

Министерство сельского хозяйства Российской Федерации  
ФГБОУ ВО «Красноярский государственный аграрный университет»

**А.А. Василенко**

## **РЕМОНТ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ**

*Рекомендовано Научно-методическим советом по технологиям, средствам механизации и энергетическому оборудованию в сельском хозяйстве  
Федерального УМО по сельскому, лесному и рыбному хозяйству  
для использования в учебном процессе при подготовке бакалавров  
по направлению «Агроинженерия»*

Красноярск 2019

ББК 30.3

В 19

*Рецензенты:*

*Д.А. Иванов, канд. техн. наук, декан энергетического факультета ФГБОУ ВО «Иркутский государственный аграрный университет им. А.А. Ежевского»*

*Г.С. Тимофеев, канд. техн. наук, начальник службы электрических режимов ПО ЦУС филиала ПАО «МРСК Сибири» – «Красноярскэнерго»*

В 19 Василенко, А.А.

Ремонт электрооборудования: учеб. пособие / А.А. Василенко; Краснояр. гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 2019. – 164 с.

В пособии рассмотрены вопросы определения факторов, влияющих на работу электрооборудования; причины, из-за которых оборудование выходит из строя; методы, с помощью которых можно своевременно выявить наличие неисправности, и способы устранения выявленных недостатков.

Предназначено для студентов Института инженерных систем и энергетики, обучающихся по направлению подготовки 35.03.06 «Агроинженерия», профиль «Электрооборудование и электротехнологии в АПК» очной и заочной форм обучения.

ББК 30.3

© Василенко А.А., 2019

© ФГБОУ ВО «Красноярский государственный аграрный университет», 2019

## ВВЕДЕНИЕ

Для современного сельскохозяйственного производства характерно большое число автоматизированных установок. Комплексы промышленного типа обеспечены установками микроклимата; для надежности электроснабжения предусмотрено питание их от нескольких трансформаторных подстанций, присоединенных к различным районам электрических сетей; на комплексах установлено от нескольких сотен до тысячи и более электродвигателей и много различной пускозащитной аппаратуры автоматики.

При высокой электровооруженности сельскохозяйственного производства особую значимость приобретают вопросы рациональной эксплуатации и ремонта электрооборудования. Эксплуатация электрооборудования в сельском хозяйстве имеет свои особенности, связанные с условиями среды и режимами работы электрооборудования, сезонностью его использования, наличием однофазных токоприемников, качеством питающего напряжения от воздушных линий электропередач, разрозненностью токоприемников на значительные расстояния одного от другого и недостатком высококвалифицированных кадров эксплуатационного персонала. Только обеспечение эксплуатационной надежности электрооборудования позволит сохранить непрерывность технологических процессов сельскохозяйственного производства.

Повышение эксплуатационной надежности электрооборудования в сельском хозяйстве может быть обеспечено правильным выбором электрооборудования с учетом всех специфических условий производства, применением соответствующих электротехнических материалов при эксплуатации, ремонте и модернизации электрооборудования, приближением технологии ремонта электрооборудования к технологии его изготовления и соблюдением системы планово-предупредительного ремонта и обслуживания электрооборудования, используемого в сельском хозяйстве.

Дисциплина «Ремонт электрооборудования» охватывает круг вопросов, связанных с технической эксплуатацией машин и оборудования, осмотром, диагностикой, видами обслуживания, организацией и технологией их проведения. Рассматривает вопросы основных положений об организации и ведении планово-предупредительного ремонта технологического оборудования, причины выхода из строя

машин и аппаратов, а также технологические процессы при ремонте машин и оборудования.

Дисциплина нацелена на формирование профессиональных компетенций выпускника ПК-3 – готовность к обработке результатов экспериментальных исследований и ПК-10 – способность использовать современные методы монтажа, наладки машин и установок, поддержание режимов работы электрифицированных и автоматизированных технологических процессов, непосредственно связанных с биологическими объектами.

### **Задачи изучения дисциплины**

В результате изучения дисциплины студент должен знать:

- технологию ремонтных работ;
- организацию ремонта в условиях сельскохозяйственного производства;
- основные инструменты и механизмы для производства ремонтных работ.

В результате изучения дисциплины студент должен

#### **знать:**

- устройство и комплектацию электрооборудования;
- возможные неисправности электрооборудования и причины их появления;
- современные способы и оборудование по определению неисправностей электрооборудования;

#### **уметь:**

- оценивать и прогнозировать состояние электрооборудования;
- анализировать причины отказов электрооборудования под воздействием на него различных эксплуатационных факторов;
- выбирать рациональный способ ремонта исходя из заданных эксплуатационных характеристик электрооборудования;

#### **владеть:**

- методикой выбора материалов для изготовления элементов машин и механизмов при ремонте электрооборудования.

# МОДУЛЬ 1

## ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

**Цель модуля.** Научить студентов технологическим приемам дефектации и ремонта электродвигателей, широко используемых в сельском хозяйстве, определять начало и концы соответствующих обмоток статора трехфазного асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором.

**Задачи модуля.** Изучить устройство асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором (АДКР), освоить принцип работы электродвигателя (ЭД). Изучить методы определения неисправностей в собранном и в разобранном виде ЭД, методику электромеханического ремонта, послеремонтные испытания и методы фазировки обмоток статора.

### **1.1 Технические условия на прием электрооборудования в ремонт**

#### **1.1.1 Введение. Общие положения**

Концентрация и специализация сельскохозяйственного производства, перевод его на промышленную основу способствовали оснащению его значительным количеством современной разнообразной техники, в том числе электрооборудованием и электроустановками.

Всего в колхозах и совхозах страны установлено свыше 14 млн электродвигателей.

При высокой электровооруженности сельскохозяйственного производства особую значимость приобретают вопросы эффективного использования электроэнергии, ее экономии, рациональной эксплуатации и ремонта электрооборудования, их организация.

Повышение эксплуатационной надежности электрооборудования в сельском хозяйстве может быть обеспечено правильным выбором электрооборудования с учетом всех специфических условий производства, применением соответствующих электротехнических материалов при ремонте и модернизации электрооборудования, приближением технологии ремонта электрооборудования к технологии его изготовления.

Срок жизни электрооборудования довольно длителен. Так, срок жизни асинхронных электродвигателей общепромышленного испол-

нения в сельском хозяйстве, как и в промышленности, равен примерно 20 годам, а срок жизни распределительных трансформаторов – 30–40 годам. За этот срок в процессе эксплуатации одни из элементов электрооборудования (например, изоляция) стареют, другие (подшипники, крепежные детали и т.п.) изнашиваются.

Процессы старения и износа выводят электродвигатель из строя. Эти процессы зависят от многих факторов: условий и режима работы, технического обслуживания электрооборудования и т.д. Одна из причин выхода электрооборудования из строя – аварийные режимы: перегрузка рабочей машины, попадание в рабочую машину посторонних предметов, неполнофазные режимы работы электрооборудования, значительные колебания напряжения питания и т.п.

Электрооборудование, вышедшее из строя, восстанавливают, то есть ремонтируют.

Ранее дискуссии велись по поводу признаков, по которым можно было бы производить ремонт:

- 1) критический износ некоторых элементов;
- 2) эксплуатация до выхода из строя некоторых элементов;
- 3) планово-предупредительный ремонт.

Первые два признака связаны с большими затратами и с длительностью времени ремонта (непредсказуемый выход из строя электрооборудования).

Третий признак наиболее приемлемый (можно отремонтировать электрооборудование в удобное время, подготовить материал и ремонтную бригаду), поэтому у нас в стране принята система планово-предупредительного ремонта.

В отличие от промышленности, где системой планово-предупредительного ремонта и обслуживания оборудования установлено три вида ремонтов – текущий, средний и капитальный, в сельской местности два вида ремонта – текущий и капитальный.

Ремонт электродвигателей, пускозащитной аппаратуры, сварочных генераторов и трансформаторов, а также автотракторного электрооборудования, используемых в сельском хозяйстве, возложен на крупные электроремонтные заводы, технология которых все более приближается к промышленной.

Ремонт распределительных трансформаторов возложен на предприятия ремонта энергетических систем, в ведении которых находится подавляющее число работающих на селе трансформаторов.

## 1.1.2 Технология ремонта электрических машин

Ремонт электрооборудования делится на два вида: централизованный и нецентрализованный.

Централизованный ремонт электрооборудования проводят в крупных электроремонтных мастерских или на электроремонтных заводах, где обеспечивается соблюдение передовой технологии, есть квалифицированные кадры, необходимые материалы и механизмы. Качество ремонта электрооборудования на крупных предприятиях так высоко, что надежность отремонтированной машины может не уступать надежности новой, поскольку в результате хорошо проведенной дефектации и анализа данных об эксплуатации машины могут быть определены и усилены ее наиболее слабые места.

Нецентрализованный ремонт проводят в небольших мастерских, не имеющих преимуществ, крупных специализированных предприятий.

Учеными доказано, что централизованный ремонт электродвигателей 1–3-х габаритов нерентабелен, а нецентрализованный ремонт неэкономичен даже для двигателей 5-го габарита.

При существующей в настоящее время технологии ремонт электродвигателей после 3-го и 5-го габаритов соответственно при централизованном и нецентрализованном ремонте, как правило, экономически оправдан, и стоимость отремонтированного электродвигателя меньше стоимости нового. Кроме того, значительный выход из строя электродвигателей (от 15 до 40%), работающих в сельском хозяйстве, а также недостаточные мощности электропромышленности по выпуску электродвигателей вынуждают прибегать к ремонту электродвигателей малой мощности. Ремонт электрооборудования позволяет избежать простоев технологического оборудования и потерь от этих простоев.

Транспортировка электрооборудования в ремонт – составная часть эксплуатации, и ей нужно уделять соответствующее внимание. При надлежащей организации ремонта ремонтное предприятие по заранее составленному и согласованному с руководством плану присылает в хозяйство транспорт, демонтирует подлежащее ремонту электрооборудование и принимает его в ремонт. На место снятого монтируют доставленное с завода аналогичное отремонтированное электрооборудование (из обменного фонда ремонтного завода). В этом случае транспорт для перевозки электрооборудования имеет соответ-

ствующие приспособления, предохраняющие оборудование от механических повреждений и проникновения влаги. Аналогичные приспособления должен иметь и транспорт хозяйств, если последние сами доставляют электрооборудование на обменный пункт или ремонтный завод.

Согласно техническим условиям на сдачу в капитальный ремонт асинхронных электродвигателей, последние направляют в капитальный ремонт со следующими неисправностями: межвитковыми замыканиями в обмотках, замыканиями обмоток на корпус или между фазами, обрывом обмоток, обугливанием изоляции обмоток, изгибом вала, износом или повреждением его шеек, износом или повреждением посадочных мест в подшипниковых щитах, дисбалансом ротора, обрывом бандажей ротора, повреждением контактных колец, требующим их разработки, трещинами в корпусе и подшипниковых щитах, снижением сопротивления изоляции, если оно не восстанавливается сушкой.

Электродвигатели, сдаваемые в ремонт, должны быть тщательно очищены от пыли и грязи. С валов электродвигателей должны быть сняты шкивы, шестерни, муфты. Электродвигатели принимаются в ремонт полностью укомплектованными всеми основными узлами и деталями в соответствии с комплектностью, установленной техническими условиями: станина, статор с обмоткой, ротор с обмоткой, подшипниковые щиты, вентилятор и его кожух, подшипники и их крышки, коробка выводов, траверза, щеткодержатели, контактные кольца.

Допускается принимать в ремонт электродвигатели при частичном отсутствии метизов: винтов, гаек, шайб и т.п.

В капитальный ремонт не принимаются электродвигатели с трещинами на корпусе, превышающими 50 % его длины, трещинами на посадочных местах подшипниковых щитов, с повреждением свыше 30 % активной стали.

В ремонт не принимаются электродвигатели, отремонтированные ранее с нарушениями технологии ремонта.

При приеме электродвигателя в капитальный ремонт его осматривают и оформляют приемосдаточный акт.

Поскольку отдельные повреждения могут быть обнаружены только после разборки электродвигателя, ремонтное предприятие имеет право составлять односторонний акт о невозможности или нецелесообразности ремонта. Акт высылают заказчику, который обязан

в месячный срок вывезти электродвигатель. По истечении этого срока электродвигатели сдают в металлолом. Электрооборудование, ожидающее ремонта, должно храниться в помещении складского типа или под навесом.

Отремонтированные электродвигатели подвергают консервации согласно ГОСТ 7751-2009. Конец вала и опорную часть фланцевого щита (у фланцевых электродвигателей) покрывают лаком или антикоррозионной смазкой. Конец вала обертывают промасленной бумагой. Окна в щитах закрывают водонепроницаемой бумагой, а клеммные щитки – кожухом.

Консервация должна обеспечивать сохранность законсервированных поверхностей в течение 6 месяцев при хранении электродвигателей в сухих помещениях складского типа.

Ремонтное предприятие гарантирует исправную работу электродвигателей при соблюдении потребителем условий эксплуатации, транспортировки и хранения в течение 12 месяцев. На каждый электродвигатель выдается гарантийный талон, подписываемый начальником ОТК ремонтного предприятия.

В случае выявления неисправности в работе электродвигателя по вине ремонтного предприятия заказчик имеет право в течение установленного гарантийного срока предъявить рекламацию, составленную комиссией хозяйства и ремонтного предприятия, в которой указываются ремонтный номер электродвигателя, его паспортные данные, дата ремонта, наименование ремонтного предприятия, номер заказа и номер талона, срок работы электродвигателя, обнаруженные неисправности и возможные их причины.

Чтобы приблизить ремонт к поточному производству, повысить производительность труда рабочих и качество отремонтированного электрооборудования, склад ремонтного фонда необходимо оборудовать переносными контейнерами (металлическими ящиками). Контейнеры строго специализированы, в отдельном контейнере хранится электрооборудование только одного типоразмера, например закрытые электродвигатели мощностью 0,6 кВт, напряжением 380/220 В, с частотой вращения 1500 об/мин и т.п. Регулируя подачу соответствующих контейнеров с электрооборудованием в ремонтное отделение, можно достигнуть определенной цикличности в работе ремонтного предприятия. Например, первая неделя (или ее половина, или день) – ремонт только закрытых электродвигателей мощностью 0,6 кВт, напря-

жением 380/220 В с частотой вращения 1500 об/мин, вторая неделя – ремонт аналогичных электродвигателей мощностью 1,7 кВт и т.д.

Преимущества такого циклического ремонта очевидны: ремонтный персонал длительное время работает с одним и тем же изделием, используя один и тот же инструмент и приспособления, приобретает необходимые навыки в работе, что сокращает затраты времени на выполнение соответствующих операций, уменьшает число ошибок и отклонений от технологии ремонта, улучшает качество ремонта.

### **1.1.3 Схема технологического процесса ремонта электрических машин**

Схема технологического процесса ремонта асинхронных двигателей и синхронных генераторов приведена на рисунке 1.1 и особых пояснений не требует.

Поскольку настоящее пособие рассчитано на студентов факультетов электрификации сельхоз вузов, будущих инженеров-электриков, в пособии описаны наиболее важные, по мнению авторов, вопросы ремонта электрических машин. Кроме того, необходимо учесть, что научно-исследовательский институт ремонта и эксплуатации машинно-тракторного парка разработал технологические карты и руководства по капитальному ремонту асинхронных электродвигателей, в которых перечислены номера и содержание всех технологических операций, технические условия и указания по проведению ремонта, приводятся сведения об оборудовании, приспособлениях и инструменте, необходимом для ремонта. Технологические карты дополняются схемами, разрезами, рисунками.

В ремонтном производстве составляется различная техническая документация, на разных заводах и в отдельных ведомствах она неодинакова, хотя по содержанию отдельные документы близки, а часть их на одних и тех же заводах дублируется.

В содержание записки входят паспортные данные машины до ремонта и пожелания заказчика по их изменению. В ней содержатся все размеры сердечников статора и ротора и обмоточные данные статора и ротора (тип обмотки, число пазов, марка провода, число витков в катушке, число параллельных проводников в витке, число катушек в группе, фазе, шаг обмотки, число параллельных ветвей, сопротивление фаз, расход провода в килограммах, вылет лобовых частей, класс нагревостойкости).

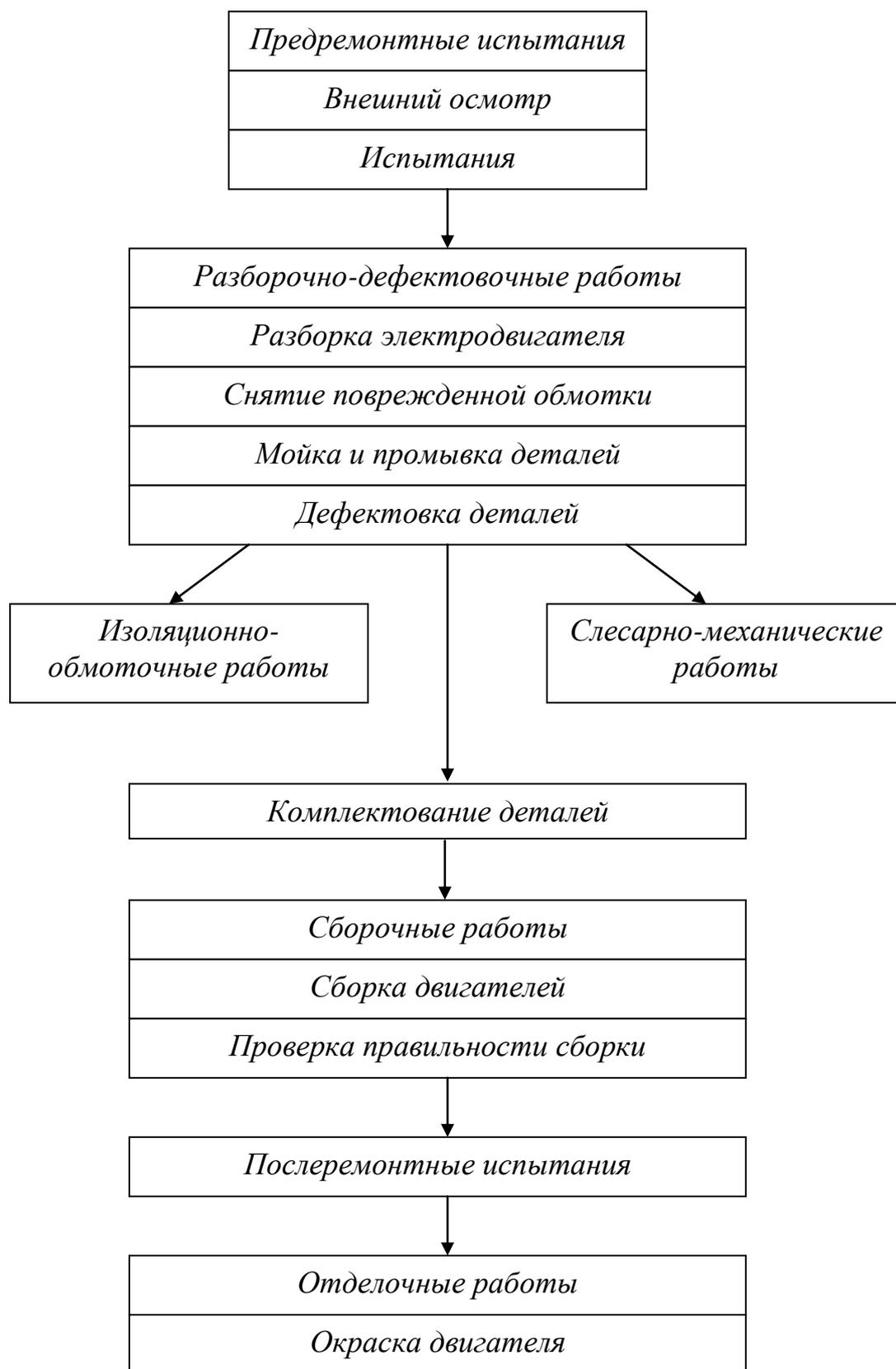


Рис. 1.1. Схема технологического процесса ремонта короткозамкнутых электродвигателей

В ведомость дефектов записывают все необходимые операции по всей машине, например: станина – заварить трещины, отремонтировать замковые поверхности, приварить лапы, отремонтировать крепежные детали рым-болт и т.п.

К каждой ремонтируемой машине прилагается технологическая карта, в которой приведены сведения о заказчике, техническая характеристика машины с ее паспортными данными, значение сопротивления фаз, сечение выводных концов и класс изоляции, габарит сердечника статора и число пазов, сведения об обмоточных данных, до ремонта и по расчету, сведения о механической части – ее состоянии, контроле обмоток и стендовых испытаниях.

Технологическую карту подписывают техник по дефектации, мастер, инженер-расчетчик и работники ОТК.

