2 >> n_1 d_1 + n_2 d_2 + n_3 d_3 \dots$	$0,4D^2 >> n_1 d_1 + n_2 d_2 + n_3 d_3 \dots$	$0,45D^2 >> n_1 d_1 + n_2 d_2 + n_3 d_3 \dots$

12.2 Общие правила монтажа труб для электропроводок

При монтаже труб из пластика 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.

Примеры условных обозначений для составления замерочных эскизов трубных трасс представлены на *рис. 12.1*.

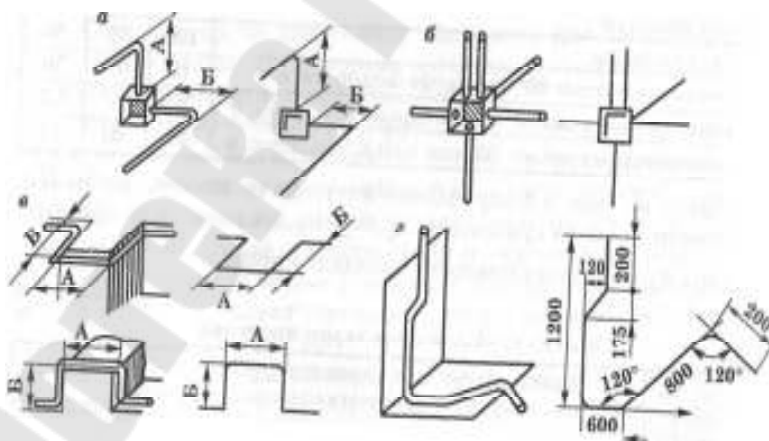


Рис. 12.1. Примеры условных обозначений для составления замерочных эскизов трубных трасс: *а* – выход труб от коробки с изгибом вперед; *б* – выход труб из всех стенок коробки; *в* – обход выступов в горизонтальной и вертикальной плоскостях; *г* – участок трубопровода с «уткой» и изгибами под разными углами; *А* и *Б* – замеряемые участки трассы

Основные условные графические обозначения представлены на рис. 12.2-12.6.

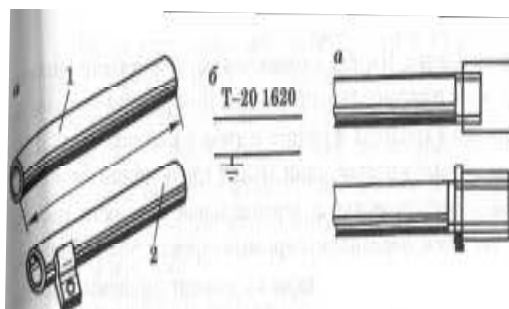


Рис. 12.2. Стальные трубы резьбы: *a* – отрезки трубы; 1 – труба диаметром 20 длиной 1620 мм; 2 – труба флажком для болта зануления; *б* – условное обозначение трубы, оканчивающиеся резьбой: *a* – короткий (полусгон – 0,5 длины муфты) и длинный (сгон для муфты и контргайки)

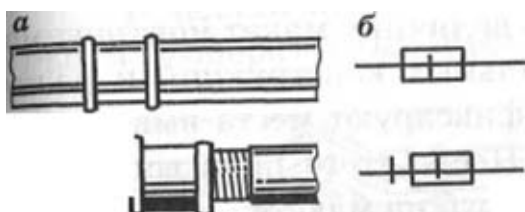


Рис. 12.3. Трубы, соединенные муфтой: *a* – на сгоне и полусгоне; *б* – условное обозначение

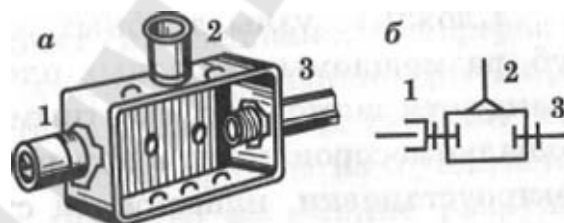


Рис. 12.4. Ответвительная коробка с присоединением труб к корпусу: *a* – внешний вид; *б* – условное обозначение; 1 – патрубок с заземляющими цапающими гайками; 2 – муфта, приваренная к коробке; 3 – ввод трубы с полусгоном

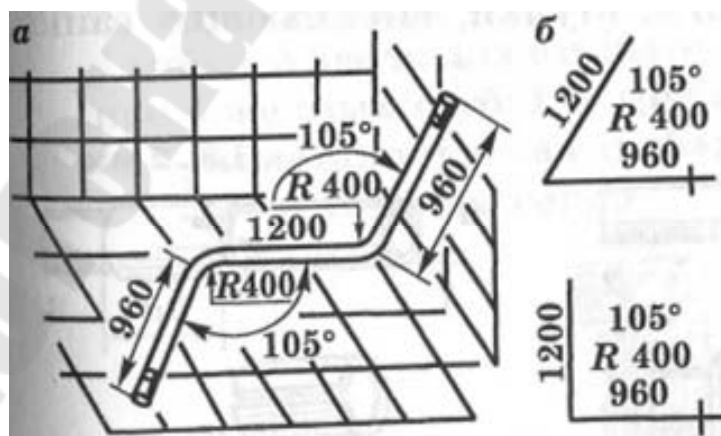


Рис. 12.5. Труба, изогнутая под углом 105° с радиусом 400 мм: *a* – в горизонтальной плоскости (условное обозначение – острый угол) и вертикальной плоскости (условное обозначение – прямой угол); *б* – условное обозначение

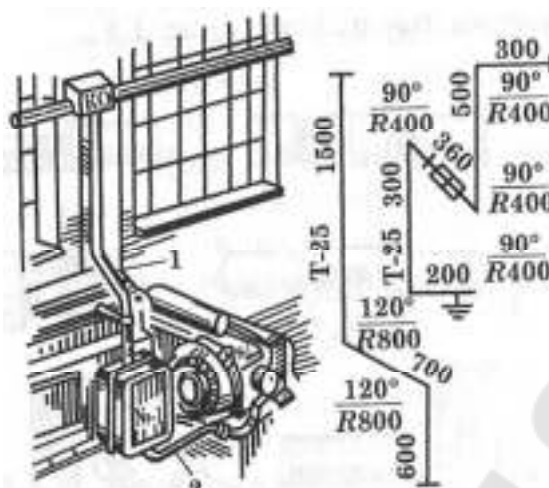


Рис. 12.6. Пример выполнения замерочного эскиза для трубной заготовки на ответвлении к электродвигателю: 1 – участок от коробки ответвления до магнитного пускателя; 2 – участок от пускателя до электродвигателя

Участки труб, прокладываемых в натуре в горизонтальной плоскости, на эскизе показывают **горизонтальными линиями 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 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 заготавливать 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 используют заводские изделия – ответвительные и протяжные коробки, вводные патрубки, сальник, фитинги, втулки, цапающие гайки, крепежные изделия (рис.12.7).

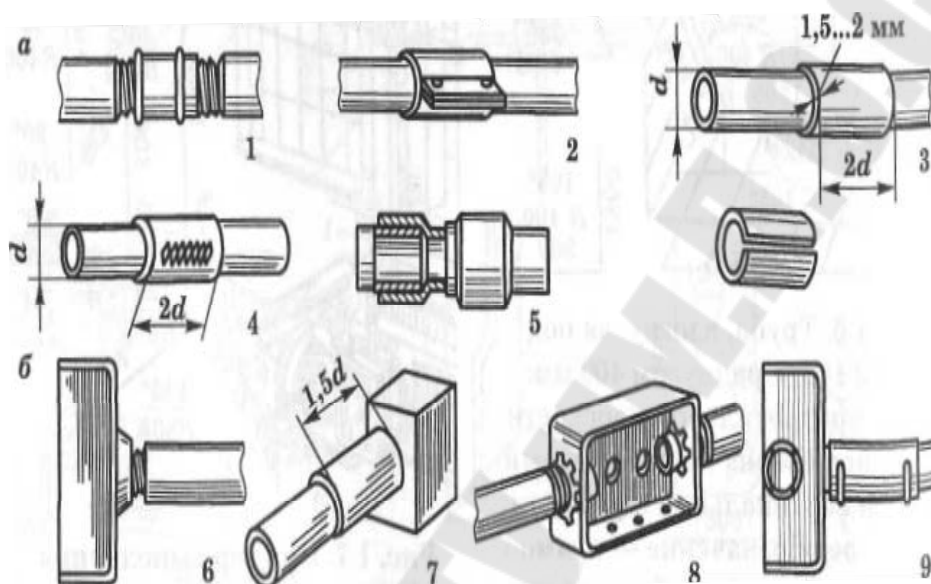


Рис. 12.7. Соединения (а) и вводы стальных труб в коробки (б):

- 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 изготавливают по чертежам в МЭЗ и в готовом виде доставляют на место монтажа.

На горизонтальных участках трубы укладывают с уклоном 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 во избежание разрушения на трубы надевают гильзы, футляры, а при открытой прокладке устанавливают компенсаторы

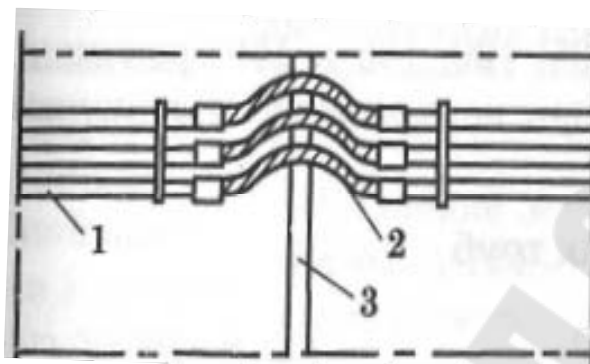


Рис. 12.8. Компенсатор из металлического рукава или гибкого ввода для открытопроложенных труб: 1 – труба; 2 – неметаллическая труба; 3 – стальной короб

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.