Дежурный по проведению сушки заполняет журнал сушки электрических машин, в содержание которого входят: заказчик, номер заказа, паспортные данные машины, место сушки, сведения о начале сушки, температуре отдельных элементов машины, сопротивлениях изоляции обмоток статора и ротора и об окончании сушки. Окончательные результаты заверяют ответственный за проведение сушки и начальник участка.

Отдельно ОТК ведет книгу протоколов испытаний каждой отремонтированной машины, также составляет акт о передаче успешно прошедших испытаний машин на склад готовой продукции. В акте указываются ремонтный номер машины, тип, мощность, класс изоляции, напряжение, частота вращения, форма исполнения, прейскурант, стоимость ремонта, заказчик. Акт подписывают начальник ОТК и заведующий складом.

Примерно такой же формы составляется акт выдачи готовой продукции с указанием полной суммы расходов на ремонт. Акт подписывают руководство ремонтного предприятия и представитель заказчика.

## **1.2 Дефектация электрооборудования. Методы определения неисправностей**

Дефектация – это определение неисправностей машины в процессе эксплуатации или ремонта.

Различают две стадии – дефектация машины в сборе и после ее разборки.

Дефектация машины или аппарата – одна из наиболее ответственных операций, так как невыявленные неисправности могут привести к разрушению машины в эксплуатации, аварии и увеличению продолжительности и стоимости работ при повторном ремонте.

Электрооборудование характеризуется наличием двух частей – электрической и механической. При дефектации механической части электрооборудования проверяют состояние крепежных деталей, убеждаются в отсутствии трещин в той или иной части, определяют износы и сравнивают с допустимыми по нормам, измеряют воздушные зазоры и сверяют с табличными значениями и т.д.

Все обнаруженные отклонения от норм фиксируют и заносят в ведомость дефектов или ремонтную карту, формы которых на различных заводах разные, однако содержание практически одинаково.

Неисправности в электрической части машины или аппарата скрыты от глаз человека, поэтому их обнаружить труднее. Число возможных неисправностей в электрической части ограничено тремя:

- обрыв электрической цепи;

- замыкание отдельных цепей между собой или замыкание цепи (цепей) на корпус;

- замыкание между собой части витков обмотки (так называемое междувитковое или витковое замыкание).

Эти неисправности можно определить при помощи следующих четырех методов:

- контрольной лампы или сопротивления (омметра);

- симметрии токов или напряжений;

- милливольтметра;

- электромагнита.

Рассмотрим определение неисправностей в собранной машине или аппарате.

Обрыв в обмотке без параллельных цепей можно определить при помощи контрольной лампы. Если в обмотке две или несколько параллельных ветвей, обрыв определяют омметром или амперметром и вольтметром. Полученное значение сопротивления обмотки (например, обмотки якоря машины постоянного тока) сравнивают с расчетным или паспортным его значением, после чего делают заключение о целостности отдельных ветвей обмотки. Обрывы в многофазных машинах и аппаратах, не имеющих параллельных ветвей, могут быть определены методом симметрии токов или напряжений, но этот метод более сложен по сравнению с предыдущим.

Несколько сложнее определить обрыв в стержнях короткозамкнутых роторов асинхронных электродвигателей. В этом случае прибегают к методу симметрии токов.

Опыт по определению обрывов в стержнях заключается в следующем. Ротор электродвигателя затормаживают и к статору его подводят с напряжением, пониженным в 5–6 раз по сравнению с номинальным. В каждую из фаз обмотки статора включают амперметр. При исправных обмотках статора и ротора показания всех трех амперметров одинаковы и не зависят от положения ротора. При обрыве стержней в роторе показания приборов различны, чаще всего два амперметра показывают одинаковые токи, а третий – меньший ток. При медленном вращении ротора от руки показания приборов изменяются, пониженное значение тока будет следовать за поворотом ротора и переходит из одной фазы в другую, затем в третью и т.д.

Объясняется это тем, что при повороте ротора поврежденные стержни переходят из зоны одной фазы в зону другой. Заторможенный асинхронный электродвигатель подобен трансформатору в режиме короткого замыкания. Обрыв стержня равносителен переводу зоны повреждения из режима короткого замыкания в режим нагрузки, что и ведет к уменьшению тока в обмотке статора в той ее части, которая взаимодействует с поврежденным стержнем.

При обрыве нескольких стержней ротора показания всех амперметров могут быть различны, но они так же, как было сказано выше, будут циклически меняться и следовать один за другим (переходя по фазам обмотки статора) при медленном вращении ротора. Различные показания амперметров, не зависящие от поворота ротора, указывают на повреждения или дефекты обмотки статора, но не ротора.

Место обрыва в обмотках роторов короткозамкнутых электродвигателей определяют при помощи электромагнита. Ротор, установленный на электромагнит, покрывают листом бумаги, на который насыпают стальные опилки. При включении электромагнита опилки располагаются вдоль целых стержней и отсутствуют в зоне обрыва.

Обрывы в обмотках якорей машин постоянного тока определяют при помощи омметра (милливольтметра).

Замыкание отдельных электрических цепей электрооборудования на корпус или между собой определяют при помощи контрольной лампы. Часто в этом случае используют мегомметры. Последним следует отдать предпочтение, так как ими легко определить замыка-

ние с относительно большим сопротивлением в месте контакта цепей между собой или с корпусом.

Замыкание между секциями, лежащими в разных слоях пазов якоря, а также замыкание секций на корпус определяют при помощи омметра (милливольтметра).

Витковое замыкание в многофазных электромашинах и аппаратах определяют методом симметрии токов и напряжений или специальными приборами, например типа ЕЛ-1.

Так, витковые замыкания в обмотках трехфазных электродвигателей определяют на холостом ходу их работы при помощи метода симметрии токов (показания всех трех амперметров, включенных в каждую фазу обмотки статора, при отсутствии витковых замыканий должны быть одинаковыми), а витковые замыкания в обмотках статоров синхронных генераторов определяют на холостом ходу при помощи метода симметрии напряжений (показания всех трех вольтметров, включенных на зажимы обмотки статора, должны быть одинаковы).

Витковые замыкания в обмотках однофазных электромашин и трансформаторов определяют омметром или амперметром. При определении витковых замыканий в катушках возбуждения машин постоянного тока целесообразно для повышения чувствительности испытания использовать не постоянный, а переменный ток пониженного напряжения, выбрав соответствующие приборы (амперметр и вольтметр).

Следует обратить внимание на то, что витковое замыкание в обмотках электрооборудования, работающего на переменном токе, сопровождается резким увеличением тока в поврежденной обмотке, что, в свою очередь, приводит к очень быстрому нагреву обмотки до недопустимых пределов, обмотка начинает дымить, обугливается и сгорает.

Место витковых замыканий в обмотках статоров электрических машин переменного тока определяется при помощи электромагнита. Место витковых замыканий в обмотках якорей машин постоянного тока определяют омметром (милливольтметром).

Обычно поврежденные катушки трансформаторов не дефектируют, но если это необходимо, может быть использован метод электромагнита. Подробно дефектация машин постоянного и переменного тока и трансформаторов при ремонте описаны в практикуме по монтажу, эксплуатации и ремонту электрооборудования (модуль 2).

### 1.2.1 Разборка электрических машин. Удаление старой обмотки

Разборка электрических машин на составные части не представляет затруднений. Необходимо только максимально механизировать выполнение отдельных операций, применяя электро- или гидрогайковерты, съемники, тали и т.п., а также соблюдать осторожность при выемке роторов крупных машин, чтобы не повредить ротором железо пакетов статора или его обмотку.

Наиболее трудоемкая операция при разборке – удаление старой обмотки. Это делают следующими методами: механическим, термомеханическим, термохимическим, химическим и электромагнитным.

Сущность механического метода заключается в том, что корпус электрической машины с пакетами стали статора и обмоткой устанавливают на токарный или фрезерный станок и резцом или фрезой обрезают елку из лобовых частей обмотки. Затем при помощи электро- или гидропривода удаляют (вытягивают) из пазов оставшуюся часть обмотки (крюком за оставшуюся лобовую часть ее). Однако при таком удалении обмотки в пазах есть остатки изоляции, и требуются дополнительные затраты на их удаление.

При термомеханическом методе удаления старой обмотки электрическую машину со срезанной лобовой частью обмотки помещают в обжиговую печь при температуре 300–350 °С и выдерживают там несколько часов. После того оставшаяся часть обмотки легко удаляется. Часто машину помещают в печь со всей обмоткой (ни одна из лобовых частей обмотки не срезана), но в этом случае после обжига обмотку из пазов удаляют только вручную.

Равномерное тепловое поле в обжиговой печи создать трудно. Нередко в печи происходит возгорание изоляции обмоток, приводящее к резкому увеличению температуры в печи, особенно в некоторых ее зонах. При повышении температуры выше допустимой могут покоробиться корпуса машин, особенно это относится к алюминиевым корпусам. Поэтому машины с алюминиевыми корпусами обжигать не рекомендуется. Некоторые предприятия исследуют распределение температур внутри печи при ее работе и определяют зоны, в которых можно расположить электрические машины с алюминиевыми корпусами.

При обжиге в печи происходит отжиг листов стали статора, заметно уменьшаются удельные потери в стали и повышается КПД машины. Но при этом выгорают лаковые пленки между пакетом ста-

ли и корпусом и между отдельными листами стали. Последнее приводит к тому, что после 2–3 обжигов нарушается тугая посадка между пакетом и корпусом, пакет начинает проворачиваться в корпусе машины, ослабляется прессовка пакета. Поэтому прогрессивным можно признать обжиг изоляции обмоток машин в расплавах солей (каустика или щелочи).

Обжиг в расплавах солей проводят при температуре 300 °С (573 К) при алюминиевых корпусах и 480 °С (753 К) при чугунных в течение нескольких минут. Полное отсутствие доступа воздуха к объекту обжига, а также возможность регулирования температуры в необходимых пределах позволяют применять этот способ обжига и для машин с алюминиевыми корпусами. Коробление последних исключается полностью.

При термохимическом методе удаления обмотки электрическую машину, подготовленную к обжигу (одна из лобовых частей обмотки срезана), опускают в емкость с раствором каустической соды и щелочи. Машина находится в растворе при температуре 80–100 °С (8÷10) ч, после чего ее обмотку можно легко удалить из пазов пакета статора. При таком методе никакого коробления корпусов произойти не может. Этот способ особенно оправдывает себя при масляно-битумной изоляции обмоток.

При химическом методе электрическую машину с обмоткой помещают в емкость с моющей жидкостью типа МЖ-70. Эта жидкость летучая и токсичная, поэтому, работая с ней, необходимо соблюдать правила техники безопасности. Технология удаления обмоток такова: загрузка емкости ремонтируемыми машинами; герметизация емкости; заполнение ее жидкостью; процесс реакции, на который обычно расходуется ночное нерабочее время; удаление жидкости; продувка емкости, освобожденной от жидкости, чистым воздухом; разгерметизация и открытие емкости; выемка электрических машин и удаление обмотки из пазов статора.

Электромагнитный метод заключается в следующем. Изготавливают однофазный трансформатор со съемным якорем и с одним съемным, точнее сказать, заменяемым стержнем. На незаменимый стержень наматывают намагничивающую обмотку на напряжение сети. На второй съемный стержень надевают один или несколько статоров двигателей, изоляцию обмоток которых необходимо обжечь. Диаметр заменяемого стержня подбирают таким образом, чтобы получить наименьший (порядка 5 мм) зазор между расточкой статора и

стержнем. Метод удобен тем, что при нем можно регулировать температуру нагрева статора путем изменения подводимого к намагничивающей обмотке напряжения или переключения числа ее витков. При этом методе можно обжигать машины как с чугунными, так и с алюминиевыми корпусами.

### **1.2.2 Ремонт обмоток, сушка и пропитка**

По конструктивному исполнению обмотки электрических машин делятся на три вида: концентрические, насыпные и шаблонные. Последние, в свою очередь, подразделяются на обмотки с непрерывной компаудированной изоляцией и гильзой. Их применяют в крупных машинах с напряжением 3,6 кВ и выше, поэтому в данной работе они не рассматриваются.

Практически ремонт обмоток заключается в удалении старой и выполнении новой обмотки, имеющей те же или улучшенные данные пазовой изоляции и обмоточного провода.

Концентрическая обмотка наиболее устаревшая, трудоемкая и находит применение только в электрических машинах с закрытыми пазами. Изготовление этой обмотки состоит из следующих основных операций: изготовление при помощи шаблонов пазовых изоляционных гильз, материал для которых выбирают в зависимости от напряжения машины и класса ее нагревостойкости; закладка гильз в пазы; заполнение гильз металлическими или деревянными шпильками по размерам изолированного обмоточного провода; выбор схемы намотки, при которой получаются наименьшие напряжения между рядом лежащими проводниками в пазу машины; подготовка провода к намотке катушек, заключающаяся в удалении изоляции на концах подготовленного к намотке катушки провода и парафинирование его для облегчения протаскивания в пазах; намотка двумя обмотчиками наименьшей по размерам катушки с применением специальных шаблонов для формирования лобовых частей катушки; намотка остальных катушек, их соединение и изолирование.

При изготовлении насыпных обмоток сначала заготавливают и укладывают в пазы изоляционные пазовые коробочки. При этом следует иметь в виду, что в машинах старых серий пазовые коробочки состоят из двух слоев электрокартона и одного слоя лакоткани. На смену им пришли пазовые коробочки, состоящие из пленкоэлектрокартона, а в настоящее время в малых машинах новых серий исполь-

зуется только один тонкий слой изоляционной пленки. В этих условиях использование новых материалов, в том числе и обмоточных проводов, при ремонте электрических машин старых серий значительно увеличивает их надежность и при необходимости может сопровождаться заметным увеличением мощности машины. Наоборот, при ремонте машин новых серий необходимо использовать только соответствующие качественные материалы и обмоточные провода, иначе ремонт машины приведет к снижению ее надежности, ухудшению технико-экономических показателей и резкому снижению ее мощности. Кроме того, необходимо учитывать узкую специализацию и механизацию работ на электромашиностроительных заводах и более низкий уровень технологии работ на ремонтных предприятиях, что также сказывается на качестве работ, коэффициенте заполнения паза машины и ее надежности. Следующей операцией по выполнению обмотки является намотка на специальные, регулируемые по размерам шаблоны катушек. Далее следует укладка катушек в пазы, установка клиньев, в качестве которых в малых по мощности машинах новых серий могут быть также использованы пленка, соединение и бандажирование обмотки изоляционными шнурами или чулками с установкой изоляционных межфазовых прокладок на лобовых частях обмотки. Если необходимо соединить отдельные катушки, их изолируют линоксиновыми, полихлорвиниловыми или стеклолаковыми трубками.

Соединения между катушками могут быть выполнены или пайкой (соединяемые концы обслуживают, скручивают и опускают в ванну с расплавленным припоем), или контактной сваркой при помощи ручных клещей с графитовым электродом.

Сушку обмоток электрических машин, предшествующую пропитке и после нее, проводят в сушильных печах (конвективный способ), потерями в стали статора или ротора (индукционный способ), потерями в обмотках (токовый способ) и инфракрасным облучением (радиационный способ).

Обычно электромагнитные предприятия имеют вакуумные или атмосферные сушильные печи, объем которых определяется из расчета 0,02–0,04 м<sup>3</sup>/кВт мощности машин, для которых печь предназначена. Нагреватель может быть электрическим, в том числе и ламповым, паровым или газовым. Мощность нагревателя определяется из расчета примерно 5 кВт на 1 м<sup>3</sup> объема печи. В печи должна обеспечиваться рациональная циркуляция воздуха. Таким образом, мощ-

ность сушки тем больше, чем больше число и мощность подвергающихся сушке машин. Продолжительность сушки колеблется от нескольких часов (6–8) для малых машин и до нескольких десятков часов (70–100) для больших машин.

Сушка машин индукционным способом требует намагничивающей обмотки. Этот способ удобен для сушки крупных машин, которые лучше сушить на местах установки или ремонта, а не в сушильной печи. Этот способ экономичнее предыдущего как по затратам мощности, так и по продолжительности сушки.

Сушка токовым способом еще более выгодна. Продолжительность сушки сокращается по сравнению с сушкой в печах в 5–6 раз, а расход электроэнергии сокращается в 4 и более раз. Недостатком этого способа является необходимость иметь регулируемый источник питания нестандартного напряжения. При этом схемы соединения обмоток могут быть различными. Температура сушки и ее режим зависят от класса нагревостойкости изоляции и марки пропиточного лака. Об окончании сушки можно судить по установившемуся сопротивлению высушиваемой изоляции (при данной неизменной температуре).

Наиболее распространенный способ пропитки – погружение подогретой до 60–70 °С обмотки в лак примерно той же температуры. Число пропиток зависит от назначения машины, в сельскохозяйственном производстве рекомендуется проводить до трех пропиток. Продолжительность пропиток составляет 15–30 мин первой и 12–15 мин последней.

После вакуумной сушки для особо ответственных машин можно применять пропитку под давлением. Но для обеспечения первого и второго процессов требуется относительно сложное оборудование.

### **1.3 Электромеханический ремонт**

К электромеханическим работам относятся: ремонт корпусов машин, подшипниковых щитов, валов, подшипниковых узлов, активного железа статора или ротора, коллекторов, контактных колец, щеточных аппаратов и короткозамкнутых механизмов, полюсов, беличьих клеток и выводных коробок. Кроме того, к этим работам относятся бандажирование роторов и якорей и их балансировка.

В условиях крупных электроремонтных предприятий железо статора и ротора, полюса и беличьих клетки роторов обычно не ремон-

тируют. Машины с такими повреждениями считаются неремонтопригодными, в ремонт не принимаются и списываются в металлолом.

### **1.3.1 Ремонт корпусов и подшипниковых щитов**

Как правило, заключается в устранении изломов, трещин и выполняется при помощи сварки. Этот ремонт сводится к заварке трещин и восстановлению посадочных мест.

Три способа сварки:

1. При трещине более 5 мм температура детали  $t=18-22$  °С. Для этого применяем медный электрод с обмазкой ООМ-5 или жидким стеклом. Наплавленную медь посыпают бурой и в процессе наложения шва проковывают.

2. Вдоль трещины делают отверстия диаметром 3–5 мм в шахматном порядке, затем в эти отверстия вставляют шпильки и сваривают их.

3. Деталь помещают в опоке с песком, нагревают до  $t=700-800$  °С (в печи или на кузнечном горне). Затем заваривают газовой сваркой, и после этого деталь медленно остывает (24 часа) – это очень хороший способ ремонта корпусов.

Посадочное место подшипников изнашивается, и за счет расточки можно установить переходное кольцо, толщина стенки которого должна быть не более 1,5–2 мм.

### **1.3.2 Ремонт валов, замена подшипников качения**

Износ шейки валов наплавляют, а трещины в валах заваривают, если они распространены не более чем на 10 % диаметра вала. И занимают не более 10 % окружности вала (поперечные трещины). При необходимости изготавливают новый вал из стали марки СТ-45.

Подшипники качения при их износах обычно заменяют. Если нет необходимых подшипников типоразмеров, можно применить подшипники с другими размерами, но при этом новый подшипник должен по своей грузоподъемности соответствовать заменяемому. При этом используют внутренние или наружные вспомогательные (ремонтные) втулки, посадка (сопряжение) которых осуществляется запрессовкой (с натягом), а также применяются вспомогательные упорные кольца под наружное кольцо подшипника.

Роликовые подшипники могут быть заменены шариковыми в случаях, если при работе машин не наблюдаются значительные осе-

вые усилия (разбег вала механизма не превышает разбега электродвигателя).

Шарикоподшипники имеют напряженную посадку на вал, поэтому перед посадкой на вал их прогревают в трансформаторном масле до температуры 80–90 °С.

### 1.3.3 Ремонт активной стали статора

При пробое на корпус или между фазами активная сталь может быть оплавлена. После снятия старой обмотки удаляют наплавленный металл, а иногда вырубают часть зубца. Вместо удаленной части зубца ставят протез из твердого изоляционного материала.

Ремонт коллектора можно проводить с разборкой и без нее. Ремонт без разборки заключается в обточке (на токарном станке или в собственных подшипниках), продоразживании, шлифовании и полировании. Продоразживание коллектора (при помощи фрезы на станке, ножовочного полотна или специального скребка) выполняют при каждом ремонте коллектора, если даже не делали его проточку.

При ремонте или замене изоляции между коллекторными пластинами следует стремиться не разбирать коллектор полностью, а пользоваться разъемным хомутом, что значительно сокращает затраты труда на разборку и особенно на сборку коллектора. У низковольтных машин новые манжеты модно формировать непосредственно при сборке коллектора без применения специальных пресс-форм.

Отремонтированный полностью собранный коллектор прогревают в печи до температуры 150–160 °С, испытывают на станке на механическую прочность при частоте вращения в 1,5 раза выше номинальной и проверяют на отсутствие замыканий между пластинами и между пластинами и втулкой.

Контактные кольца ремонтируют, если их толщина в радиальном направлении достигает 8–10 мм (менее 50 % первоначальной). Конструкция узла с контактными кольцами может быть самой разнообразной: разрезная втулка; изоляция из электрокартона, гибкого миканита и кольца; неразрезная втулка; разрезная гильза из листовой стали; изоляция из электрокартона и кольца; неразрезная втулка с изолирующими фигурными кольцами, между которыми располагаются кольца машины; неразрезная втулка; изоляция из микафолия или миканита и кольца. Все конструкции узлов контактных колец, кроме последнего, собирают с натягом в холодном состоянии.

Контактные кольца проверяют на отсутствие замыканий между ними и корпусом и биение (радиальное биение не должно быть более 0,1 мм при частоте вращения до 1000 об/мин и 0,05 мм – при большей, а осевое биение не должно превышать 3–5 % толщины кольца).

Ремонт щеточных аппаратов (траверса с пальцами, щеткодержатели с пружинами и обоймами и щетки) чаще всего заключается в восстановлении изоляции пальцев щеткодержателей, надежного контакта между жгутами и щеткой, регулировке пружин щеткодержателя, установке и регулировке щеток при работе. Изоляцией щеткодержателей являются гетинаксовые торцевые шайбы, бакелизированная бумага на шейке пальца толщиной согласно технологической карте ремонта.

Выбор щеток зависит от назначения машины и особенностей ее работы. Рекомендуется в возбuditелях машины переменного тока устанавливать электрографитовые щетки (ЭГ), допускающие плотность тока 9–12 А/см<sup>2</sup> и линейную скорость вращения 40–45 м/с; в крановых двигателях – угольно-графитовые (Г и УГ) с параметрами 6 А/см<sup>2</sup> и 10 м/с и электрографитовые; в низковольтных генераторах (до 20 В) – электрографитовые и медно-графитовые (М и МГ) с параметрами 14–20 А/см<sup>2</sup> и 15–25 м/с; в автомобильных электромашин – медно-графитовые; в машинах с контактными кольцами – графитовые (Г), электрографитовые и медно-графитовые.

Нажатие щеток рекомендуется в пределах от 1500 до 2000 Па.

Ремонт короткозамыкающего механизма заключается в восстановлении изношенных боковых ребер короткозамыкающего кольца, пальцев вилки и пружинных контактов путем сварки и наплавки или же замены изношенной детали новой.

Для бандажирования обмоток статоров машин относительно небольшой мощности используют чулки или киперную ленту. Лобовые части обмоток различных катушек и фаз скрепляют бандажом в единый целый узел, который после пропитки и сушки становится монолитным. Это обеспечивает необходимую механическую прочность обмотки при пусках и резких перегрузках машины. В крупных машинах применяют так называемые бандажные кольца, их располагают поверх внешних лобовых частей катушек машины. Каждую катушку киперной лентой привязывают к кольцу.

Особую роль играет бандажирование обмоток роторов и якорей машин, которые испытывают не только электродинамические нагрузки во время работы машины, но и центробежные усилия. Роторы и

якори бандажируют на токарных или специальных бандажных станках, снабженных устройствами для натяжения стальной луженой бандажной проволоки.

Между обмоткой и проволокой укладывают слой изоляции из миканита или электрокартона. При диаметре проволоки от 0,6 до 2 мм натяжения проволоки должна составлять от 200 до 2000 Н, число витков бандажера рассчитывают на центробежные усилия, которые не должны превышать 400 Н на 1 мм<sup>2</sup> сечения проволоки. Бандажера пропаивают по всей окружности для превращения их в сплошное кольцо.

Балансировку машин (совмещение центра тяжести ротора или якоря с осью вращения) выполняют с полностью собранным ротором (якорем). Балансировка делится на статическую и динамическую. Первой подвергают все машины, второй – машины с частотой вращения свыше 1000 об/мин, а также машины с удлиненными роторами. Динамической балансировке предшествует статическая. Статическую балансировку выполняют на двух узких шлифованных линейках, уложенных строго горизонтально на массивных опорах. Динамическую балансировку выполняют на специальных балансировочных станках или отдельно расположенных подшипниковых опорах, смонтированных на упругих (резиновых) прокладках или же в собственных подшипниках. В последнем случае места расположения балансировочных грузов и их массу определяют методом проб, например методом трех точек.

#### **1.4 Послеремонтные испытания**

Системой планово-предупредительных ремонтов и обслуживания электрооборудования предусматриваются следующие виды испытаний.

1. *Профилактические*, проводящиеся в период эксплуатации электрооборудования по графику планово-предупредительного ремонта электрооборудования (ППРЭ) с.-х. Их объем и периодичность установлены местными инструкциями в зависимости от условий и режимов работы электрооборудования.

2. *Браковочные* испытания или дефектация электрооборудования перед ремонтом. Они подробно описаны выше.

3. *Пооперационные* испытания в процессе ремонта (межоперационный контроль – МОК).

4. *Контрольные* испытания. Этим испытаниям подвергают любое электрооборудование, которое побывало в ремонте, независимо от объема ремонта. Цель контрольных испытаний – установить соответствие выпускаемого после ремонта электрооборудования паспортным данным, техническим условиям на ремонт, стандартам и т.д. Это основной вид испытаний электрооборудования.

5. *Приемо-сдаточные* испытания, которые проводят при приеме крупного электрооборудования в эксплуатацию после его монтажа или ремонта на месте установки.

6. *Типовые, или специальные,* испытания. Их проводят для электрооборудования, которое при ремонте подвергалось переделке или реконструкции с изменением обмоточных данных.

### **1.4.1 Контрольные испытания**

При изготовлении и ремонте электрооборудования основными являются контрольные и типовые испытания. Контрольным испытаниям подвергают каждое изделие.

В объем контрольных испытаний электрооборудования входят следующие операции:

- измерение сопротивления изоляции обмоток от корпуса и между обмотками;
- измерение омического сопротивления обмоток постоянным током;
- испытание главной изоляции обмоток повышенным напряжением;
- проведение опыта холостого хода;
- испытание витковой изоляции обмоток;
- проведение опытов короткого замыкания;
- испытание электрической прочности изоляции обмоток;
- измерение воздушного зазора (если возможно).

Перечисленные операции обязательны в объеме контрольных испытаний как электрических машин, так и трансформаторов. Кроме того, в объем контрольных испытаний электрических машин входит измерение воздушного зазора между статором и ротором (если это возможно).

При контрольных испытаниях электрических машин их обкатывают – проверяют температуру нагрева подшипников и состояние короткозамыкающего механизма.

При контрольных испытаниях асинхронных электродвигателей с фазным ротором определяют также коэффициент трансформации (опыт на трансформацию).

При замене обмоток якоря, ротора или бандажей электрических машин последние подвергают испытанию на повышенной (на 20% по сравнению с номинальной) частоте вращения.

Для машин постоянного тока в объем контрольных испытаний включают проверку и наладку коммутации.

Контрольные испытания электрических машин и трансформаторов после ремонта подробно описаны в практикуме по монтажу, эксплуатации и ремонту электрооборудования.

### **1.4.2 Типовые испытания**

В объем типовых испытаний входят все операции контрольных испытаний и дополнительно – обязательная проверка электрооборудования (электрических машин и трансформаторов) на нагревание при номинальной нагрузке и при необходимости определение технико-экономических и каталожных показателей: КПД,  $\cos\varphi$ , скольжения, пускового, минимального и максимального моментов, поведения электрооборудования при нагрузке и т.д.

Обратим особое внимание на проверку электрооборудования при номинальной нагрузке.

Наиболее простое испытание на нагрев электрооборудования – это его прямое нагружение номинальной нагрузкой. Для генераторов постоянного и переменного тока и трансформаторов такой нагрузкой могут быть различные сопротивления (реостаты). Для электродвигателей, как правило, для этих целей необходимо иметь генератор, который, как и в первом случае, будет работать на соответствующие сопротивления.

Измерение сопротивления изоляции обмоток от корпуса и относительно друг друга. Сопротивление определяют мегомметром при напряжении 500, 1000 и 2500 В, если оно не более испытательного напряжения.

За  $R_{из}$  берут то значение, которое установится за время 60 с. Для асинхронных двигателей сопротивление изоляции больше 0,5 М Ом (относительно обмоток и корпуса).

Если температура лобовой части не отличается от температуры окружающей среды на  $\pm 3$  °С, сопротивление обмоток измеряется лю-

бым методом, затем сопротивление обмоток приводят к условной температуре (15 °С). Сопротивление обмоток не должно превышать сопротивления, указанного в паспорте, на 4 %. Сопротивление фазы трехфазного двигателя – на 2 %.

Проведение опыта холостого хода. При этом измеряем ток холостого хода. При контрольных испытаниях электрических обмоток опыт холостого хода ограничен измерением необходимых величин ( $U$ ,  $I$ , и  $P$ ) только при одном  $U_n$  и  $f_n$  тока питания. Опыт холостого хода асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором проводят при вращающемся роторе. При включении ваттметра в цепь статора измеряем  $\Delta P_{ст}$ ,  $\Delta P_{обм. ст.}$  при  $I_{хх} = (0,6-0,2) I_n$  и механические потери на трение в подшипниках.

### Контрольные вопросы

1. Каковы требования к двигателям, принимаемым в ремонт?
2. Какие повреждения электрических машин относят к механическим, а какие к электрическим?
3. Какие неисправности определяют в процессе внешнего осмотра ЭД?
4. Предремонтные испытания.
5. Нормы испытательного напряжения.
6. Дефектация разобранного двигателя.
7. Как определить обрыв стержней ротора?
8. Как обнаружить витковые замыкания?
9. В каких случаях подшипники качения подлежат замене?
10. Методы определения неисправностей.
11. Методы удаления старой обмотки.
12. Какие виды обмоток применяются в электродвигателях?
13. Как осуществляют сушку обмоток электрических машин?
14. Как осуществляется пропитка обмоток ЭД?
15. Какие проводят послеремонтные испытания ЭД?
16. Что входит в объем контрольных испытаний?
17. Что входит в объем типовых испытаний?
18. Какие показатели, полученные в результате опыта короткого замыкания, необходимо пересчитать?

# ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ К МОДУЛЮ 1

## Лабораторная работа № 1

### Фазировка концов статорной обмотки трехфазного асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором

**Цель работы.** Научиться определять (фазировать) начала и концы соответствующих обмоток статора трехфазного асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором.

#### Задание к работе

1. Изучить устройство асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором (АДКР).
2. Освоить принцип работы электродвигателя.
3. Изучить методы фазировки обмоток статора.
4. Произвести маркировку обмоток статора АДКР.
5. Осуществить пуск АДКР по схеме соединения обмоток статора «звездой».
6. Оформить отчет по лабораторной работе.

#### Общие сведения

Асинхронный электродвигатель с короткозамкнутым ротором состоит из неподвижного статора, вращающегося ротора и подшипниковых щитов. Статор состоит из станины, сердечника и обмотки. Станину изготавливают из стали, чугуна или алюминия. Сердечник статора набирают из штампованных листов электротехнической стали (толщиной 0,35 или 0,5 мм), изолированных лаком. На внутренней поверхности сердечника выштампованы пазы для укладки статорной обмотки.

Статор отделен от ротора воздушным зазором. Ротор асинхронного электродвигателя состоит из вала, сердечника и обмотки. Сердечник ротора набирают из штампованных листов электротехнической стали. На внешней поверхности ротора имеются пазы для обмотки. По виду обмотки на роторе различают короткозамкнутые и фазные асинхронные электродвигатели.

*Принцип работы асинхронного электродвигателя.* Работа асинхронного электродвигателя основана на явлении взаимодействия ин-

дуктивного тока ротора с магнитным полем статора. При подключении трехфазного электродвигателя в сеть по его фазам протекают токи, образующие вращающееся магнитное поле, скорость вращения которого (об/мин)

$$n_i = (60 \cdot f) / p, \quad (1)$$

где  $f$  – частота тока, Гц;

$p$  – число полюсов обмотки статора.

Промышленная частота переменного тока равна 50 периодам в 1 секунду (50 Гц). Следовательно, частота вращения вала электродвигателя зависит от числа пар полюсов ( $2p = 2, 4, 6, 8$  и т.д.), и на основании формулы (1)  $n = 3000, 1500, 750, 600$  об/мин и т.д.

Скорость ротора асинхронного электродвигателя в принципе не может достичь синхронной скорости. Если допустить, что скорость ротора и магнитного поля равны, то в таком случае обмотка ротора не будет пересекаться магнитным полем, поэтому не возникает ЭДС, ток ротора и момент электродвигателя будут равны нулю. Ротор уменьшит свою скорость, его обмотка будет пересекаться магнитным полем и вновь возникнет момент электродвигателя.

Скорость ротора асинхронной машины называют асинхронной скоростью, т.е. скоростью, не равной синхронной скорости. Если скорость ротора  $n$ , то роторная обмотка пересекается магнитным полем со скоростью  $(n_0 n)$ . Отношение скорости пересечения ротора с магнитным полем к асинхронной скорости называется скольжением машины

$$S = (n_0 n) / n_0. \quad (2)$$

*Маркировка обмоток статора асинхронного электродвигателя.* Выводы обмоток асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором маркируются общепринятым методом. Условные начала по устаревшему обозначению С1, С2, С3, а соответствующие им концы – С4, С5, С6. По новому обозначению начало первой обмотки принято обозначать U1 (С1), начало второй – V1 (С2), третьей – W1 (С3); конец первой обмотки – U2 (С4), конец второй – V2 (С5), третьей – W2 (С6).

При включении асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором в сеть нужно знать схему электродвигателя (обычно

шесть концов от трёх фаз), это позволяет включать электродвигатель на два разных линейных напряжения. Какая выбирается схема соединений, «звездой» или «треугольником», зависит от номинального напряжения сети и напряжения фаз электродвигателя. Схему соединения выбирают такую, чтобы на статорную обмотку приходилось номинальное напряжение. Напряжение на фазе двигателя по схеме «звезда» в 1,73 раза меньше, чем напряжение сети. Так, электродвигатель с напряжением 220/380 В по схеме «треугольник» – в сеть напряжением 220 В. Если выводы фаз имеют обозначение, то соединения по схеме «звезда» или «треугольник» не представляют трудности. Чтобы фазы соединить «звездой», нужно U<sub>2</sub>, V<sub>2</sub>, W<sub>2</sub> соединить в одну точку, а к началам фаз U<sub>1</sub>, V<sub>1</sub>, W<sub>1</sub> подвести напряжение сети (рис. 1).

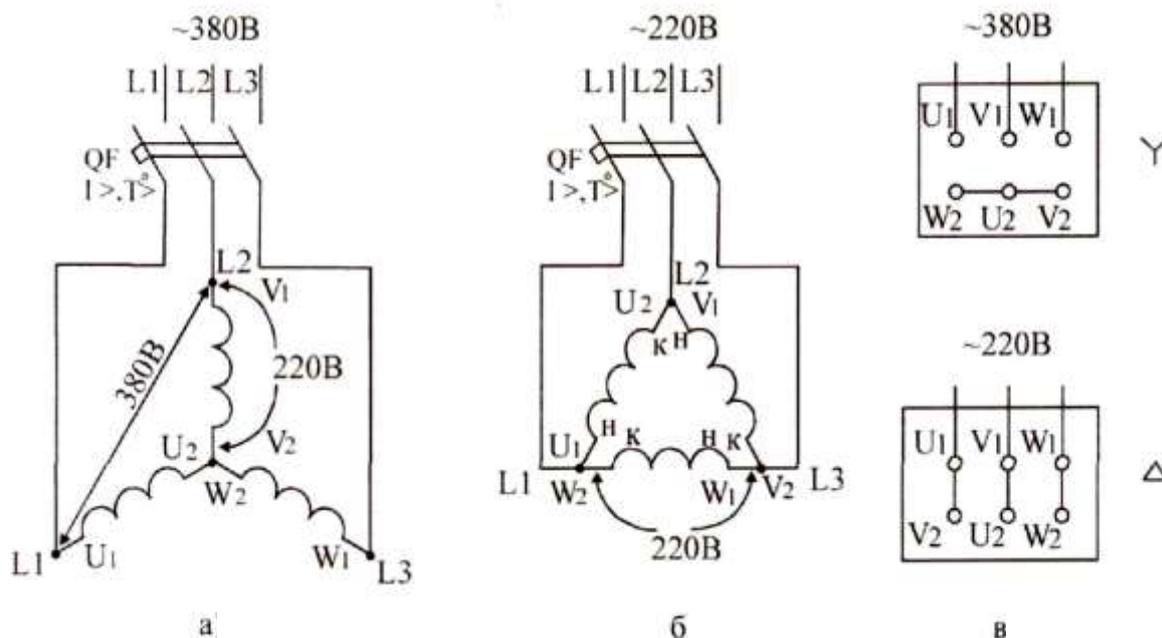


Рис. 1. Схема включения обмоток электродвигателя:  
 а – в «звезду»; б – в «треугольник»; в – исполнение схем в коробке выводов

Для соединения фаз обмотки двигателя в «треугольник» нужно конец одной фазы соединить с началом другой (например, U<sub>2</sub>–V<sub>1</sub>, V<sub>2</sub>–W<sub>1</sub>, W<sub>2</sub>–U<sub>1</sub>). К этим точкам (вершинам) необходимо подвести напряжение сети. Труднее это сделать по схемам соединения фазных обмоток при отсутствии маркировки выводных концов. В случае, когда концы не промаркированы, необходимо профазировать обмотки статора в следующем порядке. Сначала определяют пары проводов, принадлежащих одной и той же фазе (рис. 2).

Каждую пару выводов, принадлежащих отдельным фазным обмоткам, помечают. После этого определяют начало и концы обмоток,

пользуясь одним из трех известных методов: трансформации, подбора концов, открытого треугольника.

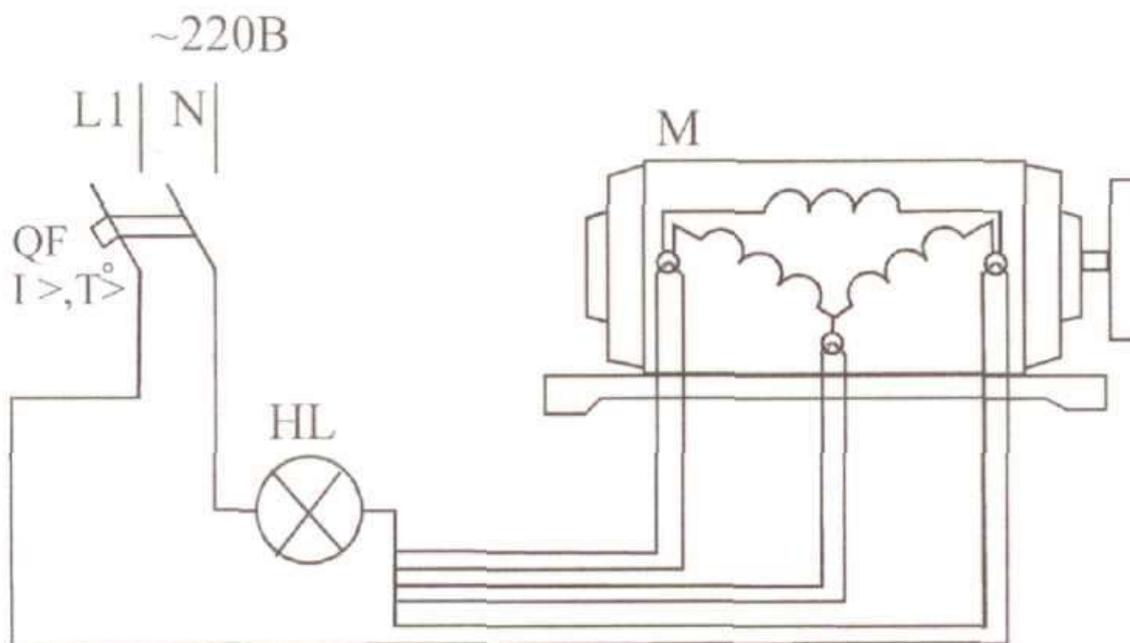


Рис. 2. Определение выводов каждой из фаз при помощи контрольной лампы

*Метод трансформации.* Этот метод заключается в том, что в одной из фазных обмоток включают контрольную лампу, а две других соединяют последовательно и включают в сеть 220 В. Когда конец одной из фаз окажется соединённым с началом другой, их общий магнитный поток будет направлен перпендикулярно плоскости обмотки третьей фазы и наведёт в ней ЭДС, вызывающую свечение контрольной лампы. Когда же в общей точке соединенных фаз окажутся два конца или два начала (рис. 3), суммарный магнитный поток обмоток, направленный теперь вдоль плоскости третьей фазы, не наведет в ней ЭДС, что подтверждается отсутствием свечения лампы или нулевым показанием вольтметра. В этом случае надо поменять местами выводы одной из фаз и включить схему снова. Если зафиксировали наличие напряжения в третьей обмотке, то помечают концы и начала двух соединённых последовательно обмоток (при этом совершенно безразлично, какой из встретившихся выводов обозначать началом, а какой – концом) (рис. 3, в).