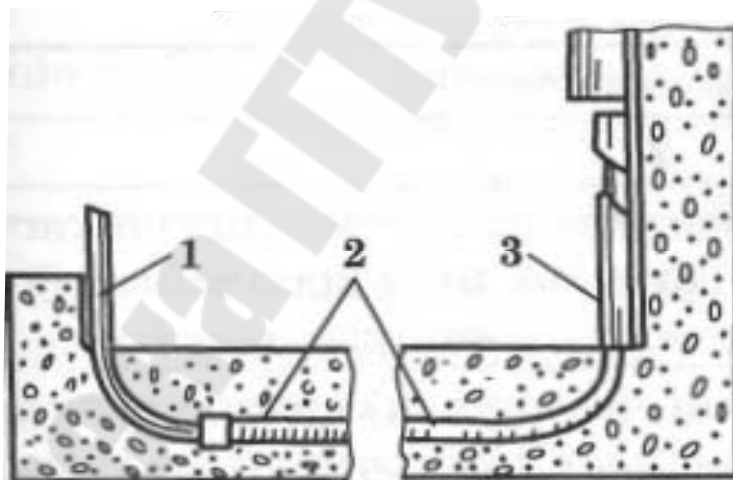


Рис. 12.9. Вывод неметаллических труб из пола: а – окончание стальной трубой; б – защита коробом; 1 – стальная труба; 2 – неметаллическая труба; 3 – стальной короб

Длина участков труб между протяжными коробками (ящиками) не должна превышать: 75 м – на прямых участках; 50 м – при одном; 40 м – при двух и 20 м – при трех изгибах трубы.

Радиус изгиба труб в зависимости от места их прокладки (табл. 12.4): D_n – наружный диаметр; Для нормализованных углов 90, 105,

120, 135 и 150° рекомендуемый радиус изгиба 800 мм (400 мм только при невозможности выполнения радиуса 800 мм).

Таблица 12.4

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	3 Dн
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)	6 Dн
Открыто для труб с диаметром условного прохода до 70 мм включительно (кроме случаев протягивания кабелей с голыми оболочками)	4 Dн

12.3 Технология монтажа стальных труб и электропроводок в трубах

Операции по выполнению трубопровода на трассе и затягивание проводов в трубопроводы представлены в *табл. 12.5.* и *12.6.*

Таблица 12.5

Операции по выполнению трубопровода на трассе

Операция	Содержание работ
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 <u>силовых пунктов, осветительных щитков и т.п.</u>
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
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

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, окончание 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 мм² – 30 м, от 70 до 150 мм² – 20 м, от 185 до 240 мм² – 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.

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.

Зануление (заземление) труб представлено на *рис. 12.10*.

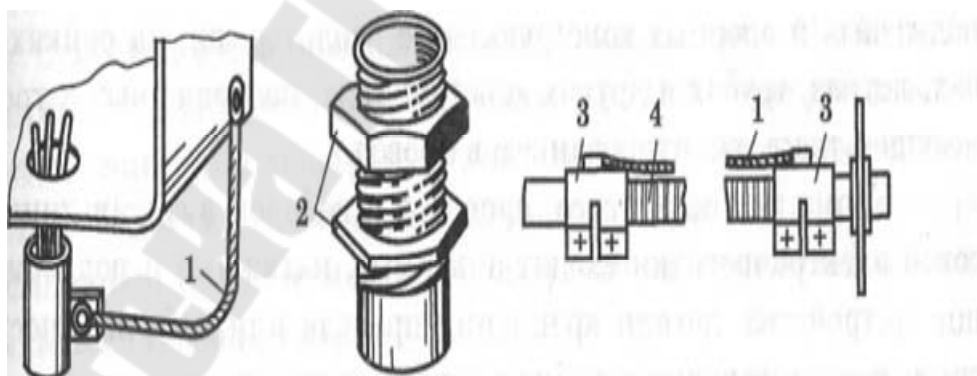


Рис. 12.10. Зануление (заземление) труб:

- 1 – гибкая перемычка; 2 – заземляющие гайки;
3 – муфта типа ТР; 4 – металлорукав

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 про-**

водов 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

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.

ВОПРОСЫ для самоконтроля

1. *Принципы соединения тонкостенных стальных труб.*
2. *Разрешается ли соединение проводов в трубах.*

Тема 13. ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Вопросы лекции:

- Экспертная система технического диагностирования трансформаторов 110-330кВ
- Монтаж электрооборудования трансформаторных подстанций
- Ревизия оборудования КТП
- Технология строительно-монтажных работ
- Технология испытаний трансформаторов после монтажа
- Эксплуатация трансформаторных подстанций
- Сушка трансформаторов

13.1 Экспертная система технического диагностирования трансформаторов 110-330кВ

Задачи экспертной системы диагностирования трансформаторов:

- Создание банка дефектов, признаков и выдача протоколов по результатам диагностирования;
- Определение остаточного ресурса и аварийного состояния трансформаторов по уровню вибрации;

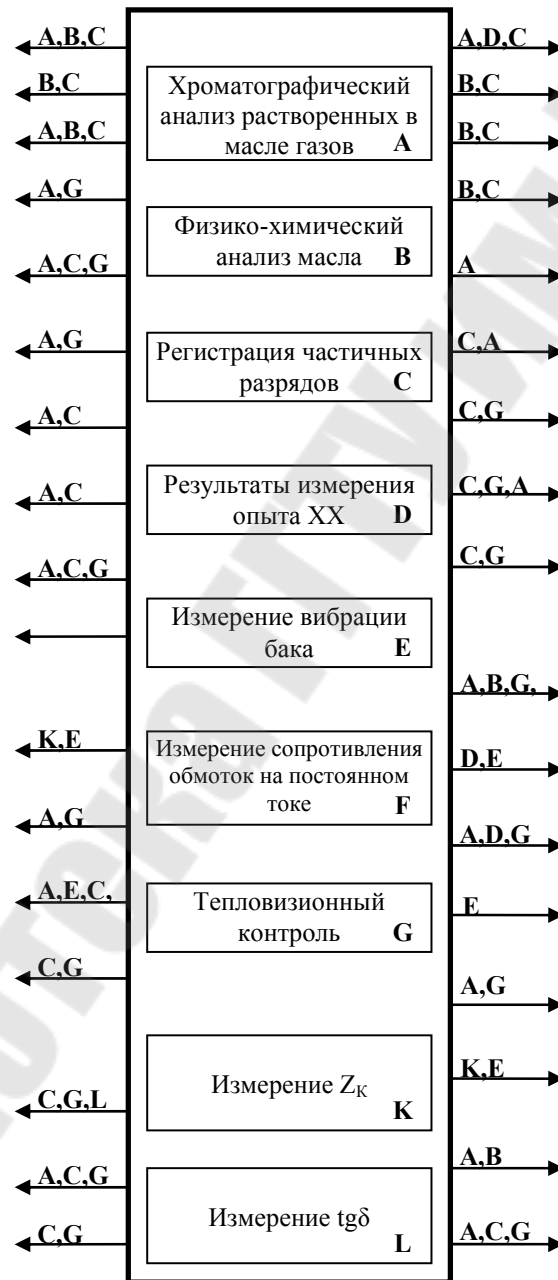


Рис. 13.1. Методы обнаружения дефектов

- Определение остаточного ресурса и аварийного состояния трансформаторов по уровню частичных разрядов;
- Определение остаточного ресурса и аварийного состояния трансформатора по результатам термографического обследования;
- Определение остаточного ресурса и аварийного состояния вводов 110 кВ по комплексу параметров;
- Определение остаточного ресурса и аварийного состояния трансформатора по концентрации газов, растворенных в масле;
- Локализация дефектов в трансформаторе по результатам контроля электротехнических параметров;
- Определение остаточного ресурса и аварийного состояния трансформатора по величине частичных разрядов и уровню вибрации.

Методы обнаружения дефектов и функциональная схема экспериментальной системы технического диагностирования трансформаторов 110-330 кВ представлены на *рис. 13.1-13.2*.

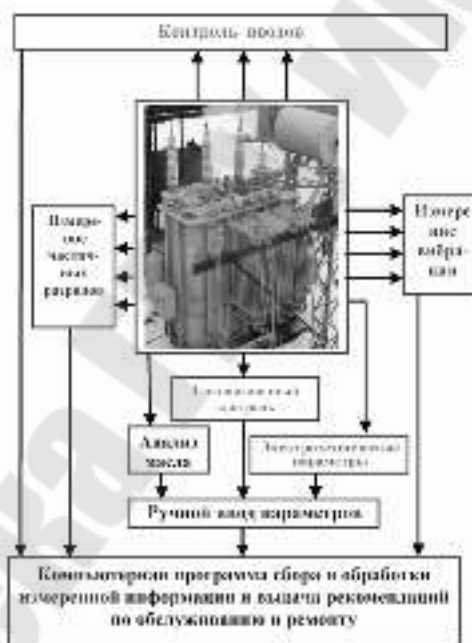


Рис. 13.2. Функциональная схема экспериментальной системы технического диагностирования трансформаторов 110-330 кВ

Структура экспертной системы диагностирования трансформаторов

Модули экспертной системы:

- вибродиагностирование;
- диагностирование по частичным разрядам в масле и в изоляции;

- диагностирование вводов 110 кВ; обработка числовых значений электротехнических параметров, вводимых вручную.