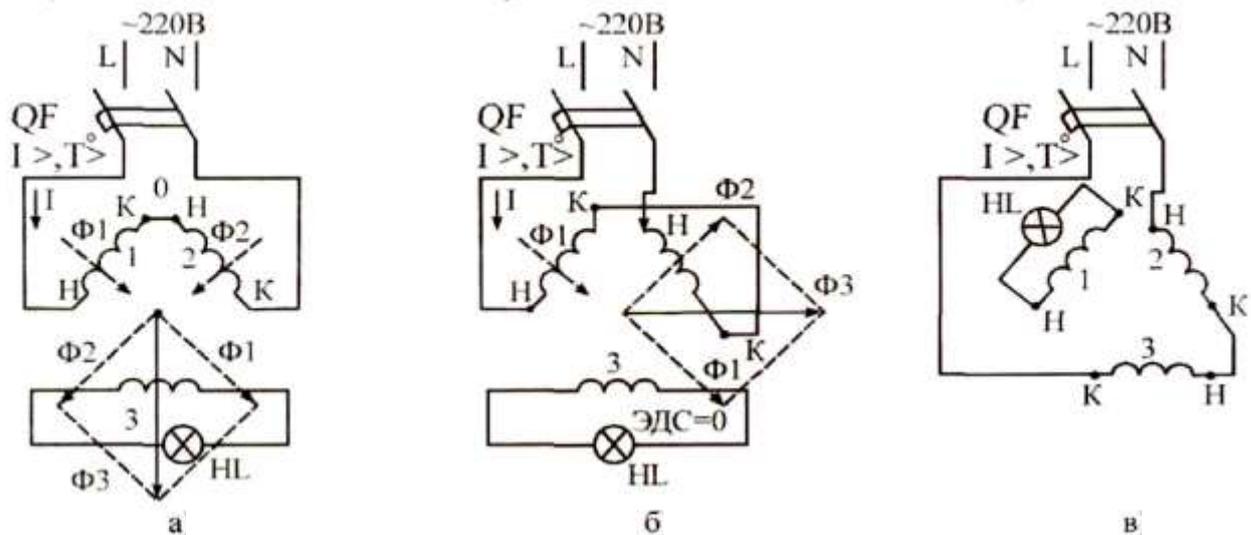
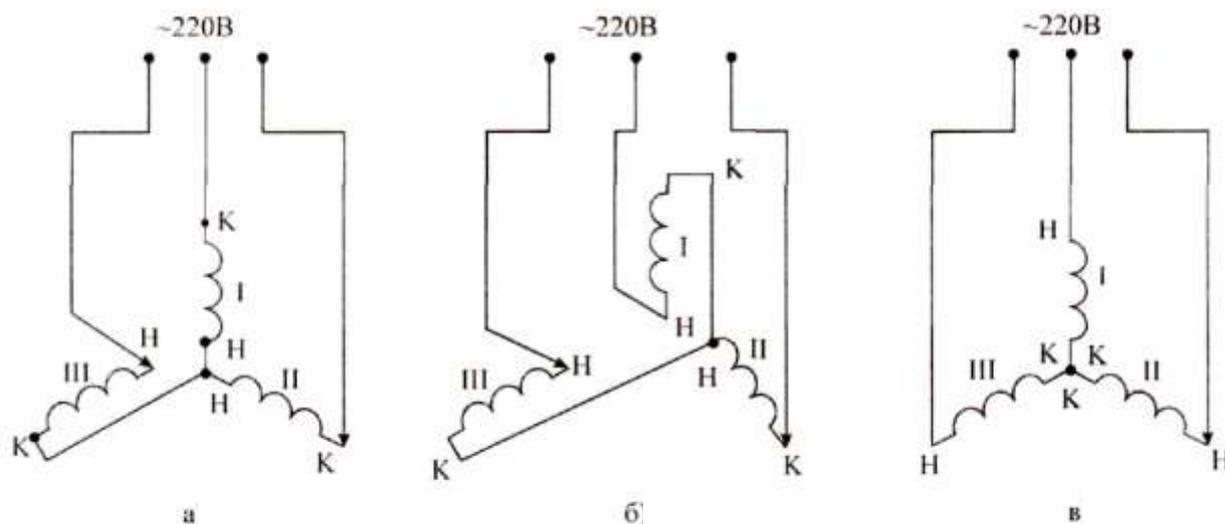


Рис. 3. Определение условных начал и концов обмоток методом трансформации

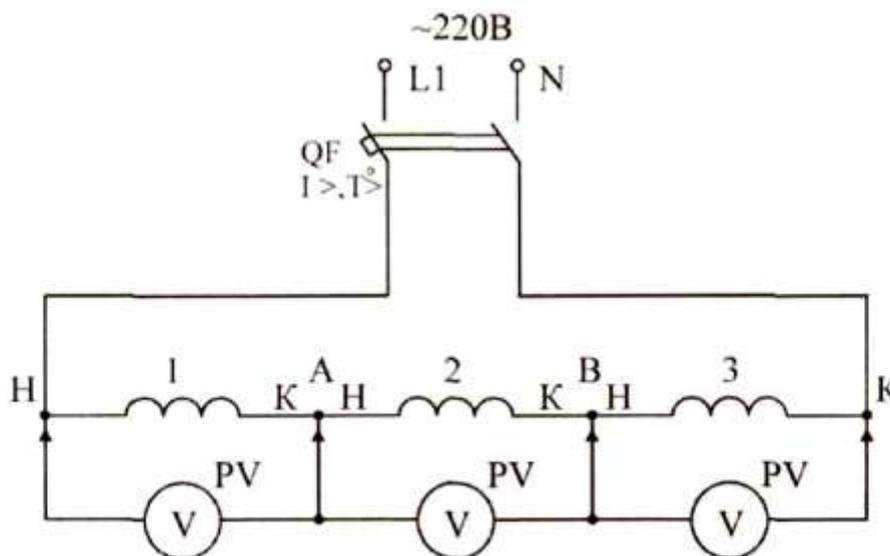
Методом подбора концов пользуются при определении начал и концов у электродвигателей мощностью до 5 кВт. По одному из выводов от каждой обмотки соединяют в общую точку, а другие выводы включают в сеть. Если в общей точке оказались все три начала или конца, то электродвигатель будет работать нормально. Тогда выводы, подведённые к сети, помечают как концы, а выводы, объединённые в общую точку, как начало. Если в общей точке оказались, например, два начала и один конец (рис. 4, а), то электродвигатель сильно гудит, ротор его не сразу трогается с места и плохо вращается. В подобном случае не следует долго (более 2–3 с) держать электродвигатель включенным в сеть. После этого меняют местами выводы одной из фаз и снова включают в сеть (рис. 4, б).

Если же и вновь схема не угадана, то выводы этой фазы возвращают на прежнее место и меняют местами выводы следующей.



*Рис. 4. Определение условных начал и концов обмоток методом подбора*

По третьему методу начала и концы обмоток определяют, собрав схему открытого треугольника (рис. 5).



*Рис. 5. Определение согласования выводов методом сравнения напряжения на обмотках, включенных в открытый треугольник*

Если в точках А и В сошлись начало и конец, вольтметр показывает одинаковое напряжение на каждой обмотке. Когда одна из обмоток «перевернута», напряжение на ней будет несколько больше, чем на двух других.

## Методика выполнения работы

Выводы обмоток асинхронного короткозамкнутого двигателя расположены на блоке зажимов с 15 до 20. Для определения пары проводов, принадлежащих одной и той же фазе, можно использовать лампу накаливания (зажимы 31, 32) или вольтметры, схема соединения которых приведена на рисунке 6.

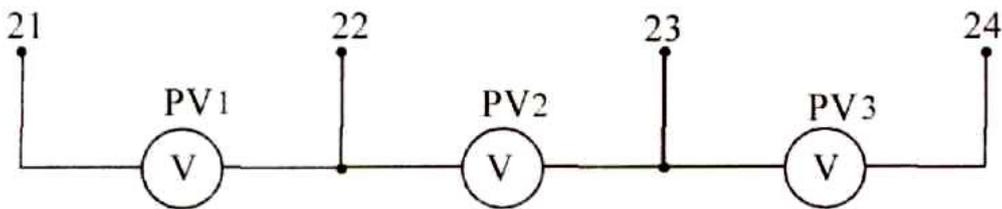


Рис. 6. Соединение вольтметров

После маркировки обмоток статора трехфазного АДКР и определения начала и конца обмоток всеми методами включить на напряжение  $\sim 380$  В двигатель, обмотки которого соединяются звездой, или на напряжение  $\sim 220$  В – обмотки, соединенные треугольником (обмотки рассчитаны на напряжение 220 В). Схема управления работой двигателя приведена на рисунке 7.

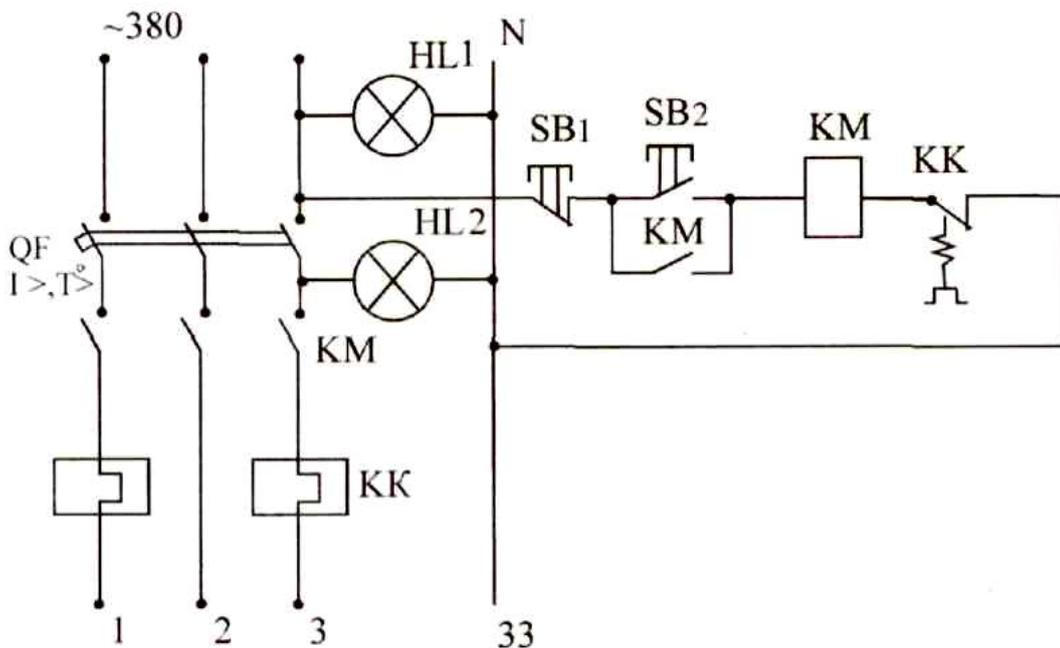


Рис. 7. Схема управления потребителями, подключенных к зажимам 1, 2, 3.

На стенде зажимы 25, 26, 27 – на  $U_{\text{л}} = 380 \text{ В}$ , а зажимы 28, 29, 30 – на  $U_{\text{л}} = 220 \text{ В}$ . Схемы включения обмоток электродвигателя в «звезду» или в «треугольник» (см. рис. 1) и подключения к схеме управления (рис. 7) представить принципиальной электрической схемой.

### **Содержание отчета**

1. Название и цель работы.
2. Схема включения обмоток электродвигателя «звездой».
3. Технические данные электрооборудования.
4. Рисунки определения условных начал и концов обмоток методом трансформации, подбора и методом открытого треугольника.
5. Выводы.

### **Контрольные вопросы**

1. Устройство АДКР.
2. Объяснить принцип работы АДКР.
3. Сущность методов определения начала и конца обмоток АДКР.
4. Как определить направление вектора магнитного потока?
5. Почему при напряжении 380 В обмотка двигателя должна соединяться звездой, а при  $U = 220 \text{ В}$  – треугольником?

## **Лабораторная работа № 2**

### **Дефектация асинхронного двигателя при ремонте**

**Цель работы.** Освоить методику проведения дефектовочных операций при ремонте асинхронного двигателя.

### **Задание к работе**

1. Ознакомиться с методами и средствами распознавания технического состояния и обнаружения неисправностей двигателя.
2. Провести дефектацию электродвигателя до разборки и после разборки.
3. Заполнить дефектовочную ведомость.
4. Оформить отчет по лабораторной работе.

## **Общие сведения**

Электрические машины, поступившие в ремонт, тщательно осматривают, а при необходимости проводят предремонтные испытания, позволяющие определить объем работы. В процессе внешнего осмотра определяют комплектность двигателя и целесообразность выполнения его ремонта. В ремонт должны поступать двигатели в собранном виде с наличием основных сборочных единиц и деталей, включая старую обмотку. Техническое диагностирование распознает состояние двигателя, конечным результатом которого служит заключение о местах неисправности объекта. Способы дефектации позволяют определить неисправности в механической или электрической части электродвигателя, а системы диагностирования решают задачи профилактического, дифференциального, функционального и прогнозирующего испытания электрооборудования.

## **Методика выполнения работы**

Дефектация электродвигателей в сборке и после его разборки является одной из наиболее ответственных операций, так как невыявленные неисправности могут привести к увеличению продолжительности и стоимости работ при повторном ремонте. Поэтому вы должны продиагностировать асинхронный короткозамкнутый двигатель в собранном и разобранном виде.

## **Внешний осмотр**

*Станина и подшипниковые щиты.* Повреждение станины чаще всего заключается в отколе лап у двигателей с чугунными корпусами и наличии трещин. Допускается прием в ремонт двигателей, у которых отбито не более двух лап, расположенных по диагонали. При отколе двух лап, расположенных с одной стороны электродвигателя, станина бракуется. Не подлежат ремонту двигатели, у которых станина имеет трещины, выходящие на посадочные места (замковое соединение с подшипниковым щитом). Подшипниковые щиты подлежат выбраковке, если они имеют трещины с выходом на посадочные места.

*Клеммная коробка.* Проверить состояние корпуса и крышки клеммной коробки, состояние изоляционной панели (подгорание, трещины, сколы).

*Целостность обмотки* проверяют при помощи мегомметра или контрольной лампы.

## Предремонтные испытания

Испытания проходят только те электродвигатели, которые не имеют обрывов в обмотках и по результатам наружного осмотра могут быть отремонтированы без замены обмотки. Следует иметь в виду, что иногда даже исправные двигатели могут поступить в ремонт (дефекты питающей среды, несоответствие номинальных данных двигателя и рабочей машины). Сопротивление изоляции обмоток фаз по отношению к корпусу и фаз относительно друг друга измеряется мегомметром на 1000 В для машин с номинальным напряжением до 660 В включительно. Измеренное сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 МОм. Испытание электрической прочности корпусной изоляции проводится с использованием испытательной установки, например ВС-23, в течение одной минуты.

Норма испытательного напряжения

$$U_{\text{исп}} = 1000 + 2U_{\text{н}}, \quad (1)$$

где  $U_{\text{н}}$  – номинальное напряжение электродвигателя, В.

Проверка состояния витковой изоляции может быть выполнена аппаратами СМ-1, ВЧФ-2.

Испытание на холостом ходу проводится в течение 30 минут. При этом замеряются величины токов холостого хода в каждой фазе, а также нагрев подшипников. Неравномерность тока холостого хода по фазам не должна превышать 5 %, а среднее арифметическое значение токов трех фаз – допустимое значение для данного типа и габарита электродвигателя.

## Дефектация разобранного двигателя

*Станина и активное железо статора.* Измеряем штангенциркулем в трех местах через  $120^\circ$  диаметр посадочного места под подшипниковый щит и сравниваем с допустимым по техническим требованиям на капитальный ремонт. Размерная цепь посадочных мест в станине и в подшипниковом щите должна обеспечивать плотную посадку.

Проверяем состояние резьбы в отверстиях для крепления подшипникового щита. Осмотр активной стали проводим с целью выявления следующих дефектов: оплавление отдельных участков стали; ослабление прессовки пакета стали; распушение («веер») крайних листов в зубцовой зоне; сдвиг отдельных листов пакета стали относи-

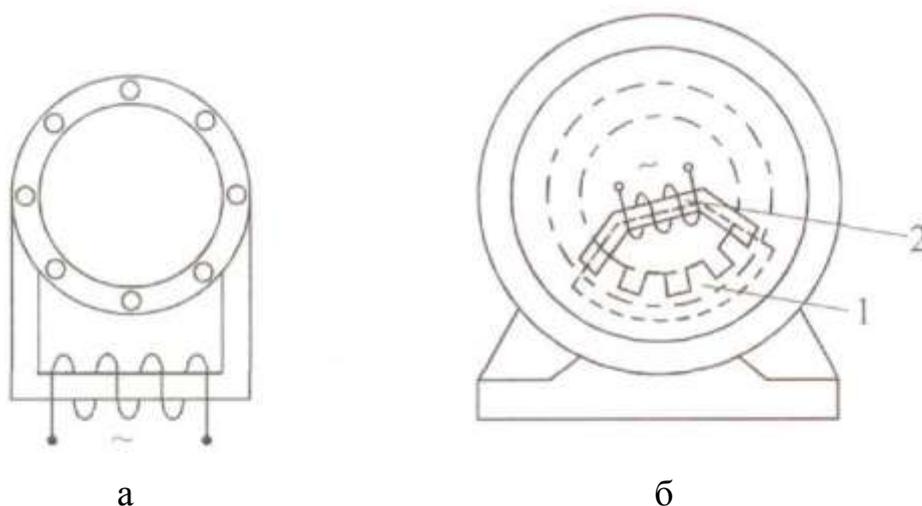
тельно друг друга. Степень прессовки определяем с помощью ножа с лезвием толщиной 0,1–0,2 мм. При удовлетворительной запрессовке лезвие ножа при сильном нажатии рукой не должно входить между листами более чем на 1–3 мм.

*Вал, ротор.* При дефектации вала необходимо обратить особое внимание на состояние посадочных поверхностей, шпоночной канавки, отсутствие искривлений. Дефекты на посадочных поверхностях вызывают нарушение concentричности и перпендикулярности посадки насаживаемых деталей. Допустимая овальность шейки не должна превышать 0,026 мм, а конусность – 0,03 мм. Овальность измеряется как наибольшая разность диаметров в одном и том же поперечном сечении шейки, а конусность – как наибольшая разность диаметра шейки в одном и том же осевом сечении вала на длине 150 мм. На посадочных местах под подшипники допускаются небольшие вмятины и задиры общей площадью не более 3–4 %. Эти дефекты можно устранить шабером или наждачной бумагой. На посадочных местах под шкив или муфту общая площадь вмятин не должна превышать 10 %.

Искривление вала может быть обнаружено путем проверки биеения вала (ротора) в центрах токарного станка при помощи индикатора. При изгибах вала до 0,01 мм на 1 м длины, но не свыше 0,2 мм на всю длину вала, правка его не обязательна. При искривлении вала до 0,3 % от длины рекомендуется вал править вхолостую, а при больших изгибах – с нагревом.

Трещины вала заваривают, если глубина поперечных трещин не превышает 10 % диаметра вала, а продольных – 10 % длины вала. Короткозамкнутый ротор должен быть плотно насажен на вал и не иметь трещин и разрывов в стержнях и короткозамыкающих кольцах. Трещины в короткозамыкающих кольцах обнаруживаются визуально. Обрыв стержней может быть определен при помощи электромагнита, питаемого переменным током. Для этого ротор укладывают на электромагнит (рис. 1), на его обмотку подают напряжение и на каждый паз поочередно накладывают стальную пластину. Если пластина не притягивается к пазу, значит, в пазу стержень имеет обрыв.

Износ контактных колец фазного ротора определяют путем измерения штангенциркулем их диаметров и сопоставления с допустимыми механическими требованиями на ремонт. Он не должен превышать 50 % первоначальной толщины кольца.



*Рис. 1. Схемы для определения неисправностей асинхронного двигателя при помощи электромагнита: а – обрыв стержней ротора; б – витковое замыкание в обмотке статора: 1 – путь магнитного потока; 2 – электромагнит*

**Воздушный зазор.** Для измерения воздушного зазора ротор укладывают внутрь статора и с помощью щупа измеряют зазор между железом ротора и статора в верхней точке с обоих торцов двигателя. Затем ротор поворачивают на  $180^\circ$  и опять измеряют зазор. Фактический воздушный зазор принимают равным половине среднего значения двух полученных измерений, если он не превышает номинальный более чем на 20 %, в крайнем случае вопрос о ремонте данного двигателя решается с заказчиком, так как при этом возникает необходимость в пересчете обмоточных данных.

**Станины и подшипниковые щиты.** Ремонт станин и подшипниковых щитов заключается в заварке трещин, приварке отломанных деталей и восстановлении изношенных посадочных поверхностей.

Трещины в чугуне заваривают биметаллическими электродами и преимущественно в горячем состоянии ацетиленоxygenным пламенем. Детали разогревают в печи до  $700\text{--}800^\circ\text{C}$ , заваривают трещину и дают ей медленно остыть вместе с печью в течение 1–3 суток (в зависимости от размеров и массы детали). Если толщина треснувшей стенки больше 5 мм, перед сваркой скашивают ее кромки по всей длине трещины под углом  $45\text{--}60^\circ$ . Начало и конец трещины засверливают, чтобы она не увеличивалась. Трещины в чугуне можно заваривать и в холодном состоянии медным или биметаллическим электродом, а также сваркой стальным электродом стальных шпилек, ввернутых в чугун на резьбе.

Изношенные посадочные поверхности подшипниковых щитов чаще всего приходится восстанавливать в местах посадки подшипни-

ков качения. Подшипниковый щит растачивают до большего диаметра и запрессовывают в него стальную втулку, которую затем растачивают до требуемого размера.

*Подшипники.* В современных машинах используют главным образом шариковые и роликовые подшипники качения, которые просты в эксплуатации, износоустойчивы и легко заменяются при повреждении. Подшипники качения подлежат замене в следующих случаях: увеличенный радиальный и осевой зазор, трещины в обоймах, разрушение сепаратора, шелушение беговых дорожек и тел качения, наличие цветов побежалости вследствие перегрева. Величину зазоров измеряют после тщательной промывки подшипников в керосине. Измерения целесообразно проводить с использованием приспособления КИ-1223, снабженного индикатором. Для определения радиального зазора делают три измерения. После первого измерения наружное кольцо поворачивают на  $120^\circ$  и проводят второе измерение, для третьего измерения кольцо поворачивают еще на  $120^\circ$ . Среднее арифметическое трех измерений принимают за значение радиального зазора. В таблице 1 приводятся данные для дефектации подшипников качения.

Таблица 1 – Допустимые значения радиальных зазоров в подшипниках качения

Диаметр вала, мм	Высота оси вращения, мм	Номер подшипника	Радиальный зазор в подшипнике, мм	
			нормальный	предельно допустимый
12	56	180501	0,003–0,0180	0,04–0,05
15	63	180502		
20	71	180204		
25	80,90	180205	0,005–0,020	0,04–0,08
30	100	180306 180606		
35	112	180607		
45	132	180609	0,006–0,023	0,05–0,10
50	160	310		
60	180	312	0,008–0,028	0,09–0,13
65	200	313		
70	225	314		
85	250,280	317	0,012–0,036	0,11–0,15
95	315	319		
110	355	322		

*Вентилятор.* Длительная нормальная работа электрической машины в значительной мере зависит от интенсивности отвода теплоты от ее нагреваемых частей. Условиями охлаждения определяется и нагрузочная способность машины, поскольку повышение температуры нагрева обмоток и других ее частей сверх нормы является главной причиной, ограничивающей мощность машины при длительных и кратковременных нагрузках. Чрезмерные нагревы и большие перепады температуры между отдельными частями машины – основные причины старения и повреждения изоляции. Охлаждение электрических машин осуществляется литыми, клепаными или сварными вентиляторами. При проверке состояния вентилятора необходимо обратить внимание на следующие возможные дефекты: ослабление крепления, погнутость и отсутствие лопаток, ослабление крепления втулки вентилятора на валу, осевое и радиальное биение.

Вентилятор считают годным, если его лопатки прочно закреплены и он плотно посажен на вал. Биение вентилятора в осевом направлении должно быть не более 1–2 мм, а в радиальном – 1 мм.

*Обмотка статора.* Если в процессе предремонтных испытаний установлено, что обмотка не имеет обрывов, замыканий на корпус, или в случае если она после испытаний и разборки подвергалась каким-то изменениям (например, изменение схемы соединения), то необходимо провести более подробную ее дефектацию.

Витковые замыкания в обмотке могут быть определены методом электромагнита. Для этого электромагнит, питаемый переменным током, укладывают внутрь статора, как показано на рисунке 1, б. На пазы, находящиеся в зоне электромагнита, накладывают стальную пластину. Если в пазу находится катушка с короткозамкнутыми витками, то пластина будет притягиваться. Пластина также будет притягиваться к пазу, находящемуся на расстоянии шага от первого. Для обнаружения витков замыканий удобно пользоваться специальными приборами ЕЛ-1, ЕЛ-3, ЕЛ-10, ПДО. В работе необходимо освоить методику работы с данными приборами по прилагаемым к ним руководствам. Если двигатель ремонтируют с полной заменой обмотки, то перед удалением старой обмотки необходимо снять и записать обмоточные данные: тип обмотки, число пазов статора –  $Z$ ; число полюсов машины –  $2p$ ; число катушек в катушечной группе (число пазов на полюс и фазу) –  $q$ ; число витков в катушках; шаг обмотки в пазах –  $u$ ; диаметр обмоточного провода; длину вылета лобовых частей; конструкцию пазовой, межвитковой и междуфазной изоляции; нарисовать эскиз катушек обмотки и торцевую схему обмотки.

Дефектацию роторной обмотки двигателя с фазным ротором выполняют аналогично.

### **Содержание отчета**

1. Дефектировочная ведомость согласно прилагаемой к работе форме.
2. Эскизы катушек и торцевая схема обмотки.

### **Контрольные вопросы**

1. Каковы требования к двигателям, принимаемым в ремонт?
2. Какие повреждения электрических машин относят к механическим, а какие – к электрическим?
3. Какие неисправности определяют в процессе внешнего осмотра электродвигателя?
4. Предремонтные испытания.
5. Нормы испытательного напряжения.
6. Дефектация разобранного двигателя.
7. Как определить обрыв обмотки ротора?
8. Как обнаружить витковые замыкания?
9. В каких случаях подшипники качения подлежат замене?

### **Лабораторная работа № 3**

#### **Испытание активной стали машин и трансформаторов**

**Цель работы.** Освоить методику проверки активной стали машин и трансформаторов при ремонте.

#### **Задание к работе**

1. Определить пробивное напряжение изоляции листов активной стали.
2. Определить сопротивление изоляции при постоянном напряжении пакета листов активной стали.
3. По данным испытания статоров машин переменного тока определить нагрев и распределение температуры по активной стали сердечника асинхронного двигателя и сравнить их с допустимыми значениями, определить значение удельных потерь в стали и сравнить их с допустимыми.

## Общие сведения

В трансформаторах и электрических машинах электротехническое железо (активная сталь) пересекается силовыми линиями меняющегося магнитного поля. При этом в активной стали индуцируются ЭДС, под действием которых в массе детали протекают вихревые токи (токи Фуко), создающие собственные магнитные потоки, противодействующие основному магнитному потоку обмоток, и вызывают нагрев железа. Чтобы уменьшить нагрев (потери энергии), магнитопроводы трансформаторов и электрических двигателей набирают из отдельных листов электротехнической стали, изолированных друг от друга специальным лаком, бумагой или пленкой окисла (окалиной), проводимость которой мала.

## Методика выполнения работы

Для определения пробивного напряжения изоляции ( $U_{\text{Мр}}$ ) листов активной стали в качестве объекта исследования берем один изолированный лист железа.

Опыт проводим в следующем порядке:

- испытуемый образец с одной стороны очищаем от изоляции;
- собираем схему для определения пробивного напряжения изоляции листов активной стали (рис. 1);
- электрод 8 устанавливаем на поверхности изолированного листа в любой точке;
- при помощи автотрансформатора 4 плавно повышаем (от минимального значения) приложенное напряжение до пробоя изоляции листа, при этом значение напряжения пробоя фиксируем вольтметром PV.

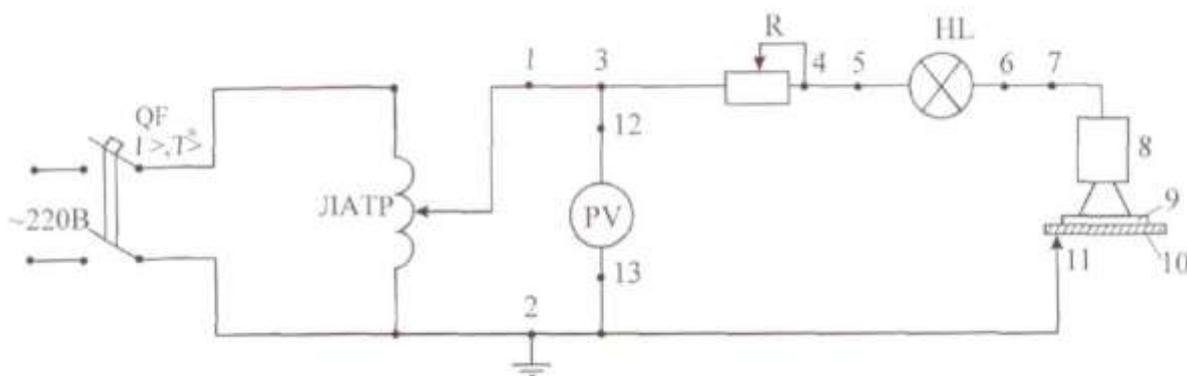


Рис. 1. Схема для определения пробивного напряжения изоляции листов активной стали: 1, 2 – выходы автотрансформатора (ЛАТР); 3–5 – реостат; 6 – сигнальная лампа; 7–11 – электроды установки; 9 – испытуемый образец; 12, 13 – вольтметр; HL – сигнальная лампа; R – регулируемое сопротивление (реостат)

В момент пробоя вспыхивает сигнальная лампа НЛ. Меняя положение установки электрода 8 (4–5 раз), находим среднее значение  $U_{пр ср}$

$$U_{пр ср} = \frac{U_1 + U_2 + U_3 + U_4 + U_5}{5} \text{ В.} \quad (1)$$

Наличие 4–5 значений  $U_{пр}$  изоляции исключает пробой воздушных включений в лаковой изоляции. Пробивное напряжение лакового покрытия должны быть не менее 100–150 В. Полученные значения  $U_{пр}$  вносим в таблицу 1.

Таблица 1 – Значения пробивного напряжения

Значение пробивного напряжения	Положение электрода					$U_{пр ср}, \text{В}$
	1	2	3	4	5	
$U_{пр i}, \text{В}$						

Для определения сопротивления изоляции пакета листов стали собираем образец из 20 листов. Весь пакет сжать прессом (пружиной) давлением 0,6 МПа.

Схема для определения сопротивления изоляции листов активной стали приведена на рисунке 2.

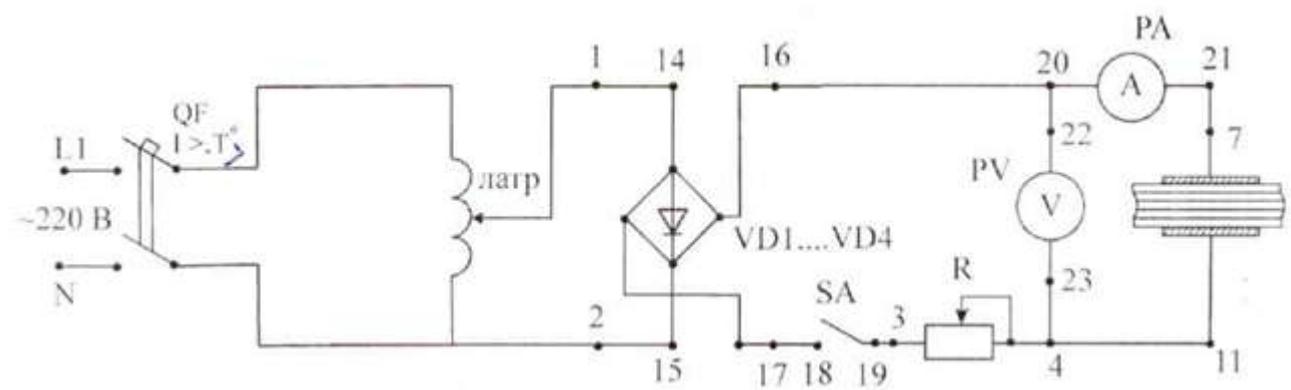


Рис. 2. Схема для определения сопротивления изоляции листов активной стали

Между электродами одинакового размера помещаем пакет стали из 20 листов и под давлением около 0,6 МПа подаем постоянное напряжение 3–5 В. Сопротивление изоляции стали должно быть не менее 50 Ом. У старых листов, бывших в эксплуатации, все бугорки и

выпучивания под действием длительного давления выпрямляются. Поэтому давление при испытании старых листов может быть снижено на 25–30 %, а сопротивление изоляции – на 20–35 %.

Данные опытов заносим в таблицу произвольной формы.

При дефектации электродвигателей перед ремонтом необходимо провести испытания, определить местные повышенные нагревы, которые появляются в результате замыканий листов стали, и удельные потери в стали. Испытание проводить при частоте 50 Гц и индукции 1 Тл. В опыте объектом испытания является активная сталь двух-трех статоров машин переменного тока.

### Порядок проведения опыта

1. Рассчитать намагничивающую обмотку, затем намотать ее на исследуемый сердечник статора (рис. 3).

При помощи магнитодвижущей силы обмотки в активной стали сердечника создается заданная магнитная индукция.

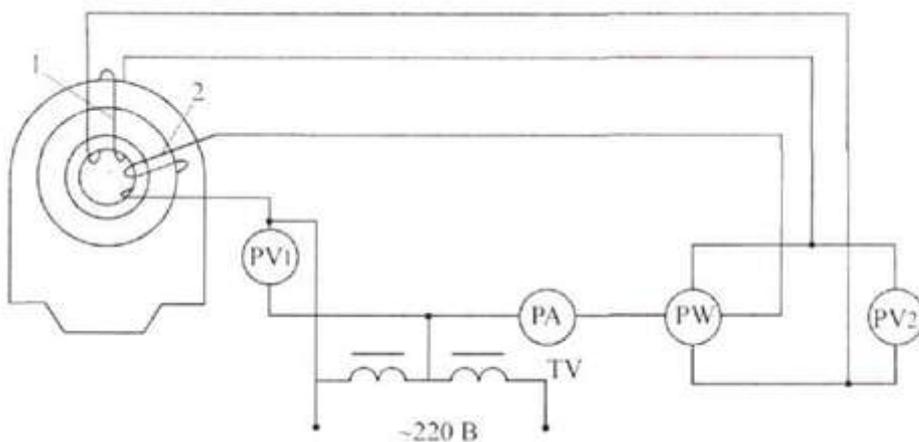


Рис. 3. Схема для испытания активной стали машин: 1 – контрольная обмотка; 2 – намагничивающая обмотка

Число витков намагничивающей обмотки

$$\omega = \frac{U}{4,44 \cdot f \cdot B \cdot h \cdot l' \cdot k_c}, \quad (2)$$

где  $U$ ,  $f$  – напряжение (В) и частота (Гц) источника тока соответственно;

$B$  – магнитная индукция в спинке статора,  $B = 1$  Тл;

$h$  – высота спинки статора, м;

$k_c$  – коэффициент заполнения пакета сталью ( $k_c = 0,95$  для лаковой изоляции);

$l'$  – длина пакета стали, м,  $l' = l - n_k \cdot b_k$ ;

$l$  – полная длина сердечника машины, м;

$n_k, b_k$  – соответственно число вентиляционных каналов и ширина канала, м.

Ток намагничивания, необходимый для выбора площади сечения провода намагничивающей обмотки

$$I_\mu = \frac{\pi \cdot D_0 \cdot H}{\omega}, \quad (3)$$

где  $H$  – напряженность стали, соответствующая заданному значению  $B$  (при  $B = 1$  Тл,  $H = 215-280$  А/м);

$D_0$  – диаметр, соответствующий середине спинки статора, м:

$$D_0 = D_n - h,$$

где  $D_n$  – наружный диаметр стали статора, м.

Измерение потерь в стали без учета полного падения напряжения в намагничивающей обмотке дает неверный результат. Чтобы устранить ошибку, обмотку напряжения ваттметра нужно присоединить к зажимам контрольной обмотки (рис. 3), число витков которой равно числу витков намагничивающей обмотки.

2. Схема испытания активной стали машины собирается соответственно рисунку 3.

3. Обмотку статора, если она имеется, на период испытания заземлять.

4. Включить схему и через 10–20 минут, не отключая напряжение, проверить на ощупь нагрев зубцов и спинки статора, а затем установить термодпары и термометры в наиболее холодные и нагретые точки статора.

5. Испытание проводить в течение 90 минут. Каждые 10 минут записывать показания всех приборов и значение температуры в таблицу 2.

Перегрев стали не должен превышать 45 °С в начале и к концу испытаний.

Таблица 2 – Результаты электрических испытаний

Номер отсчета	Время измерения	$U, В$	$I_{\mu}, А$	$P_1, Вт$	$P_{уд}, Вт/кг$	Температура в точках, °С				
						$t_1$	$t_2$	$t_3$	$t_4$	$t_5$

Разность между температурами отдельных элементов стали не должна превышать 30 °С.

Значение удельных потерь (Вт/кг) в стали определяем по формуле

$$P_{уд} = P_1 / G, \quad (4)$$

где  $G$  – масса активной стали, определяемая по размерам сердечника (плотность стали  $\gamma = 7,6$  г/см<sup>3</sup>), кг.

Для изготовления магнитопроводов силовых трансформаторов применяют сталь марок 1511–1514, удельные потери которых не должны превышать 1,5 Вт/кг, а для стали марок 3411–3415 – 2,5 Вт/кг.

Для изготовления магнитопроводов асинхронных электродвигателей мощностью до 100 кВт используют электротехническую сталь марок 2011–2013, удельные потери которых не должны превышать 4 Вт/кг.

### Содержание отчета

1. Схемы электрических соединений.
2. Значения пробивного напряжения изоляции листа активной стали.
3. Оценка качества изоляции по сопротивлению изоляции пакета листов испытываемой стали.
4. Значения перегрева стали и перепада температуры по сердечнику и сравнение полученных значений удельных потерь в стали с допустимыми.

### Контрольные вопросы

1. Назовите виды изоляции листов активной стали.
2. Нужно ли изолировать сердечник статора электрической машины от корпуса?
3. Как обнаружить место нарушения изоляции между листами пакета?
4. Почему сопротивление изоляции пакета листов стали определяется при постоянном напряжении?
5. Как зависят удельные потери в стали от ее марки?
6. Как зависит плотность стали от ее марки?

## МОДУЛЬ 2

### РЕМОНТ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

**Цель модуля.** Изучить возможные неисправности силовых трансформаторов и методы их обнаружения.

**Задачи модуля.** Ознакомиться с конструктивными элементами трансформатора. Провести наружный осмотр. Измерить сопротивление изоляции обмоток и стяжных шпилек. Измерить коэффициент трансформации обмоток трансформатора. Измерить сопротивление обмоток постоянному току.

Трансформаторные подстанции предназначены для преобразования и распределения электрической энергии. По конструктивному исполнению они разделяются на мачтовые (столбовые) (рис. 2.1, 2.2), комплектные (КТП) (рис. 2.3) и закрытого типа (рис. 2.4).