Виды дефектов трансформаторов 110-330 кВ:

- *Дефекты твердой изоляции:* старение, загрязнение, увлажнение, перегрев, термическое разложение, ползущий разряд, частичные разряды, электрическая дуга, витковое замыкание;
- *Дефекты обмоток:* деформация при коротком замыкании, перегрев обмотки, ослабление контактов;
- *Дефекты вводов:* отложение продуктов старения масла, частичные разряды, перегрев;
- *Дефекты магнитной системы:* перегрев, увеличение потерь, короткозамкнутые контуры, ослабление прессовки, замыкание листов электротехнической стали, динамическая стойкость, нарушение герметичности, обгорание контактов;
- *Состояние масла:* старение, загрязнение, увлажнение, перегрев, ухудшение изоляционной характеристики, частичный разряд, электрическая дуга, перегрев с искрением, дефекты вводов.



Рис. 13.3. Трансформаторы 110-330 кВ

Отказы силовых трансформаторов, вызванные внутренними повреждениями в 1994-1998 г.г. представлены в *табл. 13.1.*

Таблица 13.1

Компонент	Вид повреждения	Число отказов в общему числу, %
1. Обмотки	Электрический пробой	34
	Механические деформации	10,7
	Термический износ	1,6
	Всего:	26,4
2. Главная изоляция обмоток и отводов	Диэлектрический пробой, частичные или ползущие разряды	14
3. Остов, электромагнитные шунты	Перегрев, искрение в масле	8,3
4. Отводы	Повышенный нагрев, механические повреждения	4,1
5. РПН	Перегрев контактов	8,3
	Повреждение или частичные разряды (ЧР) в изоляции	5,0
	Механические нарушения	0,83
	Всего:	14
6. Вводы	Пробой внутренней изоляции	28
	Перегрев контактных соединений	5
	Всего:	33
Итого:		100

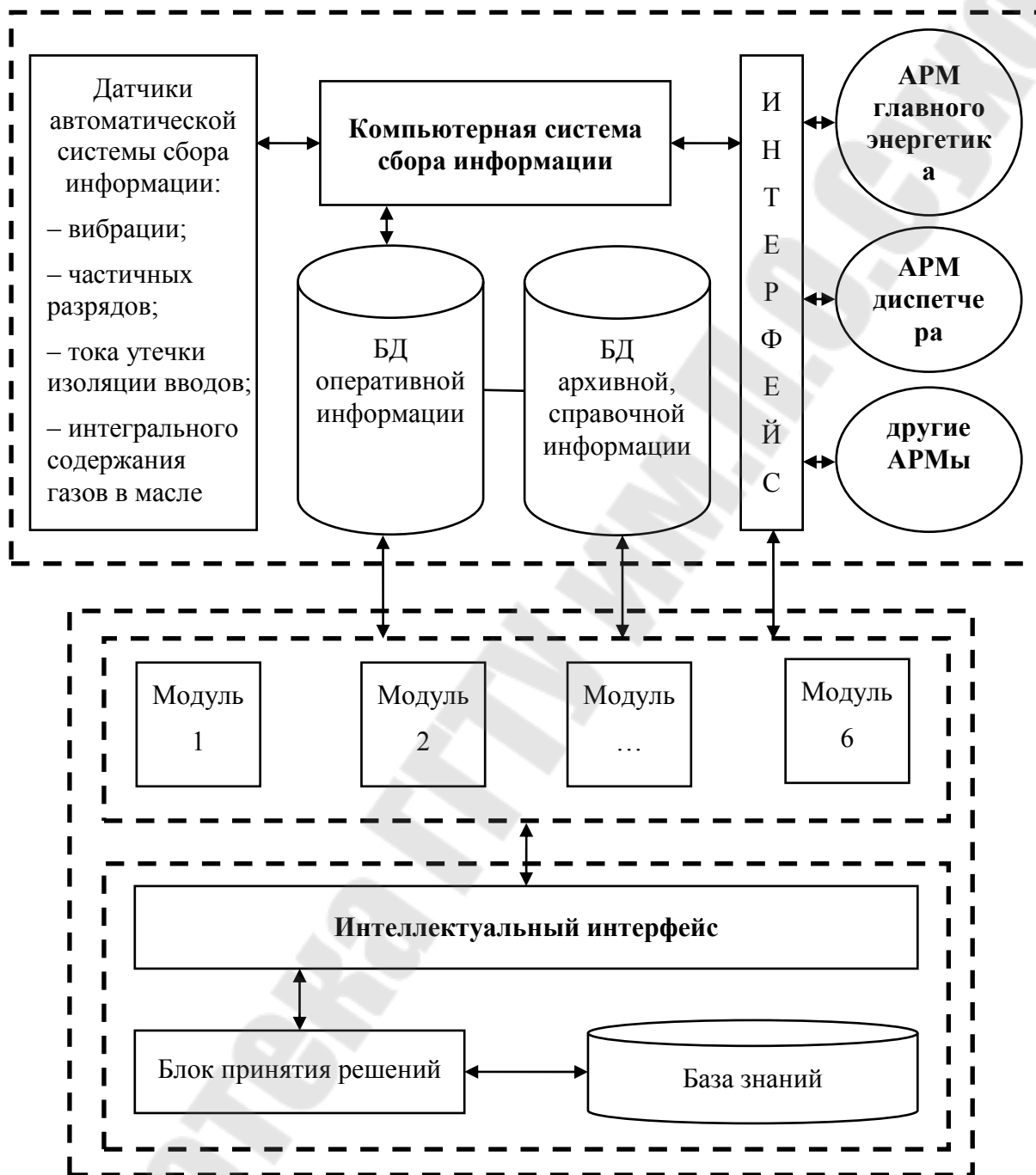


Рис. 13.4. Структурная схема экспертной системы технического диагностирования трансформаторов

ПРОТОКОЛ №

Технического диагностирования вводов 110 кВ с бумажно-масляной изоляцией типа

, трансформатора типа

Нагрузка Температура

Прочие данные

Параметры вводов 110 кВ, измеренные под рабочим напряжением переносными средствами измерения.

Фаза А

№ п/п	Название параметра	Обозначение параметра	Температура измерения	Заключение и рекомендации
1	Испыточная температура по данным термографического оборудования, С	dt	30	внести в ремонт в течение 3 дней
2	Частотные разряды, мкВ	Q	180	провести измерения частотных разрядов при других нагрузках во всех положениях РПН

Фаза В

№ п/п	Название параметра	Обозначение параметра	Температура измерения	Заключение и рекомендации
1	Испыточная температура по данным термографического оборудования, С	dt	30	провести измерения при других нагрузках измерить уровни частотных разрядов внести в ремонт в течение 10 дней
2	Частотные разряды, мкВ	Q	600	повторить измерения 2 раза в течение 3 суток, внести в ремонт в течение 10 дней

Фаза С

№ п/п	Название параметра	Обозначение параметра	Температура измерения	Заключение и рекомендации
1	Испыточная температура по данным термографического оборудования, С	dt	30	провести измерения при других нагрузках измерить уровни частотных разрядов внести в ремонт в течение 10 дней
2	Частотные разряды, мкВ	Q	600	повторить измерения 2 раза в течение 3 суток, внести в ремонт в течение 10 дней

Рис. 13.5. Анализ состояния вводов

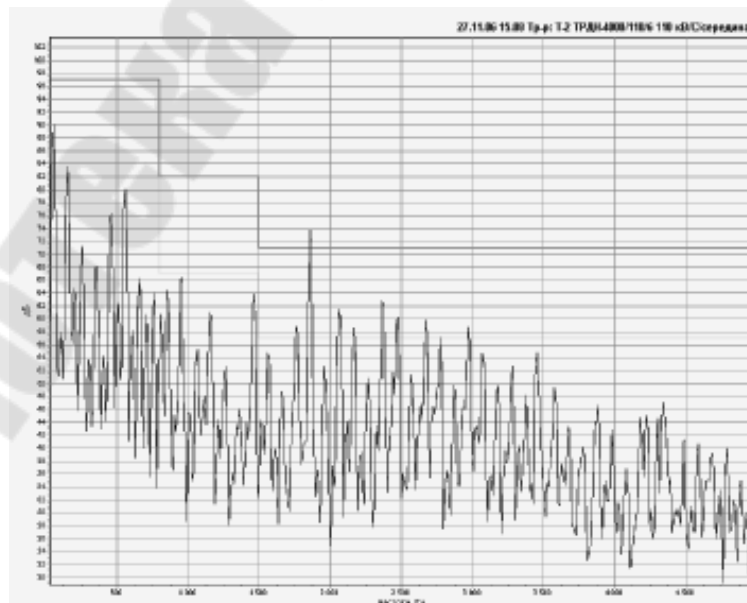


Рис. 13.6. Анализ вибрации бака трансформатора



Рис. 13.7. Термограмма радиаторов охлаждения и вводов 110 кВ



Рис. 13.8. Хроматографический анализ газов в масле бака трансформатора

13.2 Монтаж электрооборудования трансформаторных подстанций

Состав и ревизия электрооборудования трансформаторных подстанций.

Трансформаторной подстанцией (ТП) называется электрическая установка, предназначенная для преобразования напряжения и распределения электрической энергии потребителям [2].

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 подключение к нему отходящих линий представлено на рис. 13.9.

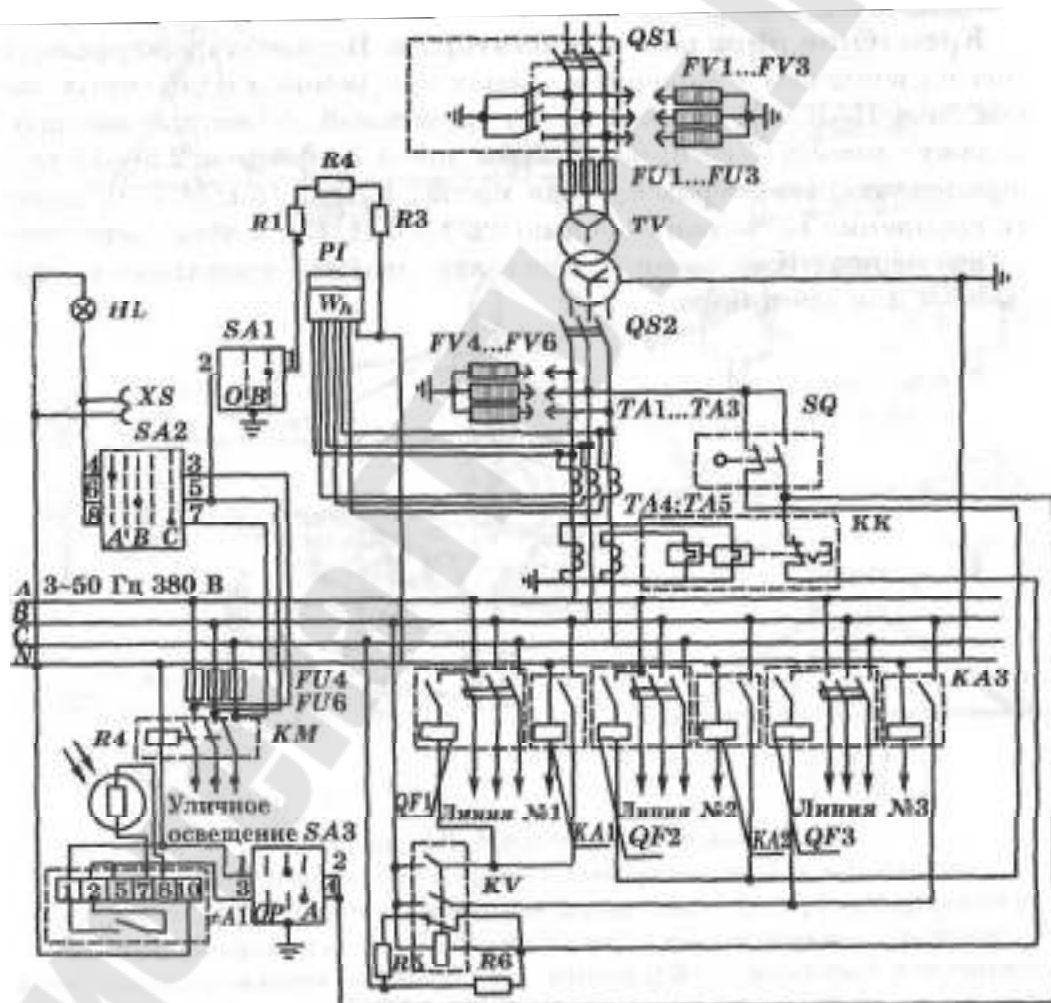


Рис. 13.9. Электрическое соединение оборудования подстанции и подключение к нему отходящих линий

В табл. 13.2 приведены наименование и функциональное назначение оборудования КТП.

Таблица 13.2

Обозначение на схеме	Наименование и тип оборудования	Назначение
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
P_1	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 А, В, С 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	Штепсельная 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

13.3 Ревизия оборудования КТП

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 проводов.

В счетчиках и трансформаторах тока проверяют надежность закрепления, присоединение проводов, функционирование выключателей, кнопок при ручном переключении. Зазор между изолированными токоведущими частями, а также между ними и металлическими нетокведущими 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 ТП оформляют представители заказчика и подрядчика.

13.4 Технология строительного-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 промышленными 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, а также до проводов 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.

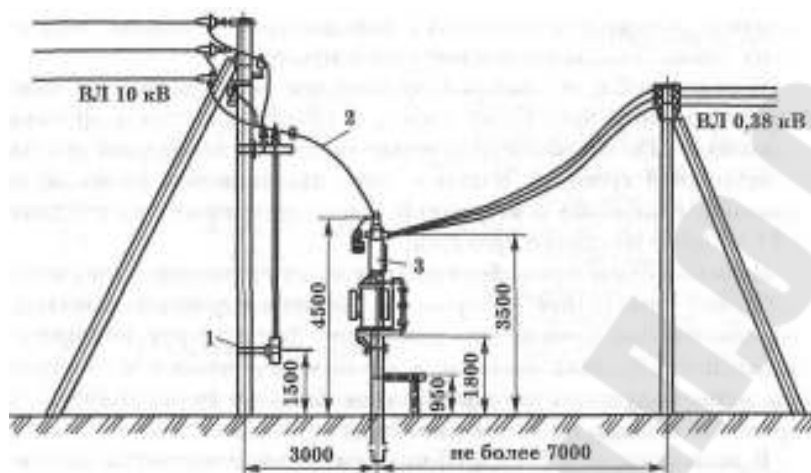


Рис. 13.10. Размещение и присоединение КТП к ВЛ 10 и 0,38 кВ:
1 – привод разъединителя; 2 – привод 10 кВ; 3 – КТП

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.13.10, вид сбоку). 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. 13.11, б). 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 по-

верхности зачищают и смазывают техническим вазелином. На концевой опоре ВЛ 10 кВ монтируют разъединительный пункт, включающий разъединитель и привод (рис. 13.11, б).

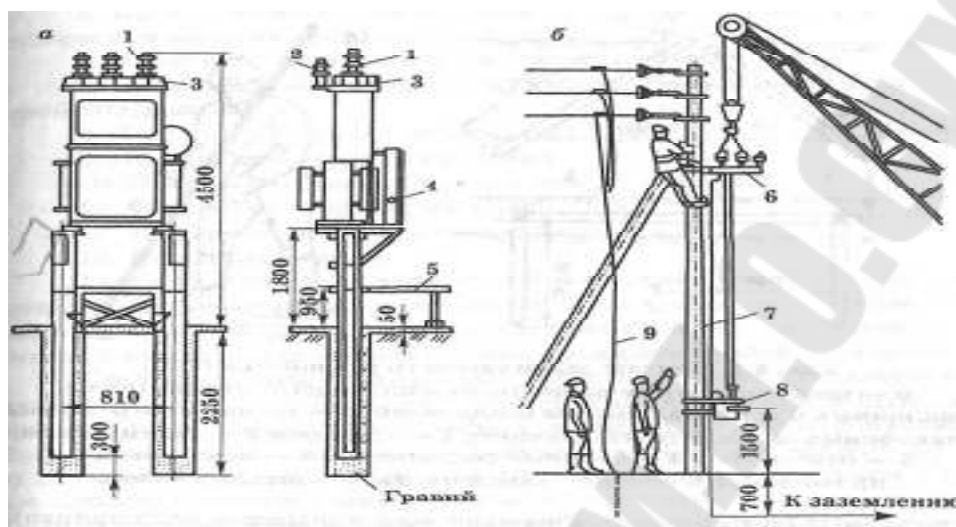


Рис. 13.11. Монтаж КТП и разъединителя:

- 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.13.12).

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, 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.

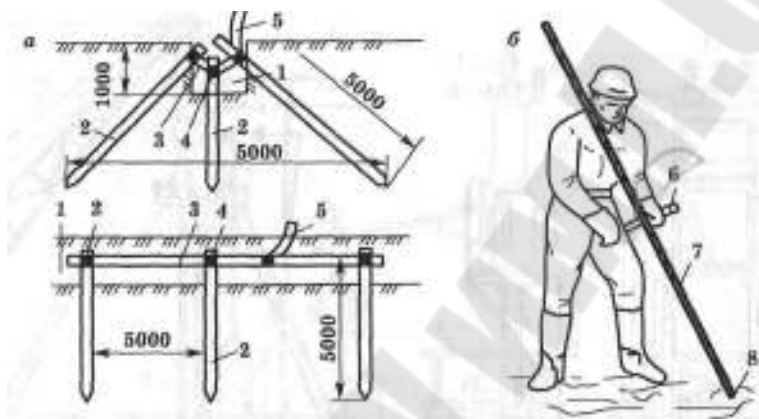


Рис. 13.12. Монтаж заземляющего устройства КТП:

- 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

13.5 Технология испытаний трансформаторов после монтажа

Силовые трансформаторы, вводимые в эксплуатацию, должны подвергаться приемосдаточным испытаниям в соответствии с требованиями ПУЭ. В объем испытаний входят:

1. Измерение характеристик изоляции:
 R_{60} ; R_{60}/R_{15} ; $\text{tg}\delta$; 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°C не ранее чем через 12 ч после заливки маслом.

Для сухих силовых трансформаторов значения R_{60} при температуре 20–30 °C приведены в *табл. 13.3*.

Таблица 13.3

Номинальное напряжение трансформаторов, кВ	До 1	1-6	Более 6
Сопротивление изоляции, МОм	100	300	500

Значения коэффициента абсорбции $K_{аб} = R_{60}/R_{15}$ должно быть не менее 1,3 при температуре измерения от 10 до 30°C.

Испытание повышенным напряжением:

а) изоляции обмоток силовых маслонаполненных трансформаторов и трансформаторов облегченной изоляцией (сухих и маслонаполненных) в соответствии с нормами, приведенными в *табл. 13.4*. 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 13.4

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 кВА 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 баках 0,6 м; для волнистых и радиаторных баков 0,3 м.

Если в течение 3 ч при температуре масла не ниже 10°C 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. 13.5*.