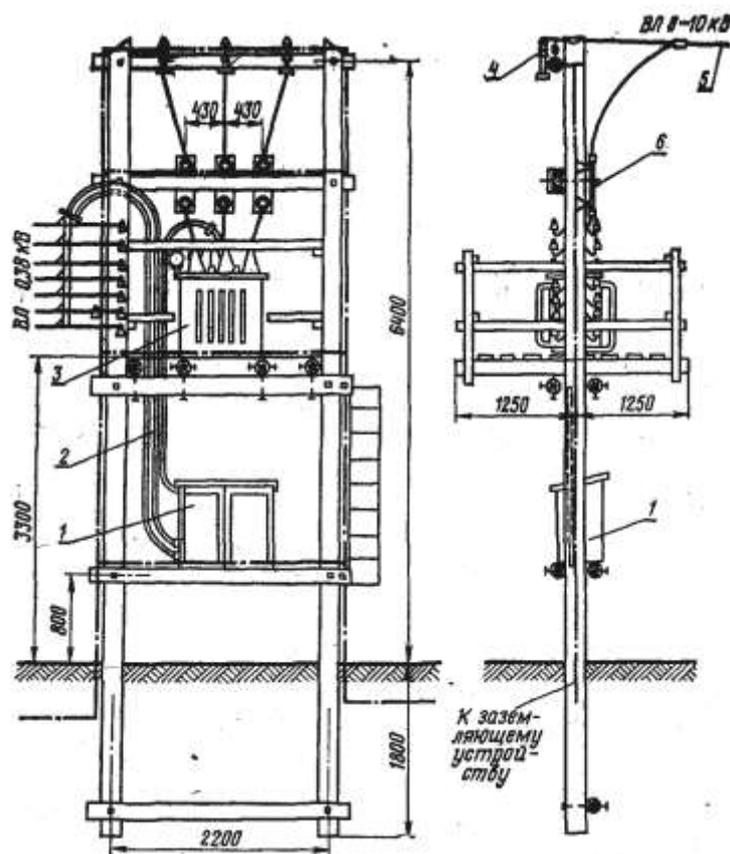


Рис. 2.1. Общий вид подстанции на П-образной опоре:

- 1 – распределительное устройство на 0,38 кВ; 2 – трубы для проводов 0,38 кВ;  
3 – силовой трансформатор; 4 – разрядник на 6–10 кВ; 5 – воздушная линия на 6–10 кВ; 6 – предохранитель на 6–10 кВ

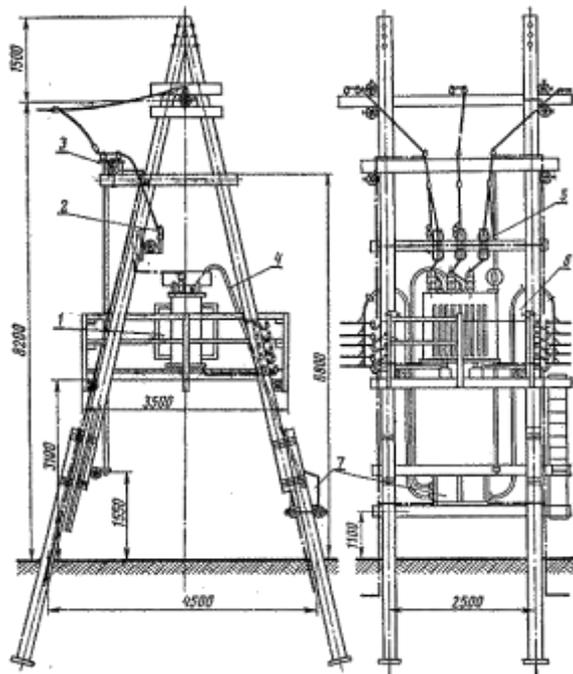


Рис. 2.2. Общий вид подстанции на АП-образной опоре:  
 1 – силовой трансформатор; 2 – разрядник на 6–10 кВ; 3 – разъединитель с приводом; 4 и 6 – трубы для проводов 380/220 В; 5 – предохранитель на 6–10 кВ; 7 – распределительные шкафы 380/220 В

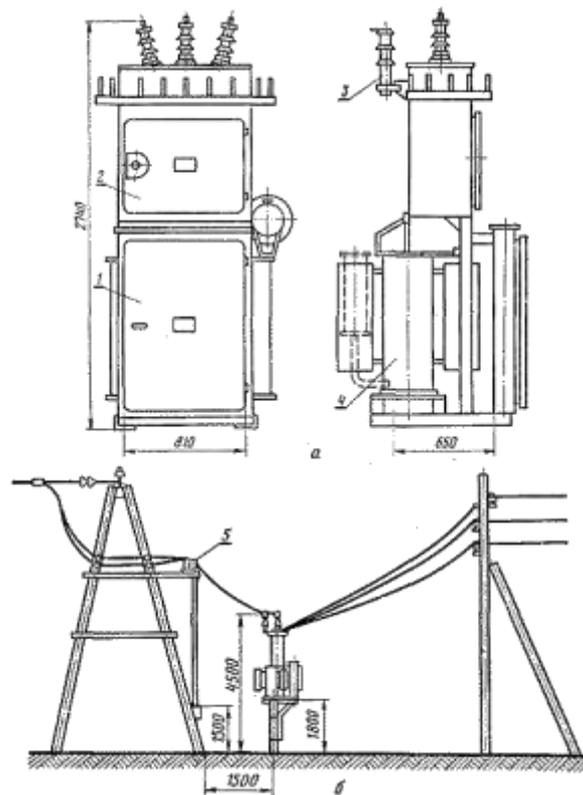


Рис. 2.3. Общий вид (а) и установка (б) комплектной подстанции КТП-160:  
 1 – распределительное устройство на 380/220 В; 2 – вводное устройство напряжением 6–10 кВ; 3 – разрядник; 4 – силовой трансформатор;  
 5 – разъединитель с приводом

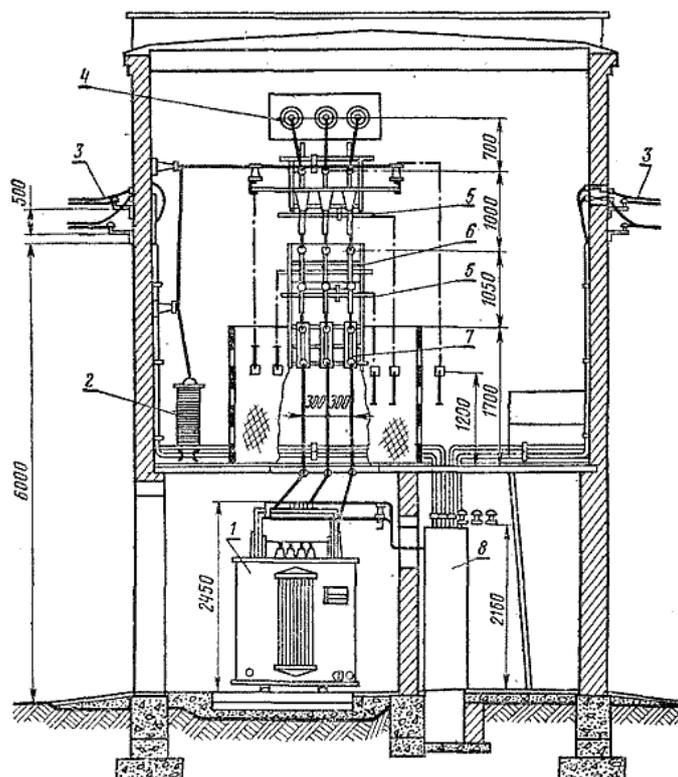


Рис. 2.4. Трансформаторная подстанция закрытого типа с воздушным вводом 20 кВ и двумя трансформаторами до 400 кВ·А каждый: 1 – силовой трансформатор; 2 – разрядник; 3 – выходы линий 0,38 кВ; 4 – вводы 20 кВ; 5 – заземляющие ножи; 6 – разъединитель; 7 – предохранители; 8 – распределительное устройство на 0,38 кВ

Ремонт распределительных трансформаторов целесообразно выполнять на предприятиях энергоремонта энергетических систем, в ведении которых находится подавляющее число работающих на селе трансформаторов.

Поэтому целью изучения модуля 2 является освоение методики проведения дефектовочных операций при ремонте трансформатора и методики испытаний силовых трансформаторов после капитального ремонта.

## 2.1 Технические условия на прием трансформаторов в ремонт

Основные повреждения трансформатора можно получить:

- при неудовлетворительной эксплуатации;
- ремонте;
- монтаже.

В основном повреждаются обмотка и ее соединения. Наиболее серьезное повреждение «пожар железа» – замыкание листов сердечника между собой или со стяжными шпильками.

Признаки повреждения трансформаторов:

- ухудшение характеристик масла;
- снижение температуры вспышки;
- повышение  $\Delta P_{xx}$  и  $I_{xx}$ .

Причины повреждения:

- посторонние металлические или токопроводящие частицы на магнитопроводе;
- выпадение на ярмо осадков коррозии расширителя;
- наличие влаги в трансформаторном масле;
- разрушение изоляции листов электротехнической стали сердечника и стяжных шпилек в результате перегрева;
- вибрации активной части из-за плохой сборки.

Обрыв заземления активной части и корпусов трансформаторов характеризуется появлением потрескивания внутри трансформатора при повышенном  $U$ , а увеличение воздушного зазора между пластинами приводит к возрастанию  $I_{xx}$ ,  $\Delta P_{xx}$ .

Повреждение обмотки может быть не только из-за естественного старения изоляции, но и из-за динамических усилий при коротком замыкании и атмосферных перенапряжений. Повреждения выводов – в основном из-за запыленности и других случаев и определяется осмотром.

### 2.1.1 Осмотры и ремонты трансформаторов

В процессе эксплуатации трансформаторов их подвергают наружным осмотрам без отключения напряжения в следующие сроки:

- в установках с постоянным дежурным персоналом или с дежурством на дому один раз в сутки;
- без постоянного дежурства – один раз в месяц;
- на ТП – один раз за полугодие (не реже);
- инженерно-технический персонал проводит контрольный осмотр не реже одного раза в год.

При появлении сигнала от газового реле и после каждого аварийного отключения производят внеочередной осмотр.

При наружном осмотре проверяют:

- 1) уровень и температуру масла;
- 2) чистоту и целостность изоляторов;
- 3) состояние кабелей и ошиновки;
- 4) чистоту поверхности кожуха (подтеки);
- 5) вентиляцию в трансформаторном помещении;

- б) целость дверей, окон, помещений;
- 7) предохранители, разъединители, привод и заземление.

На мачтовых подстанциях осмотр проводят при отключенной подстанции, но без отключения линий. Кроме наружных осмотров проводят текущие ремонты с отключением трансформатора без выемки сердечника. (Один раз в три года, а трансформаторы 35/6–10 кВ ЦП один раз в год.)

Кроме осмотров и текущих ремонтов проводят профилактические испытания:

- электрической прочности масла – один раз в год;
- химический анализ – один раз в три года.

Измерение сопротивления изоляции обмоток и степени их увлажнения входит в объем текущих ремонтов.

Первый капитальный ремонт делают (для трансформаторов  $V=35$  и  $6$  кВ) с выемкой сердечника через 6 лет после ввода в эксплуатацию, а в дальнейшем по мере необходимости ( $R_{уз}$ ). Однако сроки могут меняться в зависимости от местных условий.

Определены следующие интервалы между капитальным ремонтом трансформаторов I и II габаритов:

- 1) для новых трансформаторов – 6–8 лет;
- 2) для трансформаторов с частичной герметизацией – 4–5 лет;
- 3) для трансформаторов с восстановленным капитальным ремонтом – 2–3 года;
- 4) для трансформаторов III габарита сроки капитального ремонта зависят от ущерба потребителей  $У < (0,25 \div 0,5)$  р/кВт·ч – ремонт через 20 лет.

Объем текущего и капитального ремонта зависит от местных условий и вида повреждений (пояснить). Но текущий ремонт можно проводить на месте, капитальный ремонт – на специальных предприятиях.

## **2.1.2 Транспортировка трансформаторов.**

### **Прием трансформатора в ремонт**

Погрузка трансформаторов на автомобили должна быть механизирована и вестись строго с соблюдением правил безопасности. Применяемые при этом механизмы, приспособления и инструменты должны быть исправны, проверены и соответствовать рабочей нагрузке.

При перемещении трансформатора по наклонному настилу применяют листовую или иного сечения сталь. Угол наклона трансфор-

матора при погрузке не должен превышать  $15^\circ$ , тросы крепят за его верхнюю часть, чтобы избежать его опрокидывания. С обратной стороны трансформатора применяют оттяжку.

При подъеме и спуске трансформатора стропы подъемных механизмов крепят за скобы (рымы), приваренные к стенке бака. Нельзя поднимать трансформатор в сборе за кольца выемной (активной) части. При транспортировке на автомобилях трансформатор нужно крепить в кузове при помощи растяжек и деревянных клиньев. Наклон трансформатора при перевозке должен быть не более  $15^\circ$ . Схема технологического ремонта сложна и составляет приблизительно 46 операций. При приемке трансформатора в ремонт его тщательно осматривают и определяют особенности работы в конкретных условиях (характер нагрузки, ее значение, характер среды и др.), учитывают наличие предыдущего ремонта. При этом изучают техническую и эксплуатационную документацию. Перед ремонтом оформляют приемо-сдаточный акт или ведомость осмотра и дефектовки (форма различная). Затем открывают заказ и карту ремонта (формуляр).

Трансформатор разбирают только тогда, когда его температура  $<$  на  $5^\circ$  температуры помещения. Во избежание увлажнения держать открытым при 50–60 % влажности не более 8–12 часов.

## **2.2 Дефектация и ремонт трансформаторов**

### **2.2.1 Разборка, дефектация трансформаторов**

Принципиально схема технологического процесса ремонта трансформаторов отличается от аналогичной схемы ремонта электрических машин только наличием масляного хозяйства. Слив масла при разборке трансформатора, его испытание и химический анализ, при необходимости сушка его и регенерация дополняют процесс ремонта. Однако наличие масляного хозяйства повышает пожарную опасность и взрывоопасность ремонтного производства и требует усиленного внимания к вопросам техники безопасности.

*Дефектация трансформатора при разборке (выемной части).* Последовательность выполнения операций разборки в каждом случае зависит от конструкции трансформатора, подлежащего ремонту. В ремонт поступают современные трансформаторы отечественного производства, отличающиеся по мощности и конструктивному исполнению, и трансформаторы выпуска прежних лет, а также выпускавшиеся в прошлом и поставляемые в настоящее время зарубежными фирмами, поэтому рекомендовать какую-либо единую технологию

ческую последовательность выполнения операций разборки и ремонта всех поступающих трансформаторов невозможно. Однако, чтобы освободить крышку трансформаторов, необходимо начинать с демонтажа газового реле, термометра, расширителя, предохранительной трубы и других устройств и деталей, расположенных на крышке. Закончив первый этап разборки, переходят ко второму, наиболее сложному и трудоемкому – демонтажу обмоток.

*Обмотки.* Освобожденную от болтов крышку стропят за подъемные рымы, накрученные на выступающие из крышки резьбовые концы подъемных шпилек, закрепленных на ярмовых балках верхнего ярма магнитопровода. При подъеме активной части трансформаторов с вводами, расположенными на стенках баков, вначале отсоединяют отводы и демонтируют вводы, а затем поднимают активную часть трансформатора. При осмотре обмоток трансформатора обращают внимание на следующее: состояние витковой изоляции (визуально); отсутствие деформации и смещения обмоток в рациональном и осевом направлениях относительно магнитопровода и относительно одна другой, что может быть следствием сдвигов и ослаблений прокладок, планок, распорок; состояние паек на обмотках и соединений на анцапфном переключателе; состояние охлаждающих каналов между обмотками, а также между обмоткой НН и магнитопроводом. Изоляционные и дистанционные детали: цилиндры, перегородки, прокладки – изготавливают преимущественно из электрокартона, а планки и рейки – из твердых пород дерева, обычно бука. При осмотре этих деталей необходимо проверить прочность их крепления, нет ли усушки, пробоев изоляции, которые сопровождаются появлением прожогов, трещин, обугливанием и растрескиванием.

Для определения состояния изоляции, например электрокартона, из нескольких мест (из изоляции ярма, изоляции между слоями, витками и т.д.) вырезают образец в виде полоски, которую сгибают под прямым углом и затем свободно складывают вдвое без сдавливания места сгиба.

Если при полном сгибе вдвое электрокартон не ломается, изоляция хорошая (свежая); если при полном сгибе образуются трещины, изоляция удовлетворительная; когда при полном сгибе изоляция ломается, она ограниченно годная; изоляция, которая ломается при сгибе до прямого угла, негодная.

Изоляцию по ее состоянию можно подразделить на четыре класса:

I класс – изоляция хорошая (при нажатии рукой она мягкая и не дает трещин);

II класс – изоляция удовлетворительная (при нажатии рукой она сухая, твердая, но трещин не образует);

III класс – изоляция ненадежная (при надавливании рукой на ней появляются мелкие трещины или она расслаивается);

IV класс – изоляция плохая и к дальнейшей эксплуатации она не пригодна (при нажатии рукой она осыпается).

Если при ремонте требуется изготовление новых обмоток, а заводская техническая документация отсутствует, необходимо во избежание ошибок в определении размеров обмоток составить подробный эскиз установки обмоток на магнитопроводе с указанием размеров окна и магнитопровода и всех размеров катушек, изоляции и каналов в радиальном и осевом направлениях.

*Магнитопровод.* При дефектации магнитопровода обращают внимание на следующее:

- отсутствие оплавлений листов активной стали;
- отсутствие цветов побежалости и ржавчины на стали, что свидетельствует об удовлетворительном состоянии межлистовой изоляции и магнитопровода (отсутствие перегрева);
- качество шихтовки (отсутствие перекоса стержней, увеличенных зазоров в местах стыков);
- состояние изоляции стяжных шпилек и ярмовых балок, качество прессовки активного железа.

Состояние изоляции стяжных шпилек и ярмовых балок оценивают по значению сопротивления их изоляции относительно магнитопровода. Сопротивление изоляции измеряется мегомметром на 1000–2500 В. Значение сопротивления изоляции не нормировано. Исходя из опыта ремонта и эксплуатации трансформаторов, считают, что сопротивление изоляции этих частей относительно магнитопровода должно быть не ниже 10 МОм. Качество прессовки магнитопровода проверяют остро заточенным ножом, кончик его лезвия при среднем усилии нажатия не должен входить между листами стали на глубину более 3 мм.

### **2.2.2 Ремонт обмотки**

Ремонт трансформаторов ведут в строгом соответствии с технологическими картами, в которых указана последовательность операции, их объем, а также приборы, инструмент и приспособления.

Обмотки НН трансформатора выполнены одно-двухслойными цилиндрическими, ВН – многослойными. Провод НН обычно прямо-

угольный (с кабельной бумагой (ПБ) или с кабельной бумагой и хлопчатобумажной отметкой, марка провода ПББО). Провод ВН имеет круглое сечение и может иметь бумажную изоляцию, эмалевую или комбинированную (ПЭЛБО).

Ремонт обмотки обычно состоит в новой намотке катушки (из нового провода) или в восстановлении старой. Размеры катушки должны строго соответствовать старым размерам. При восстановлении катушки используются универсальные шаблоны.

### 2.2.3 Сушка и пропитка обмоток

В настоящее время почти все электромашиностроительные заводы не пропитывают лаком обмотки трансформаторов.

Однако следует учесть, что пропитка обмоток улучшает механическую прочность обмоток. При обычной пропитке лак проникает в первые 2–3 слоя обмотки и частично цементирует ее. При использовании ультразвука при пропитке обмоток лак более глубоко проникает в изоляцию, заметно улучшаются характеристики изоляции и механическая прочность обмоток (влагостойкость, химостойкость и теплостойкость).

Сушить обмотки трансформатора нужно обязательно как при замене их новыми, так и после их ремонта. Это можно делать как в стационарных печах, так и на месте ремонта трансформаторов.

Сушку можно проводить с применением вакуума (более совершенная сушка) и без него, при наличии естественной или искусственной вентиляции. Нагреватели в стационарных печах могут быть самыми различными: паровыми, индукционными, электрическими. Чаще всего применяются электрические нагреватели, их обычно рассчитывают по эмпирическим формулам. Например,

$$P_{\text{наг}} = \frac{0,4S_n + 2000}{100},$$

где  $P_{\text{наг}}$ ,  $S_n$  – мощность нагревателя (кВт) и номинальная мощность трансформаторов, одновременно подвергаемых сушке, кВ·А.

Подачу вентилятора ( $\text{м}^3/\text{ч}$ ) определяют из расчета  $Q_{\text{в}} = 0,6 P_{\text{н}}$  при температуре печи около  $100\text{ }^\circ\text{C}$ , температуре окружающего воздуха  $10\text{--}15\text{ }^\circ\text{C}$  и объеме печи  $2,5\text{--}3,5\text{ м}^3$ .

Поверхность нагревателя определяют из выражения  $\frac{S_i}{V_i} = 0,4$ .

По этому же выражению выбирают материал нагревателя и получают все его остальные характеристики и мощность печи.

Сушку трансформатора в собственном баке можно выполнять горячим маслом с фильтрацией последнего, горячим воздухом от калорифера (воздуходувки), током короткого замыкания, потерями в баке (при помощи намагничивающей обмотки) и током нулевой последовательности. Последние два способа сушки получили наибольшее распространение. Они довольно подробно описаны в практикуме к лабораторным работам.