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°C не ранее чем через 12 ч после заливки маслом в соответствии с *табл. 13.5*.

При проведении измерения все вводы обмоток одного напряжения соединяют вместе, остальные обмотки и бак трансформатора заземляют. Сначала измеряют R_{15} и R_{60} , затем остальные характеристики изоляции.

Таблица 13.5

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

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°C, 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 испытываемая обмотка должна быть заземлена на время не менее 2 мин для снятия возможного емкостного заряда.

Для приведения значений заводских измерений R_{60} и 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 .

Пример пересчета.

Трансформатор 16 000 кВА, 35 кВ. Данные заводского протокола (при измерении по схеме ВН-бак, НН) $R_{60} = 300$ МОм при $t_2 = 55^\circ\text{C}$.

Температура изоляции трансформатора при измерении составляет 20°C; $t_2 - t_1 = 35^\circ\text{C}$; $k_2 = 4,15$ (прил. 4). Сопротивление изоляции, приведенное к 20°C, 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.

13.6 Эксплуатация трансформаторных подстанций

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 $\text{tg}\delta$;
- приращения $\Delta C/C$;
- состояния индикаторного силикагеля;
- соотношения C_{20}/C_{50} .

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°C. 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

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.*

Контрольный прогрев

Температура верхних слоев масла при контрольном прогреве не должна превышать 75°C и быть выше паспортной не более чем на 15°C при прогреве индукционным методом и методом циркуляции и не более чем на 5°C при прогреве методом постоянного тока или методом короткого замыкания. Контрольный прогрев заканчивается при температуре верхних слоев масла, превышающей на 5°C 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

$$U_{\text{пр}} = I_{\text{max}} R_{\phi} k;$$

- при двух фазах, соединенных параллельно и включенных последовательно с третьей,

$$U_{\text{пр}} = 2 \cdot I_{\text{max}} R_{\phi} k;$$

- при двух крайних фазах, включенных последовательно,

$$U_{\text{пр}} = 3 \cdot I_{\text{max}} R_{\phi} k;$$

где I_{max} – максимальный фазный ток прогреваемой обмотки, А;

R_{ϕ} – сопротивление фазы обмотки при 15°C, Ом;

$k = 0,8-0,9$ – коэффициент, учитывающий изменения сопротивления R_{ϕ} при нагреве.

В начале прогрева до достижения температуры верхних слоев масла 40°C допускается прогрев током, равным 1,2 номинального.

В процессе прогрева термосигналами контролируется температура верхних слоев масла.

Температуру прогреваемой обмотки определяют по ее омическому сопротивлению R_r (которое измеряют в процессе прогрева) с помощью соотношения

$$t_2 = \left(\frac{R_2}{R_x} \right) \cdot (235 + t_x) - 235,$$

где R_x и t_x – сопротивление и температура обмотки, указанные в паспорте трансформатора.

Время нагрева составляет не менее 10 ч с момента включения.

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.

Мощность для прогрева $P_{пр}$, кВт, трехфазных трансформаторов (при потерях короткого замыкания P_k менее 500 кВт и температуре обмоток 75°C) определяется:

$$P_{пр} = P_k/3,$$

где $P_k = 500$ кВт;

при $P_k > 500$ кВт мощность $P_{пр} = 0,49P_k$.

Схемы, включения обмоток трехфазных трансформаторов при сушке методом короткого замыкания представлены на *рис. 13.13*.

Если мощности обмоток, участвующих в прогреве, равны и не равны и питание подается на обмотку меньшей мощности, то ток прогрева определяют по формуле

$$I_{пр} = I_{ном} \sqrt{(P_{пр}/P_k)},$$

где $I_{ном}$ – номинальный линейный ток питаемой обмотки, А.

Если мощности обмоток не равны и питание подается на обмотку большей мощности, то ток прогрева определяют по формуле

$$I_{пр} = I_{ном} \sqrt{(P_{пр}/P_k) \cdot P_{2ном}/P_{1ном}},$$

где $P_{1ном}$ – номинальная мощность (большая) питаемой обмотки, кВА;

$P_{2ном}$ – номинальная мощность (меньшая) обмотки, замкнутой накоротко, кВА. При этом должно соблюдаться соотношение $I_{пр} < 0,7 I_{ном}$.

Напряжение прогрева трансформатора, когда мощности обмоток равны и не равны, а питание подается на обмотку большей мощности, определяют по формуле

$$U_{пр} = \frac{U_k U_{ном}}{100} \cdot \frac{I_{пр}}{I_{ном}},$$

где U_k – напряжение КЗ пары обмоток, участвующих в прогреве, %;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение питаемой обмотки, кВ.

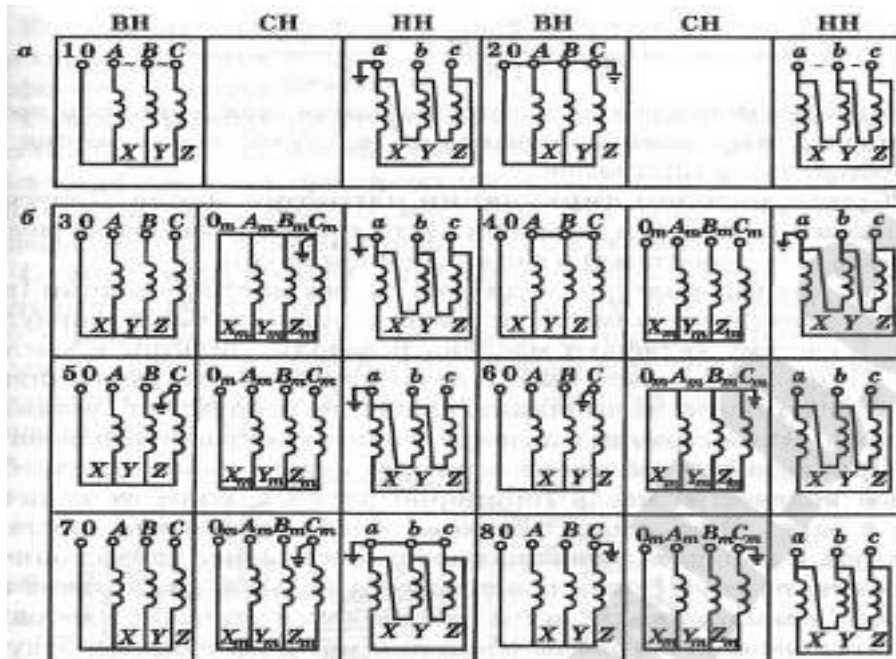


Рис. 13.13. Схемы, включения обмоток трехфазных трансформаторов при сушке методом короткого замыкания: *а* – двухобмоточные трансформаторы (1-2); *б* – трехобмоточные трансформаторы (3-8)

Если мощности обмоток, участвующих в прогреве, не равны и питание подается на обмотку меньшей мощности, то напряжение прогрева определяют по формуле

$$U_{пр} = \frac{U_k \cdot U_{ном} \cdot I_{пр} \cdot P_{2ном}}{100 \cdot I_{ном} \cdot P_{1ном}}$$

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 (рис. 13.14) 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°C.

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.

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°C для трансформаторов мощностью до 80 000 кВА.

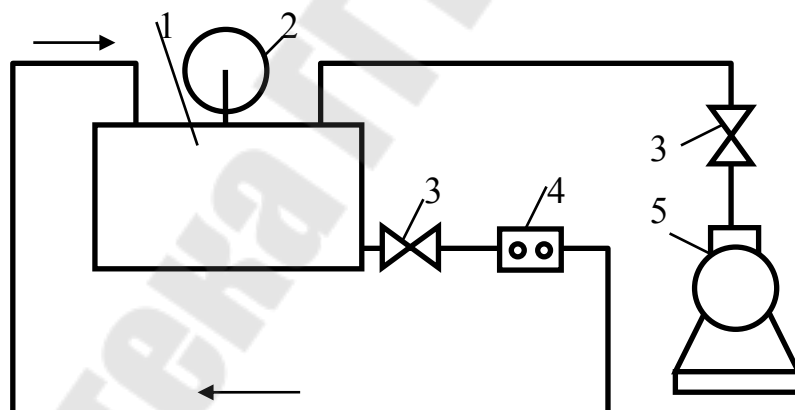


Рис. 13.14. Контрольная подсушка: 1 – бак трансформатора; 2 – вакуумметр (измеритель остаточного давления); 3 – кран; 4 – насос; 5 – вакуум-насос

Если в результате контрольной подсушки трансформатора в масле характеристики изоляции не будут соответствовать нормам, то трансформатор подлежит сушке.

13.7 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.

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°C. Прогрев трансформаторов мощностью до 100 кВА 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.

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 (*рис.13.15*).

Достоинствами вакуумной сушки являются быстрота, высокое качество и стабильная технология, а недостатками – необходимость постоянно поддерживать в исправном состоянии сложное и дорого-

стоящее оборудование и связанные с этим высокие эксплуатационные расходы.

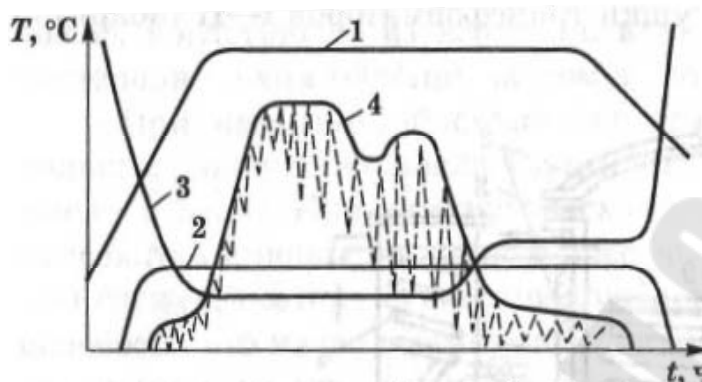


Рис. 13.15. Кривые сушки изоляции обмоток трансформатора:
1 – температура обмоток, °С; 2 – вакуум, кПа; 3 – сопротивление изоляции, МОм;
4 – огибающая кривая выделения конденсата, л или кг

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 гей 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 пе-

ременное 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:

$$U = \frac{200}{\sqrt{S_{ном}}},$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

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 актив-

ную часть с промасленными обмотками, т.е. при ремонте без замены обмоток. Новые обмотки сушат без масла.