К прогрессивным способам относят сушку инфракрасным облучением. Ее можно вести с применением стационарной камеры с нагревателями и без нее, в помещении или на открытом воздухе. Нагрев осуществляют лампами инфракрасного излучения с зеркальным отражением, которые монтируют в переносные секции со всех сторон активной части трансформатора на расстоянии не менее 300 мм. Плотность энергии одной лампы составляет  $0,3 \text{ Вт/см}^2$ , достигая для крупных ламп  $0,4 \text{ Вт/см}^2$ . В трансформаторах I и II габаритов общая мощность ламп, необходимых для сушки, колеблется от 6 до 12,5 кВт, продолжительность сушки – от 18 до 28 часов. При данном способе сушки влага движется от внутренних слоев к наружным, что ускоряет процесс сушки. Недостаток этого способа заключается в дефицитности и дороговизне инфракрасных ламп. При необходимости можно использовать лампы накаливания мощностью на 20 % больше, но с подводом к ним напряжения питания на 10 % ниже номинального. Широко используется следующая технология пропитки.

Катушки сушат при  $\Theta=105 \text{ }^\circ\text{C}$  в течение нескольких часов. Потом охлаждают до  $50\text{--}60 \text{ }^\circ\text{C}$  и опускают в ванны с проточным лаком (бакелитовый или глифталевый). Пропитка заканчивается после прекращения выделения газа ( $15\div 20$  минут). Затем лак стекает, обмотки сушат и отправляют на сборку.

#### **2.2.4 Ремонт магнитопровода**

Расшихтовку магнитопровода начинают с верхнего ярма со стороны высоковольтных выводов до середины, затем со стороны НН. Листы желательно складывать в том же порядке, в каком они размещались в ярме.

Расшихтовку нижнего ярма производят в том же порядке (вместо дефектных листов можно вставить полоски картона). Этот процесс прост, но его надо производить аккуратно (не перепутать листы и не повредить изоляцию).

Ремонт: замена поврежденных листов и восстановление изоляции. Если нет новых листов – можно использовать старые, если повреждение поперечного сечения составляет не более 40 %, а выжженная площадь составляет не более 10 %.

При дефектации магнитопровода обращают внимание на следующее:

- отсутствие оплавлений листов активной стали;
- отсутствие цветов побежалости и ржавчины на стали, что свидетельствует об удовлетворительном состоянии межлистовой изоляции и магнитопровода (отсутствие перегрева);
- качество шихтовки (отсутствие перекоса стержней, увеличенных зазоров в местах стыков);
- состояние изоляции стяжных шпилек и ярмовых балок;
- качество прессовки активного железа.

Состояние изоляции стяжных шпилек и ярмовых балок оценивают по значению сопротивления изоляции их относительно магнитопровода. Сопротивление изоляции измеряется мегомметром при напряжении 1000–2500 В. Значение сопротивления изоляции не нормировано. Исходя из опыта ремонта и эксплуатации трансформаторов, считают, что сопротивление изоляции этих частей относительно магнитопровода должно быть не ниже 10 МОм. Качество прессовки магнитопровода проверяют остро заточенным ножом, кончик его лезвия при среднем усилии нажатия не должен входить между листами стали на глубину более 3 мм.

Ремонт активной части, помимо дефектации, включает в себя следующие работы: демонтаж крышки и отводов; расшихтовку верхнего ярма; съём обмоток и изоляции; ремонт магнитопровода; изготовление, установку изоляции, насадку и расклиновку обмоток; шихтовку верхнего ярма; опрессовку обмоток и ярма; пайку, изолирование и крепление отводов; межоперационный контроль. При ремонте трансформаторов необходимо стремиться как можно меньше разбирать активную часть, так как любая разборка не только увеличивает трудовые затраты, но и сопровождается разрушениями изоляции обмоток и стали сердечника, что ведет к снижению надежности трансформатора.

В распределительных трансформаторах в настоящее время нашли применение цилиндрические одно- и двухслойные обмотки на напряжение до 0,5 кВ и многослойные цилиндрические обмотки на напряжение до 35 кВ. Оба типа обмоток просты в производстве, но недостаточно прочны при воздействии на них осевых сжимающих усилий.

Следует учесть также, что с 50-х годов прошлого века промышленность выпускает трансформаторы с сердечником из холоднокатаной стали и алюминиевыми обмотками. Поэтому, как правило, трансформаторы старых серий с горячекатаной сталью сердечника и бумажной изоляцией между его листами не рекомендуется применять, так как они имеют повышенные потери холостого хода. Речь идет прежде всего о ремонте трансформаторов с повреждением сердечника, а также медных обмоток. Ремонт трансформаторов, как и электрических машин, ведут в строгом соответствии с технологическими картами, в которых перечислены ремонтные операции и указаны приборы, инструмент и приспособления, необходимые для ремонта. Ремонт активной части от крышки – армированные вводы заменяют съемными.

Ремонт съемных вводов несложен, требуется только обязательная смена уплотнений.

Заслуживает внимания модернизация расширителей: устройство съемного дна для возможности чисток внутренней поверхности расширителя; модернизация маслоуказателя (его герметизируют и соединяют сверху и снизу с внутренней полостью расширителя); замена трубы, соединяющей расширитель с баком трансформатора (если ее патрубок недостаточно выступает внутрь расширителя); установка воздухоосушителя (детали воздухоосушителя можно получить с трансформаторостроительных заводов); перемаркировка уровней масла в расширителе.

При ремонте баков необходимо реконструировать крепление активной части в баке и установить термосифонный фильтр, если он отсутствовал.

### **2.2.5 Сборка трансформатора**

При сушке активной части изоляции она «усыхает», поэтому ее обязательно подпрессовывают и при необходимости дополнительно расклинивают, а также подтягивают все резьбовые соединения отводов, переключателей и т.д. При проведении межоперационного контроля измеряют сопротивления изоляции, определяют коэффициент абсорбции, испытывают электрическую прочность стяжных шпилек относительно магнитопровода и ярмовых балок мегомметром на 2500 В, проверяют наличие заземления активной стали и всех ярмовых балок.

Масло желательно заливать в теплый бак.

После установки крышки и заливки активной части маслом монтируют все наружные узлы, в том числе расширитель, а затем через трубку в расширитель заливают масло до нормального уровня. Часто доливку масла совмещают с проверкой трансформатора на герметичность, созданием избыточного столба масла высотой 1,5 м в течение 3 часов (рис. 2.5).

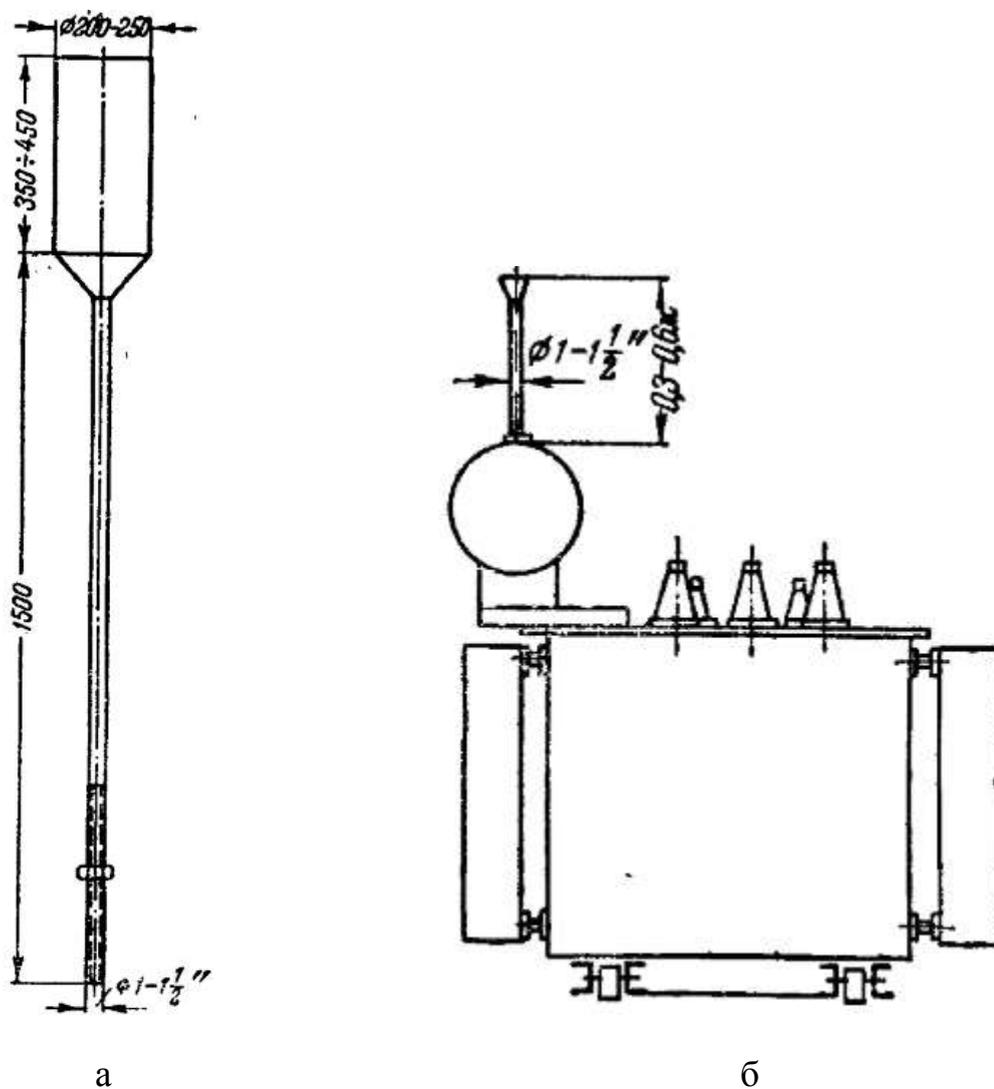


Рис. 2.5. Схема проверки герметичности уплотнений трансформатора давлением столба масла: а – трубка с воронкой, устанавливаемая на крышке бака трансформатора до начала монтажа; б – трубка с воронкой, устанавливаемая на расширителе после окончания монтажа

Сорбент в воздухоосушитель засыпают на месте монтажа трансформатора перед его включением в сеть, так как сорбент может быть поврежден в процессе транспортировки трансформатора.

Сборку трансформатора ведут в обратном порядке, разборке.

## 2.2.6 Межоперационный контроль

При сборке трансформатора можно выделить три основные операции, от которых зависит надежная работа трансформатора:

### 1. Намотка катушек.

При намотке катушек проверяют:

- площадь поперечного сечения и марку провода;
- число витков в слое, число слоев;
- тип межслоевой изоляции;
- размеры уравнильных поясков;
- направление намотки;
- схему соединения.

### 2. Сборка выемной части.

При сборке выемной части проверяют:

- изоляционное расстояние между катушками и ярмом;
- между сердечником и обмоткой НН;
- между обмотками НН и ВН;
- между обмотками ВН разных фаз.

### 3. Сборка сердечника и ярма.

При сборке сердечника и ярма проверяют правильность шихтовки (чтобы не было переносов и значительных зазоров на стыке).

Полностью собранную часть трансформатора (выемную) проверяют на замыкание (ВН, НН и другие вариации). Собранную выемную часть подвергают сушке. Так как  $R_{из}$  трансформатора не нормируется, то основным критерием состояния изоляции является кривая  $R_{из} = f$  при  $\theta - \text{const}$  (рис. 2.6).

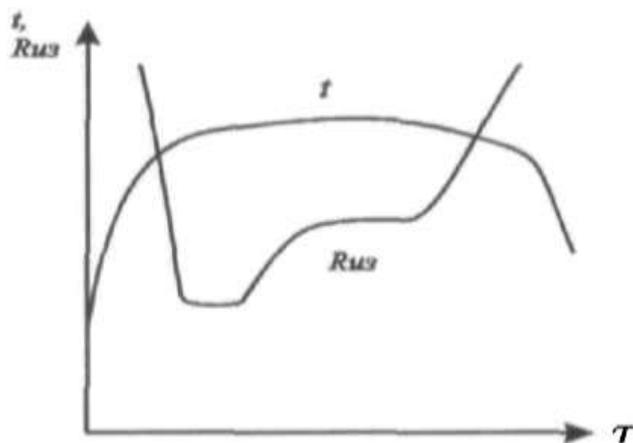


Рис. 2.6. Кривые зависимости сопротивления изоляции  $R_{из}$  от продолжительности сушки

С ростом  $\Theta$   $R_{uz}$  понижается тем сильнее, чем больше увлажнена изоляция. Достигнув установившегося состояния, сопротивление изоляции остается некоторое время неизменным, затем возрастает до нового значения (если  $R_{uz} = \text{const}$  в течение 6–8 часов – конец процесса сушки). При отключении источника нагрева  $R_{uz}$  возрастает, и тем круче, чем больше влаги осталось в изоляции. Полученное значение  $R_{uz}$  сравнивают с заводом изготовителем.  $R_{uz} \leq$  на 30 % от  $R_{uz}$  (новой изоляции). Иногда сушку повторяют, чтобы убедиться в глубине сушки.

### 2.2.7 Сушка обмоток трансформаторов

Методы: сушка потерями в собственном баке и на месте установки токами «нулевой» последовательности. В обоих случаях сушку проводят на месте установки трансформатора при любой  $\Theta_0$ , но со сливом масла из баков.

Индукционный метод. На бак наматывается обмотка для равномерного распределения температур на 40–60 % высоты бака снизу (внизу витки плотнее, чем вверху). Провод может быть любого сечения (рис. 2.7).

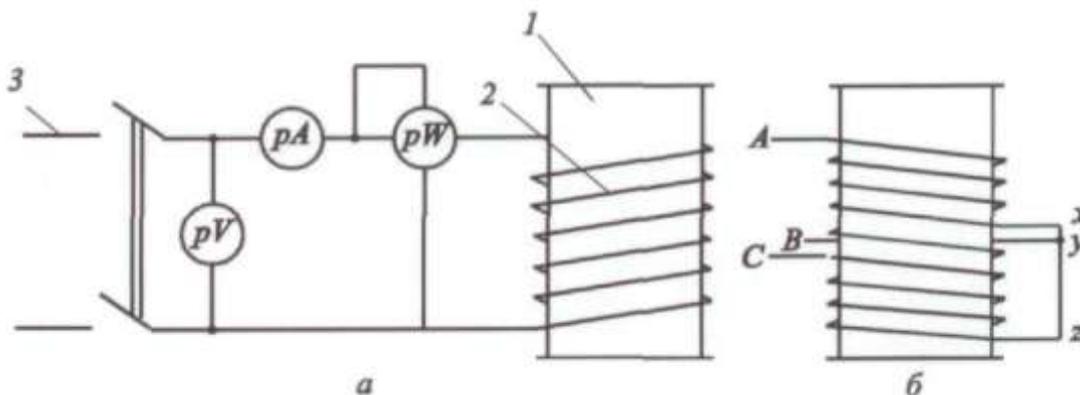


Рис. 2.7. Схема трансформатора при помощи намагничивающей обмотки: а – однофазная намагничивающая обмотка; б – трехфазная намагничивающая обмотка; 1 – бак трансформатора; 2 – намагничивающая обмотка; 3 – источник питания

$$W = U \cdot A / L,$$

где  $U$  – напряжение источника, В;

$L$  – периметр бака, М;

$A$  – выбираем из диапазона в зависимости от  $\Delta P$  (удельные потери) ( $\Delta P = 0,75 \div 3$ ) ( $A = 2,33 \div 1,34$ ).

$$\Delta P = K_T \frac{F}{F_0} (\Theta_k - \Theta_0),$$

где  $K_T$  – коэффициент теплоотдачи ( $K_T=5$  – для утепленного,  $K_T=12$  кВт/м<sup>2</sup> – для неутепленного трансформатора);

$F$  – площадь поверхности бака;

$F_0$  – площадь поверхности бака, занятого обмоткой;

$\Theta_k$  – температура нагрева ( $\Theta_k=105$  °С);

$\Theta_0$  – температура окружающей среды.

Ток в обмотке равен

$$I = \frac{\Delta P \cdot F_0}{V \cdot \cos \varphi}.$$

$\cos \varphi = 0,5 \div 0,7$  (с гладкими или трубчатыми баками).

$\cos \varphi = 0,3$  (с ребристыми баками).

Чем толще стенки, тем больше  $\cos \varphi$ .

$\Theta$  нагрева регулируют подводимым  $U$ ,  $W$  и периодическим отключением.

### 2.2.8 Сушка токами нулевой последовательности

Этот метод от предыдущего отличается тем, что намагничивающей обмоткой служит одна из обмоток трансформатора, соединенного по схеме нулевой последовательности. Трансформаторы в сельском хозяйстве имеют 12-ю группу соединений. В этом случае удобно использовать обмотку НН (так как имеется выведенный 0) (рис. 2.8).

Разогрев проводится за счет потерь в обмотках, стали магнитопровода и его конструктивных деталях (т.е. имеются внутренние и внешние источники тепла). Параметры сушки этим способом определяются следующим образом.

Мощность, потребляемая обмоткой,

$$P_0 = \Delta P F,$$

где  $\Delta P = 0,65 \div 0,9$  кВт/м<sup>2</sup> (удельный расход мощности).

При  $\Theta_k = 100 \div 110$  °С.  $\Theta_0 = (10 \div 20)$  °С.

Подводимое U

$$U = \sqrt{\frac{P_0 Z_0}{3 \tilde{n} \cos \varphi_0}},$$

где  $Z_0$  – полное сопротивление нулевой последовательности (можно определить опытным путем по приведенной схеме);

$\cos \varphi_0$  – тоже определяется опытным путем (по вышеприведенной схеме).

$$I_0 = I_H \sqrt{\frac{10}{S_{HT}}},$$

где  $S_{HT}$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

При этом потребление мощности уменьшается до 40 % и время до 40 %. Недостаток – необходимо регулирующее устройство (можно использовать сварочный трансформатор – источник питания).

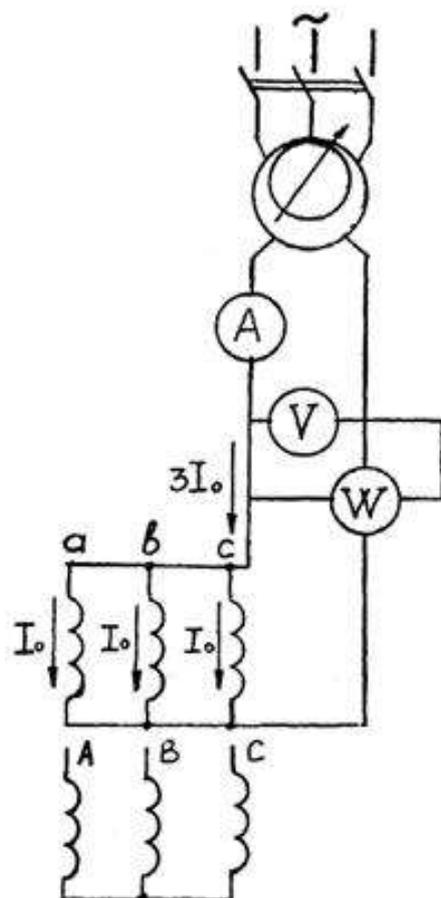


Рис. 2.8. Схема сушки трансформатора токами нулевой последовательности

## 2.3 Виды испытаний

Испытания электрооборудования подразделяются на следующие виды.

1. *Профилактические*, проводящиеся в период эксплуатации электрооборудования по графику ППРЭ с.-х. Их объем и периодичность установлены местными инструкциями в зависимости от условий и режимов работы электрооборудования.

2. *Браковочные* испытания или дефектация электрооборудования перед ремонтом. Они подробно описаны выше.

3. *Пооперационные* испытания в процессе ремонта (межоперационный контроль – МОК).

4. *Контрольные* испытания. Этим испытаниям подвергают любое электрооборудование, которое побывало в ремонте, независимо от объема ремонта. Цель контрольных испытаний – установить соответствие выпускаемого после ремонта электрооборудования паспортным данным, техническим условиям на ремонт, стандартам и т.д. Это основной вид испытаний электрооборудования.

5. *Приемосдаточные* испытания, которые проводят при приеме крупного электрооборудования в эксплуатацию после его монтажа или ремонта на месте установки.

6. *Типовые*, или *специальные*, испытания. Их проводят для электрооборудования, которое при ремонте подвергалось переделке или реконструкции с изменением обмоточных данных.

После ремонта трансформаторы подвергают двум видам испытаний: контрольным и типовым.

Контрольным испытаниям подвергают каждый выпускаемый из ремонта трансформатор. Типовым подвергают трансформаторы, при ремонте которых были внесены какие-либо изменения параметров: напряжение, тип обмотки, марка провода и т.п.

В объем контрольных испытаний входит:

- 1) определение коэффициента трансформации;
- 2) проверка группы соединения обмоток методом фазометра или с помощью двух вольтметров;
- 3) измерение сопротивления обмоток постоянному току;
- 4) испытание трансформаторного масла;
- 5) измерение сопротивления изоляции обмоток относительно друг друга и бака;
- 6) испытание электрической прочности изоляции обмоток;

- 7) опыт холостого хода;
- 8) испытание витковой изоляции обмоток;
- 9) опыт короткого замыкания;
- 10) испытание бака на плотность.