Зависимость удельного расхода мощности для прогрева трансформатора от периметра (табл.13.6).

Таблица 13.6

Периметр бака трансформатора, м	до 10	от 11 до 15	от 16 до 20	от 21 до 26
Δp – удельный расход мощности, 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

$$w = A \cdot U / I,$$

где A – коэффициент, определяемый по табл.13.6;

U – напряжение питания обмотки намагничивания, В.

Зависимость значения коэффициентов A от удельного расхода мощности приведена в табл. 13.7.

Таблица 13.7

Удельный расход мощности Δp , кВт/мм ²	A	Удельный расход мощности Δp , кВт/мм ²	A	Удельный расход мощности Δp , 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		2,3	1,46	—	

ВОПРОСЫ для самоконтроля

1. Сформулировать задачи экспертной системы диагностирования трансформаторов.

2. По данным статистических отчетов определить ненадежные элементы трансформаторов.

3. Сущность метода эталонов при диагностировании по хроматографическому анализу газов в масле.

4. Назвать стадии строительно-монтажных работ.

5. Методы сушки активной части и масла.

Тема 14. Монтаж коммутационных и грозозащитных аппаратов разрядников и проходных изоляторов

Вопросы лекции:

- Монтаж разъединителей
- Монтаж выключателей нагрузки
- Монтаж масляных выключателей
- Монтаж опорных и проходных изоляторов
- Монтаж токоограничивающих и грозозащитных аппаратов
- Монтаж разрядников
- Ремонт пускорегулирующей аппаратуры

14.1 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 [2].

Ревизию разъединителей с приводами и устранение обнаруженных дефектов 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.14.2); угол поворота ножей при отключении; синхронность включения ножей трехполюсных разъединителей; плотность прилегания контактов; давление контактных пластин на ножи разъединителя; работу привода и сигнальных контактов.

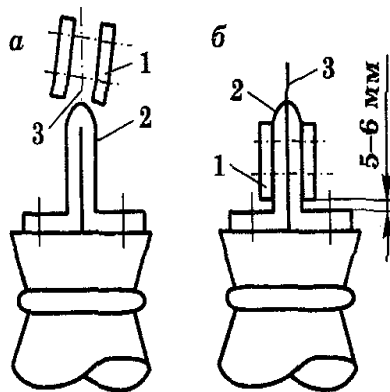


Рис. 14.1. Проверка положения ножей разъединителей по отношению к неподвижным контактам: *а* – неправильное, *б* – правильное:
 1 – нож; 2 – неподвижный контакт; 3 – ось симметрии

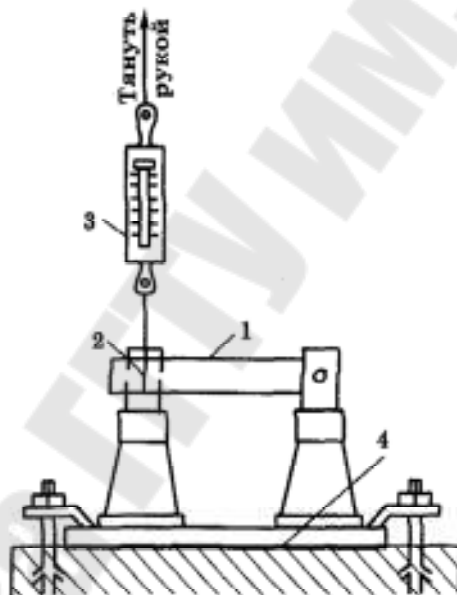


Рис. 14.2. Измерение усилия вытягивания ножей разъединителя:
 1 – нож; 2 – приспособление; 3 – динамометр; 4 – основание

Контролируют также действие ограничительных устройств привода и измеряют усилие вытягивания ножа из неподвижного контакта (рис.14.2).

14.2 Монтаж выключателей нагрузки

Выключатели нагрузки или разъединители мощности предназначены для отключения токов нагрузки в электроустановках не-

большой мощности, рассчитанных в нормальном режиме на напряжение 6–10 кВ.

Выключатель нагрузки ВМП-17 отличается от выключателя ВМП-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.

14.3 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, прове-

ряют 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 изготавливают 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.

14.4 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 изготавливают 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 ошинок закрытых распределительных устройств применяют плоские шины из алюминия и его сплавов. При токе до 200 А используют также плоскую, круглую или трубчатую сталь.

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 14.3*.

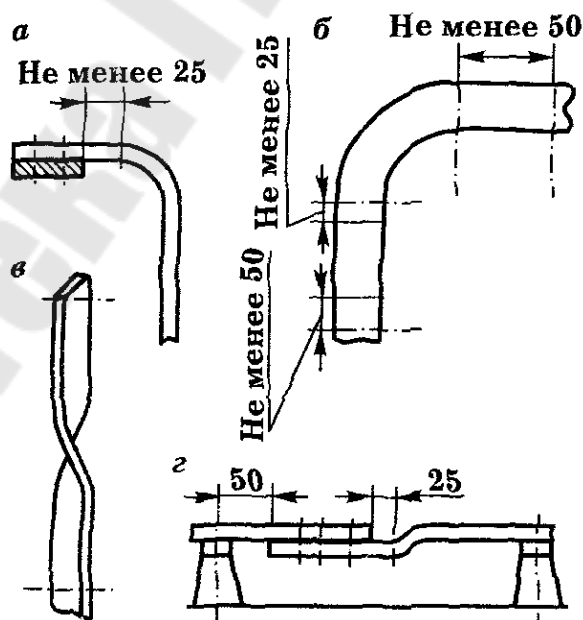


Рис. 14.3. Виды изгибов шин:
а – на плоскость; *б* – на ребро; *в* – штопором; *г* – «уткой»

Способы крепления шин (рис.14.4).

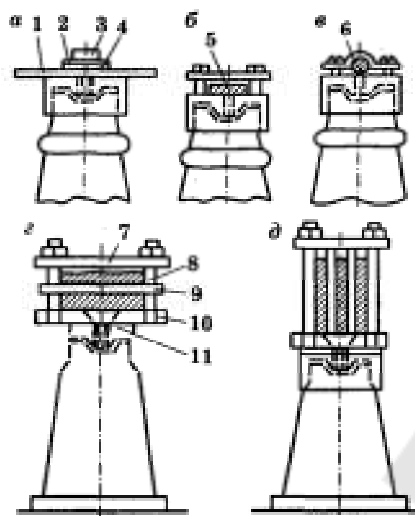


Рис. 14.4. Способы крепления шин: *a* – однополосных – плоским болтом; *б* – однополосных – плоскими болтами и планкой; *в* – круглых (на головке изолятора) – скобой; *г* – многополосных плоских – плашмя в шинодержателях; *д* – многополосных плоских – на ребро в шинодержателях; 1 – шина; 2, 4 – соответственно 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.)

14.5 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 $\pm 0,5$ 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.14.5*). Фазы реактора обозначают следующим образом: В – верхняя, С – средняя, Н – нижняя, Г – горизонтальная, и СГ – средняя горизонтальная. Направление обмоток фаз С или СГ предусматривается обратным направлению обмоток остальных двух фаз комплекта реактора, что уравнивает электродинамическое усилие при КЗ в фазах В и Н.

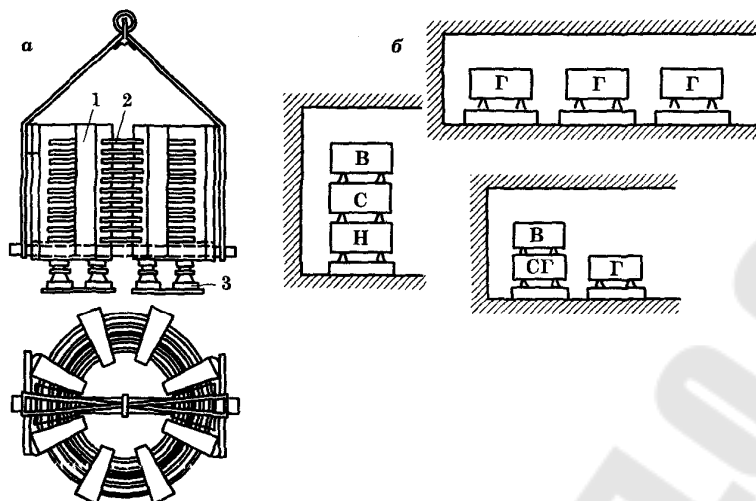


Рис. 14.5. Общий вид бетонного реактора РБА (а) и его фаз (б):
1 – бетонная колонка; 2 – катушка; 3 – изолятор

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.

14.6 Монтаж разрядников

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

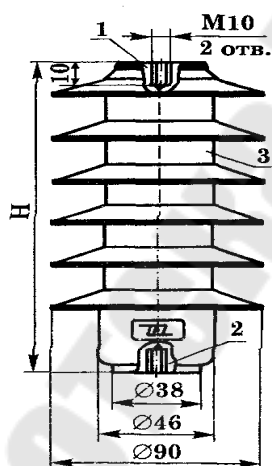


Рис. 14.6. Нелинейный ограничитель перенапряжений ОПН-КР/ТЕЛ-6(10) кВ:
1, 2 – контактные выводы соответственно потенциальный и для заземления;
3 – корпус

крепляют на опорах с помощью хомута болтами.

Ограничители перенапряжений (рис. 14.6) (ОПН) типа ОПН-КР/ТЕЛ-6(10) (КР – тип ограничителя; ТЕЛ – 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

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.

14.7 Ремонт пускорегулирующей аппаратуры

Наладка и испытание контакторов переменного тока

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. 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, ре-

гулировки 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.

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. 14.1*.

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.

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 контак-

тов и создаются условия для их приваривания. При зачистке контактных поверхностей необходимо строго сохранять первоначальную форму (профиль, радиус закругления) контактов, чтобы сохранить необходимое перекачивание контактов, беречь их и не злоупотреблять зачисткой, удаляя только капли и наплывы до выравнивания поверхности, а не до выведения раковин.

Таблица 14.1

Растворы, провалы и нажатия контактов
серий 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)

Серебряные контакты не обрабатываются напильником, а при обгорании протираются замшей. Если серебряная накладка изнашивается 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. 14.7), постепенно перекачиваясь с незначительным скольжением, что поддерживает их поверхность в хорошем состоянии. При отключении процесс должен происходить в обратной последовательности. Правильность установки раз-

рывных контактов проверяется тонкой папиросной или копировальной бумагой, заложенной между контактами перед их замыканием.

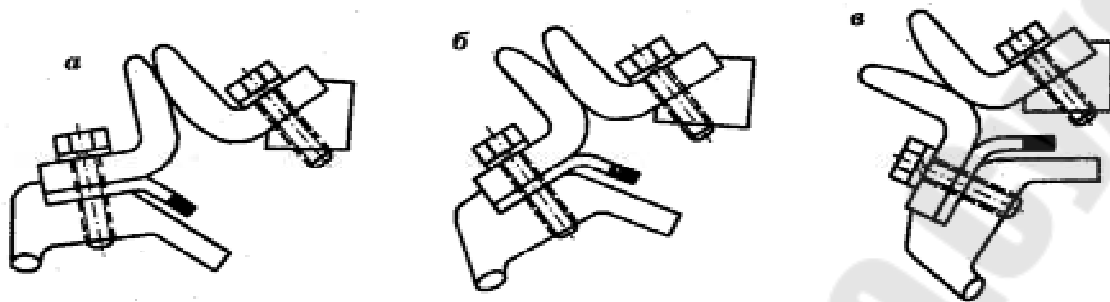


Рис. 14.7. Положения контактов:
а – момент начального прикосновения; б – промежуточное положение;
в – включенное положение

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.

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 так-

же 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 желателен производить в вакуумных камерах с температурой 80-90°C; при отсутствии специальных камер катушки располагаются над горелками в зоне, имеющей температуру 60-70°C.

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.

Схема испытания контактов повышенным напряжением 1000 В (рис.14.7.) 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 РА 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.

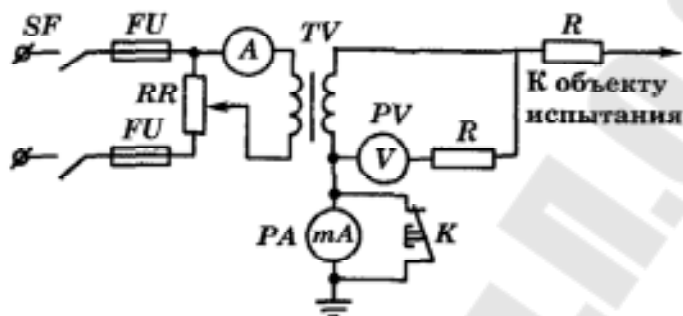


Рис. 14.8. Схема испытания контактов повышенным напряжением 1000 В

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.

Измерение сопротивления катушек постоянному току

Измерение сопротивлений постоянному току катушек контактов 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 сопротивле-

ния катушек одинаковых аппаратов. Отклонения от номинала обычно не должны превышать $\pm 10\%$. Измерение сопротивления постоянному току катушек производят также при отсутствии на катушке маркировки, несоответствии обозначенного ее рабочего напряжения проектному и т.п.

Регулировка контактов контакторов

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. 14.1*.

Раствор А и провал В главных контактов замеряют шаблоном или нутромером в местах, показанных на *рис. 14.9*.

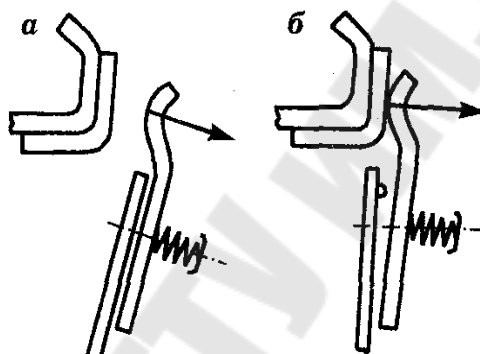


Рис. 14.9. Измерение нажатия главных контактов:
а – начального; *б* – конечного

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. 14.1*.

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 контак-

торах 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. 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. 14.1*. 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 степени регулировки раствора.

Проверка нажатия контактов

Нажатие главных контактов определяется упругостью контактных пружин, которые регулируются по максимальному значению, указанному в *табл. 14.1*. 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. 14.1*, 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. Недостаточ-

ное 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). 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)*.

Места измерения начального и конечного нажатия контактов показаны на *рис.14.9*.

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. . Если натяжение не соответствует данным табл. , 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 табл. Необходимо заменить контактную пружину и весь процесс настройки произвести сначала.

Испытание работы электрической схемы контактора

Схемы испытания контакторов представлены на *рис. 14.10*.

После проведения регулировки настройки контактора подается напряжение на его оперативные цепи при отключенных силовых цепях.

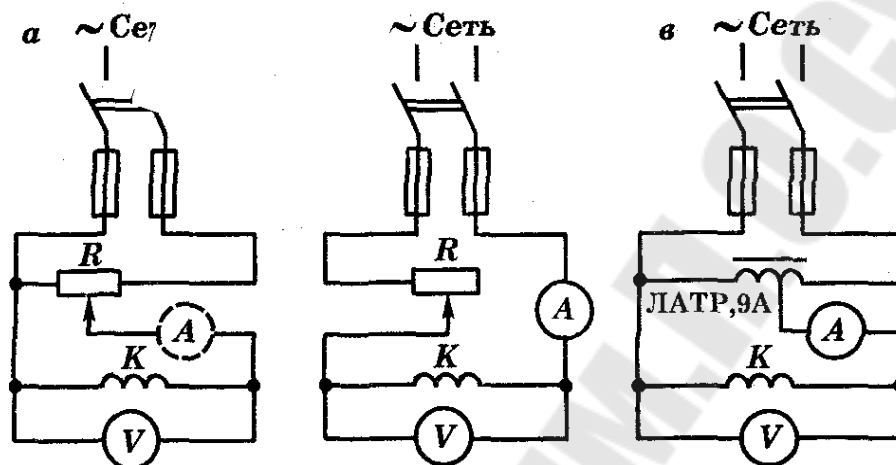


Рис. 14.10. Схемы испытания контакторов:

- а* – с током вытягивания катушек до 2 А;
- б, в* – с током втягивания катушек более 2 А

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.

ВОПРОСЫ для самоконтроля

1. Особенности монтажа опорных изоляторов и шин.
2. Назначение разрядников.
3. Особенности ухода за серебряными контактами.
4. Особенности регулировки контактов контакторов.

Тема 15. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ДО 10 кВ

Вопросы лекции:

- Эксплуатация воздушных линий электропередачи напряжением до 10 кВ
- Обход и осмотры воздушных линий
- Эксплуатация воздушных линий 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами
- Профилактические испытания воздушных линий
- Конструкция, защита и заземление воздушных линий электропередачи с изолированными проводами
-

15.1 Эксплуатация воздушных линий электропередачи напряжением до 10 кВ

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.

15.2 Обход и осмотры воздушных линий

Система эксплуатационного обслуживания ВЛ включает *техническое обслуживание и ремонт*.

Техническое обслуживание

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:

- 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 линии 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.

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 с помощью тепловизионных съемок.

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. Листок осмотра сдается мастеру. составляется план работы, в котором указываются сроки устранения дефектов.

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.

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

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

15.3 Эксплуатация воздушных линий 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.

Нагрузочная способность самонесущих изолированных проводов.

Длительно допустимая температура нагрева токопроводящих жил током не должна превышать 70°С для проводов, изолированных

термопластичным полиэтиленом, и 90°C – 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/м²**).

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

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.). 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.

15.4 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.

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 $\pm 5\%$. 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.**

- **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 ρ . 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 $\rho = 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ равно 10 Ом, а при $\rho > 500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ (и до 1000 Ом $\cdot\text{м}$) – 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 $\rho < 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ составляет 30 Ом. Если $\rho > 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, 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.

15.5 Конструкция, защита и заземление воздушных линий электропередачи с изолированными проводами

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 заводскую маркировку фазных проводов и проводов уличного освещения.

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/м²).

Допустимые длительные и кратковременные токи для самонесущих изолированных проводов с алюминиевыми жилами с изоляцией из термопластичного и сшитого полиэтилена приведены в табл.15.1.-15.2.

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.

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, мм²;

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.

Таблица 15.1

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	110	5000	2900

Таблица 15.2

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

При выполнении защиты с выдержкой времени, независимой от тока, проверка осуществляется по 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

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 ρ 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 6 мм.

ВОПРОСЫ для самоконтроля

1. *Определить перечень документов, которые передаются эксплуатирующей организации.*

2. *Структура технического обслуживания воздушных линий.*

3. *Периодичность испытаний воздушных линий с изолированными проводами.*

4. *Периодичность измерения сопротивления заземления опор и тросов.*

Литература

1. Нормы и объем испытаний электрооборудования Белорусской энергосистемы./Бел.Гос.Энергетический концерн «Белэнерго»Ж ред. Комиссия В.Г. (предс.) и др. – Мн.: Ред.журнала «Тыздзень», 2000. – 284 с.

2. Куценко Г.Ф. Монтаж, эксплуатация и ремонт электроустановок. – Мн.: Дизайн ПРО, 2002.

3. Сердешнов А.П. Ремонт электрооборудования. В 2-х частях. Часть 1. Ремонт электрических машин. – Мн.: ИВЦ Минфина, 2008. – 293 с.

4. Грунтович Н.В. Техническое диагностирование элементов атомной энергетической установки. Учебное издание: Севастополь:СВВМИЧ, 1984.

5. Грунтович Н.В., Путилин К.И., Старочкин А.А. Вибрация и диагностирование корабельных электрических машин.: учебное издание, Севастополь: СВВМИЧ, 1985.

6. Грунтович Н.В., Путилин К.И., Старочкин А.А. Техническая диагностика – средство повышения эксплуатационной надежности. – Киев: Общество «Знание», 1979.

7. Грунтович Н.В., Путилин К.И., Старочкин А.А. Диагностирование технического состояния асинхронных двигателей. – Киев: Общество «Знание», 1980.

8. Грунтович Н.В., Давыдько Э.А. Система комплексного диагностирования силовых трансформаторов. «Энергетика в нефтегазодобыче», 2004, №2-3.

9. Грунтович Н.В., Грачек Н.И. Комплексное техническое диагностирование электротехнического оборудования – основа системы ремонтов «по состоянию» – Горный журнал, 2003 №7.

10. Грунтович Н.В., Колесников П.М. Проблемные области технической диагностики в Республике Беларусь.: г.Брянск, материалы научно-технической конференции, БГТУ, 2009.

11. Грунтович Н.В., Алферов А.А., Колесников П.М. Типовые ошибки при вибродиагностировании энергетического оборудования. Вестник ГГТУ им. П.О.Сухого, 2010, №1.

12. Грунтович Н.В., Денисюк Ю.Ю. Анализ результатов измерения спектров вибрации электрических машин на КПУП «Гомельводоканал». Тезисы доклада VIII Международной научно-технической конференции ГГТУ им. П.О.Сухого. Гомель – 28-29 октября 2010.

13. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. М.: Из-во НЦЭНАС, 2002.

14. ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике.

15. ГОСТ 15.601-91 Система технического обслуживания и ремонта.

16.

Содержание

Введение.....	3
Тема 1. Назначение и структура учебной дисциплины. Основные понятия и определения	4
1.1 Структура дисциплины.....	4
1.2 Жизненный цикл использования электрооборудования предприятий.....	5
1.3 Энергоэффективность, живучесть, безопасность и надёжность	5
1.4 Надёжность в технике. Основные понятия, термины и определения. ГОСТ 27.002-89.....	6
1.5 Постулаты аварий.....	12
1.6 Факторы, влияющие на количество отказов после ремонта.....	12
1.7 Организация и производство электромонтажных работ	14
Тема 2. Система технического обслуживания и ремонта электрооборудования (ГОСТ 15.601-91)	15
2.1 Общие положения	16
2.2 Виды и методы технического обслуживания	17
2.3 Виды и методы ремонта	18
2.4 Требования к исполнителям технического обслуживания и ремонта	19
Тема 3. Информационное обеспечение СТОИР оборудования.....	20
3.1 Информационное обеспечение	20
3.2 Материально-техническое обеспечение ТО и ремонта.....	21
3.3 Функционирование СТОИР изделий	22
3.4 Структура службы главного энергетика	24
Тема 4. Монтаж и эксплуатация воздушных линий электропередачи. Монтаж и эксплуатация воздушных линий электропередачи до 10 кВ.	31
4.1 Монтаж воздушных линий.....	32
4.1.1 Общие требования и определения.....	32
4.1.2 Подготовительные работы по монтажу воздушных линий	33
4.1.3 Раскатка и соединение проводов и тросов.....	47
4.1.4 Натяжение, крепление проводов и тросов к опорам с подвесными изоляторами	50
4.2 Эксплуатация воздушных линий электропередачи	51
4.2.1 Приемка воздушных линий в эксплуатацию.....	51
4.2.2 Обход и осмотр воздушных линий.....	52
4.2.3 Эксплуатация воздушных линий с самонесущими изолированными проводами	54
4.2.4 Профилактическое испытание воздушных линий	55
4.2.5 Конструкция, защита и заземление воздушных линий электропередачи с изолированными проводами	57
4.2.6 Нагрузочная способность СИП.....	58
4.2.7 Периодичность испытаний воздушных линий.....	59
Тема 5. Система технического диагностирования электрооборудования.....	60
5.1 Изношенное оборудование – физический и юридический смысл	61
5.2 Общие понятия и определения ГОСТ 20911-89.....	62
5.3 Задачи технического диагностирования в СТОИР	63
5.4 Система технического диагностирования	64
5.5 Методы технического диагностирования	65
5.6 Физические основы методов технического диагностирования.....	65
Тема 6. Приборы вибродиагностирования.....	68

6.1.	Основные параметры вибрации	68
6.2.	Относительные единицы вибрации	70
6.3.	Характеристики спектра вибрации	71
6.4.	Графическое представление основных вибрационных процессов.....	72
6.5.	Аналоговые виброанализаторы	75
6.6.	Виброанализаторы на основе микропроцессорных устройств.....	77
6.7.	Компьютерные системы вибродиагностирования	82
Тема 7.	Приборы технического диагностирования изоляции электрооборудования	85
7.1.	Методологические принципы управления старением оборудования.....	85
7.2.	Способы и приборы диагностирования изоляции обмоток статора электрических машин	86
7.3.	Способы и приборы диагностирования дефектов ротора электрических машин 93	
7.4.	Основные принципы продления срока службы (ресурса электрооборудования) 94	
Тема 8.	Вибродиагностирование электрических машин.....	94
8.1	Типовые дефекты подшипников качения	95
8.2	Вычисление частот вибрации подшипников качения	96
8.3	Обозначение подшипников качения	102
8.4	Выбор точек измерения вибрации электрических машин	104
8.5	Выбор предельного уровня вибрации оборудования	105
8.6	Типовые дефекты асинхронных двигателей (АД)	106
8.7	Вибрация АД при дефектах магнитной системы	107
Тема 9.	Ремонт электрических машин	108
9.1	Дефектация электрических машин на основе комплексного диагностирования 108	
9.2	Технологический процесс ремонта электрических машин.....	111
9.3	Организация замены и ремонт подшипников качения.....	114
9.4	Ремонт подшипников скольжения.....	115
9.5	Ремонт обмотки статора	117
9.6	Ремонт обмотки ротора и коллектора	121
9.7	Испытание электрических машин после ремонта	126
Тема 10.	МОНТАЖ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ КАБЕЛЕЙ.....	132
10.1	Монтаж кабельных линий напряжением до 10 кВ	132
10.2	Способы прогрева кабелей.....	134
10.3	Прокладка кабеля в траншеях.....	135
10.4	Классификация и область применения кабельных муфт и заделок.....	136
10.5	Прокладка кабеля внутри зданий	138
10.6	Методы испытания изоляции кабелей	151
Тема 11.	Техническое диагностирование кабелей	167
11.1	Планово-профилактические испытания.....	167
11.2	Метод измерения и локации частичных разрядов в КЛ.....	169
11.3	Метод измерения и анализа возвратного напряжения в изоляции кабелей...	173
11.4	Методы определения мест повреждений кабельных линий	176
11.5	Испытание кабельных линий	180
Тема 12.	Монтаж внутренних электрических сетей. электропроводки в трубах	181
12.1	Область применения и выбор труб.....	181
12.2	Общие правила монтажа труб для электропроводок.....	185
12.3	Технология монтажа стальных труб и электропроводок в трубах.....	190

Тема 13. ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ	195
13.1 Экспертная система технического диагностирования трансформаторов 110-330кВ	196
13.2 Монтаж электрооборудования трансформаторных подстанций	202
13.3 Ревизия оборудования КТП	204
13.4 Технология строительно-монтажных работ	206
13.5 Технология испытаний трансформаторов после монтажа	209
13.6 Эксплуатация трансформаторных подстанций	214
13.7 Сушка трансформаторов	220
Тема 14. Монтаж коммутационных и грозозащитных аппаратов разрядников и проходных изоляторов	224
14.1 Монтаж разъединителей	224
14.2 Монтаж выключателей нагрузки	225
14.3 Монтаж масляных выключателей	226
14.4 Монтаж опорных и проходных изоляторов	227
14.5 Монтаж токоограничивающих и грозозащитных аппаратов	230
14.6 Монтаж разрядников	231
14.7 Ремонт пускорегулирующей аппаратуры	232
Тема 15. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ	242
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ДО 10 кВ	242
15.1 Эксплуатация воздушных линий электропередачи напряжением до 10 кВ ..	242
15.2 Обход и осмотры воздушных линий	243
15.3 Эксплуатация воздушных линий 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами	245
15.4 Профилактические испытания воздушных линий	247
15.5 Конструкция, защита и заземление воздушных линий электропередачи с изолированными проводами	249
Литература	251