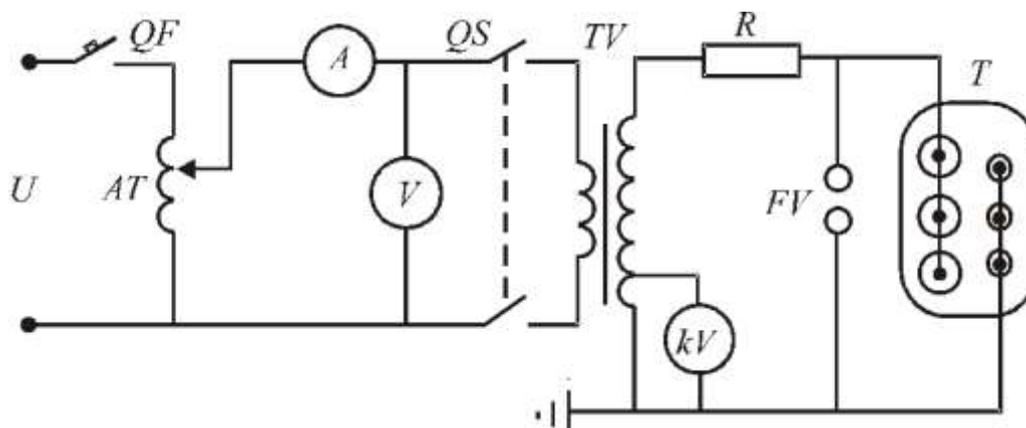
Типовые испытания дополнительно включают:

- 1) испытание на нагрев;
- 2) испытание герметичности бака трансформатора (для трансформаторов мощностью 630 кВА и выше);
- 3) испытание динамической прочности обмоток при внезапных коротких замыканиях.

Испытание электрической прочности изоляции проводят для полностью собранных и залитых маслом трансформаторов (рис. 2.9). Значения испытательных напряжений трансформаторов на заводе-изготовителе следующие.

Номинальное напряжение трансформатора, кВ	3	6	10
Испытательное напряжение, кВ	18	25	35

Испытательные напряжения трансформаторов после капитального ремонта снижаются до 90 % от приведенных выше для отечественных трансформаторов и до 85 % для импортных; после ремонта без смены обмоток это напряжение уменьшается до 75 % для всех типов трансформаторов.



*Рис. 2.9. Схема испытания электрической прочности изоляции обмотки трансформатора*

Изоляцию обмоток испытывают при помощи аппаратов ТУ-158, ТУ-235, АКИ-50, АИИ-70, АИИМ-72 и др. Испытание длится одну минуту. Включение повышенного напряжения может быть сделано толчком при напряжении до 25 % испытательного, после испытания

напряжение снижают до этого же значения и отключают. Напряжение должно быть синусоидальным, частота 50 Гц, с отклонениями не более  $\pm 5\%$ .

Мощность испытательной установки должна составлять не менее 0,5–1,0 % мощности испытуемого трансформатора.

Результаты испытаний считаются положительными, если не произошло пробоя изоляции, перекрытий и скользящих разрядов, отмеченных приборами.

Опыт холостого хода проводят для определения тока и потерь холостого хода. Среднее арифметическое значение фазного тока холостого хода не должно отличаться от заводских значений более чем на 30 %, а потери мощности на 15 %.

Большие отклонения полученных величин свидетельствуют о некачественной шихтовке магнитопровода, или о замыкании листов магнитопровода между собой, или же о витковом замыкании.

Испытание электрической прочности витковой изоляции проводят после опыта холостого хода по той же схеме, но при напряжении, равном 1,3 номинального. Продолжительность испытания 5 минут. Трансформатор должен быть залит маслом. При исправном трансформаторе во время испытаний не должно наблюдаться разрядов в баке и бросков тока.

Опыт короткого замыкания проводят для определения соответствия напряжения и потерь короткого замыкания заводским или расчетным. Напряжение короткого замыкания нормируется ГОСТом, оно выбито на паспортной щитке.

Допускается отклонение потерь напряжения короткого замыкания от заводских данных не более чем на 10 %. Значительные отклонения опытных данных от заводских указывают на несоответствие площади сечения обмотки или ее размеров расчетным значениям или на плохие контакты в соединениях схемы обмоток.

Полученные при испытаниях результаты приводят к нормированной температуре 75 °С по следующим формулам:

$$P_{K75} = P_{Kt} \frac{310}{235 + t} \text{ — для медных обмоток;}$$
$$P_{K75} = P_{Kt} \frac{320}{245 + t} \text{ — для алюминиевых обмоток;}$$

$$U_{K75} = \sqrt{U_{Kt} + \left(\frac{P_{Kt}}{10S_H}\right)^2 \cdot \left[\left(\frac{310}{235+t}\right)^2 - 1\right]} - \text{для медных обмоток,}$$

где  $P_{K75}$  и  $U_{K75}$  – соответственно потери и напряжение короткого замыкания при температуре 75 °С и номинальных токах в обмотках;  $P_{Kt}$  и  $U_{Kt}$  – то же при температуре  $t$ °С, при которой проводили опыт короткого замыкания.

Если опыт короткого замыкания протекал при токе  $I_K$  ниже номинального, то номинальные напряжения  $U_K$  и короткого замыкания  $P_K$  подсчитывают по формулам:

$$U_K = U_K \frac{I_H}{I_K}, \quad P_K = P_K \left(\frac{I_H}{I_K}\right),$$

где  $U_K$  и  $P_K$  – напряжение и потери короткого замыкания при токе  $I_K$ , при котором проводился опыт.

Значение тока  $I_K$  подставляют как среднее арифметическое значение токов трех фаз трансформаторов.

Испытание бака трансформатора на герметичность позволяет проверить доброкачественность уплотнений. Эту проверку проводят избыточным давлением, создаваемым путем установки на баке трубки с воронкой, заполненной чистым сухим маслом. При этом трансформатор должен быть полностью собран, а его дыхательные отверстия закрыты. Высота масляного столба должна равняться 1,5–1,6 м. Длительность испытания 2 часа (см. рис. 2.5). Считается, что трансформатор выдержал испытание, если не обнаружено течи масла в сварных швах бака и расширителя, в местах уплотнений, в спускном кране и отверстиях для болтов и изоляторов. Устранять течь в период испытания не разрешается. Это делают только при полностью удаленном масле и извлеченной из бака выемной части.

Сообщаемость расширителя с баком проверяют после испытания бака под давлением. Для этого открывают нижний кран трансформатора и спускают масло.

## 2.4 Испытание трансформаторного масла

Масло определяют на электрическую прочность – пробой и диэлектрические потери. Испытание трансформаторного масла на пробой проводят в маслопробойном аппарате. В чистую сухую стеклянную (иногда фарфоровую) посуду емкостью не менее 0,5 л отбирают пробу масла из нижнего или специально предусмотренного крана в баке трансформатора. Чтобы удалить из масла специальные включения, ему перед пробоем дают отстояться в разряднике в течение 20 минут. Затем временно наблюдают за стрелкой киловольтметра, показывающего напряжение, при котором происходит пробой. Всего делают шесть пробоев с интервалами в 10 минут.

Первый пробой не учитывают. Среднее арифметическое пробивного напряжения остальных пяти пробоев принимают за пробивное напряжение, которое должно быть 25 кВ при напряжении трансформатора до 15 кВ включительно и до 30 кВ – при напряжении трансформатора от 15 до 35 кВ.

При ремонтах выполняют сокращенный химический анализ, в объем которого входит определение кислотного числа масла, температуры вспышки паров, реакции водной вытяжки, содержание взвешенного угля и механических примесей, одновременно проверяют прозрачность масла. Так как у нас в лаборатории нет соответствующего оборудования, то этот пункт в лабораторной работе не предусмотрен.

## ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ К МОДУЛЮ 2

### Лабораторная работа № 4 Дефектация трансформатора при ремонте

**Цель работы.** Освоить методику проведения дефектовочных операций при ремонте трансформатора.

#### Задание к работе

1. Ознакомиться с технической документацией на трансформатор и записать его паспортные данные.
2. Провести внешний осмотр трансформатора, результаты осмотра отразить в дефектовочной ведомости.
3. Выполнить предремонтные испытания трансформатора.
4. Провести дефектацию выемной части.
5. Оформить отчет по лабораторной работе.

#### Общие сведения

Наиболее уязвимой и часто повреждающейся частью трансформатора являются его обмотки ВН и реже НН. Повреждения чаще всего возникают вследствие снижения электрической прочности изоляции на каком-либо участке обмотки.

В трансформаторах могут повреждаться также вводы, переключатели, крышка и другие детали. Примерное соотношение (%) повреждений отдельных частей трансформатора следующее:

- обмотки и токопроводящие части – 53;
- вводы – 18;
- переключатели – 12;
- все остальные части, взятые вместе – 17.

Исследования причин аварийных выходов трансформаторов из строя показали, что аварии происходят из-за неудовлетворительного обслуживания и низкого качества ремонта.

В соответствии с функциональной схемой ремонта поврежденный трансформатор должен находиться на складе неисправных трансформаторов в ожидании ремонта в дефектационно-подготовительном отделении, где имеется три участка: разборки и мойки, диагностики обмоток и механической части. Комплекс работ

по выявлению характера и степени повреждения отдельных частей трансформатора называют диагностикой. Работа по диагностике – наиболее ответственный этап ремонта, поскольку определяются действительный характер и размеры повреждений, а также объем предстоящего ремонта и потребность в ремонтных материалах и оснастке. Поэтому производящий диагностику должен хорошо знать не только признаки и причины неисправности, но и способы их безошибочного выявления и устранения. Характерные неисправности силовых трансформаторов и возможные причины их возникновения приведены в таблице 1.

Некоторые повреждения можно выявить тщательным осмотром, а внутренние повреждения – различными испытаниями. Поэтому в процессе диагностики определяют неисправности в трансформаторе собранного и разобранного вида, для этого предусматривают требуемые для ремонта материалы, инструменты, приспособления, а также время ремонта.

Таблица 1 – Характерные неисправности силовых трансформаторов и возможные причины их возникновения

Элемент трансформатора	Неисправность	Причина неисправности
1	2	3
Обмотки	Витковое замыкание	Естественное старение изоляции; систематические перегрузки трансформатора; динамические усилия при сквозных коротких замыканиях
	Замыкание на корпус (пробой), межфазное короткое замыкание	Старение изоляции; увлажнение масла или понижение его уровня. Внутренние и внешние перенапряжения; деформация обмоток вследствие прохождения больших токов короткого замыкания
	Обрыв цепи	Отгорание отводов (выводных концов) обмотки из-за низкого качества соединения или электродинамических усилий при коротком замыкании
Переключатели регулирования напряжения	Отсутствие контакта	Нарушение регулировки переключающего устройства
	Оплавление контактной поверхности	Термическое воздействие на контакт токов короткого замыкания

Окончание табл. 1

1	2	3
Вводы	Электрический пробой (перекрытие) на корпус	Трещины в изоляторах ввода; понижение уровня масла в трансформаторе при одновременном загрязнении внутренней поверхности изолятора
Магнитопровод	«Пожар стали»	Нарушение изоляции между отдельными листами стали или стяжными болтами; слабая прессовка стали магнитопровода; образование короткозамкнутого контура при выполнении заземления магнитопровода со стороны обмоток ВН и НН
Бак и арматура	Течь масла из сварных швов, фланцев и крана	Нарушение целостности сварного шва, плотности соединений, плохой притертости пробки пробкового крана, повреждение его прокладки в месте соединения с фланцем

### Методика выполнения работы

*Внешний осмотр.* В процессе осмотра собранного трансформатора проверяют его комплектность, а также состояние его наружных частей: целостность сварных швов и соединений, отсутствие течи масла из фланцевых соединений арматуры с баком, механических повреждений циркуляционных труб, расширителя, трещин в армировочных швах и сколов фарфора выводов. О замеченных неисправностях делают записи в дефектовочной ведомости.

*Предремонтные испытания собранного трансформатора.* Целостность обмоток можно определить при помощи мегомметра или контрольной лампы. Сопротивление изоляции обмоток измеряют мегомметром на 2500 В всех фаз относительно корпуса и между обмотками разных напряжений. За сопротивление изоляции принимают одномоментное значение измеренного сопротивления  $R_{60}$ . Значение сопротивления изоляции не нормируется, но оно не должно быть ниже чем на 30 % установленного в результате статистических наблюдений или полученного при предыдущем ремонте.

*О степени увлажнения изоляции.* Под действием электрического поля в изоляции происходят сложные процессы. Во-первых, из-за присутствия в диэлектриках свободных зарядов, обусловленных при-

месями и дефектами строения, в изоляции всегда возникает ток сквозной проводимости  $i_u$ , во-вторых, происходит замедленная поляризация, т.е. смещение и поворот связанных дипольных молекул, создающих ток абсорбции  $i_a$ . В-третьих, происходит мгновенная поляризация, представляющая собой упругое смещение и деформацию электронных оболочек атомов и ионов и создающая ток смещения  $i_c$ . Для изучения перечисленных процессов используют схему замещения изоляции, приведенную на рисунке 1, а.

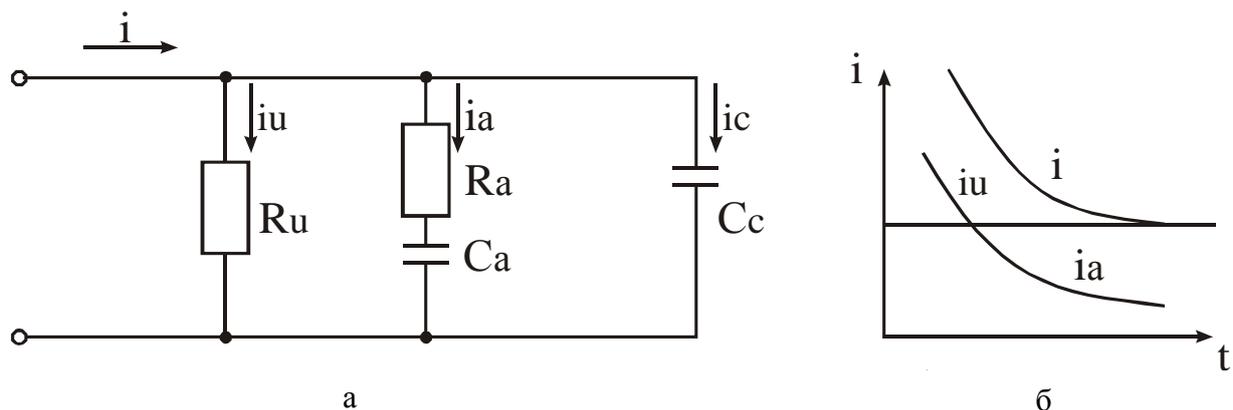


Рис. 1. Схема замещения изоляции (а) и диаграмма токов, протекающих в ней (б)

Резистор  $R_u$  характеризует сопротивление сквозному току; конденсатор  $C_a$  – емкость, обусловленную дипольной поляризацией; конденсатор  $C_c$  – емкость электронной поляризации (геометрическая емкость); резистор  $R_a$  – эквивалентные потери при дипольной поляризации. На рисунке 1, б показаны зависимости токов, проходящих через изоляцию, от времени нахождения под постоянным напряжением. Как видно, ток абсорбции затухает по мере завершения процессов замедленной поляризации, а ток сквозной проводимости сохраняется неизменным. Токи смещения столь кратковременны, что их не учитывают. Суммарный ток  $i$  имеет затухающий характер. Истинное сопротивление изоляции зависит от сквозного тока и его можно определить по формуле

$$R_u = \frac{U}{i - i_a}, \quad (1)$$

где  $U$  – приложенное напряжение, В.

Поскольку измерение  $i_a$  связано с определенными трудностями, сопротивление изоляции рассчитывают как частное от деления напряжения на значение тока, установившегося через минуту после включения напряжения.

О степени изменения изоляции трансформатора судят по коэффициенту абсорбции  $k_{аб}$ , представляющему собой отношение сопротивления изоляции, измеренное через 60 с ( $R_{60}$ ), к сопротивлению изоляции, измеренному через 15 с ( $R_{15}$ )

$$k_{аб} = R_{60} / R_{15}. \quad (2)$$

На основании схемы замещения (рис. 1) и рассмотрения процессов электропроводности и поляризации следует, что для заведомо сухой изоляции в процессе измерения суммарный ток  $i_{сух}$  будет резко затухать (рис. 2). У увлажненной изоляции суммарный ток  $i_{вл}$  больше и будет затухать медленнее, потому что из-за увлажнения прирост тока сквозной проводимости больше, чем прирост тока абсорбции. Отсюда и определяется динамика сопротивления изоляции.

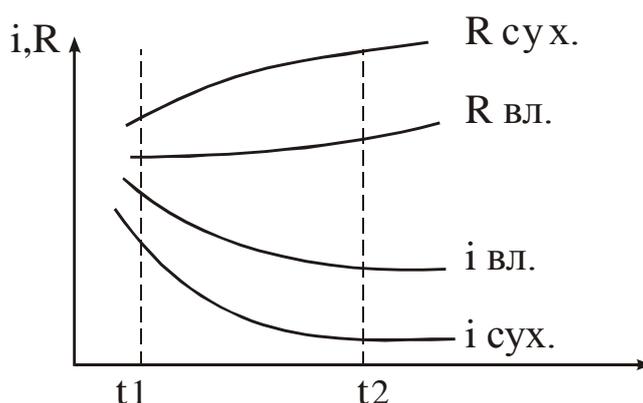


Рис. 2. Графики изменения полного тока и сопротивления сухой и влажной изоляции

Следовательно, по состоянию сопротивления изоляции в зависимости от продолжительности измерения можно определить, увлажненная изоляция или нет.

Диагностирование увлажнения изоляции состоит в измерении мегомметром ее сопротивления в моменты  $t_1$  и  $t_2$  ( $t_2 > t_1$ ) после подачи напряжения и определения  $R_{t_2} / R_{t_1}$ , называемого коэффициентом абсорбции  $k_{аб}$ . Обычно принимают  $t_1 = 15$  с,  $t_2 = 60$  с и рассчитывают  $R_{60} / R_{15}$ . Если  $(R_{60} / R_{15}) > 1,3$ , то изоляцию считают сухой; если  $(R_{60} / R_{15}) \leq 1,3$ , то изоляцию признают влажной.

Измерения сопротивления изоляции относительно корпуса проводят мегомметром на 2500 В при температуре 10–30 °С.

*Коэффициент трансформации.* Измерение коэффициента  $k$  трансформации проводят с целью обнаружения витковых замыканий в обмотках и замыканий в анцапфном переключателе. Для определения  $k$  на обмотку высокого напряжения (ВН) подают пониженное напряжение, обычно сетевое. Измеряют три линейных напряжения со стороны ВН и с низкой стороны (НН) на всех ответвлениях фаз (положениях анцапфного переключателя). В соответствии с ГОСТ 11677-65 значение коэффициента трансформации не должно отличаться более чем на  $\pm 2\%$  от значений, полученных на соответствующих ответвлениях других фаз или от заводских (паспортных) значений.

*Сопротивление обмоток постоянному току.* Цель измерения сопротивления обмоток постоянному току – проверка состояния цепей, контактов, паек. Сопротивление обмоток измеряют с помощью измерительного моста или методом вольтметра-амперметра. При последнем методе, во избежание нагрева обмотки и внесения ошибок в результаты измерения, ток при измерении не должен превышать 20 % номинального. Сопротивления измеряют на всех выводах трансформатора для всех ответвлений обмоток всех фаз. При наличии выведенной нейтрали (нуля) измерения проводят между фазовым выводом и нулевым. Измеренное линейное значение сопротивления между линейными выводами пересчитывают на фазовое: соединение обмоток в звезду

$$R_{\phi} = R_{из}/2. \quad (3)$$

Соединение обмоток в треугольник

$$R_{\phi} = \frac{3}{2} R_{из}, \quad (4)$$

где  $R_{\phi}$  – сопротивление фазы обмотки, Ом;

$R_{из}$  – измеренное сопротивление между линейными выводами, Ом.

Измеренное сопротивление пересчитывают на температуру 75 °С по выражению

$$R_{75} = R_t \cdot \left( \frac{310}{235 + t} \right), \quad (5)$$

где  $R_t$  – сопротивление фазы, измеренное при температуре обмотки  $t$  °С, Ом.

Результаты измерений считают удовлетворительными, если сопротивления фаз одной и той же обмотки отличаются от других и от данных заводских измерений не более чем на 2 %.

*Дефектация трансформатора при разборке (выемной части).* Последовательность выполнения операций разборки в каждом случае зависит от конструкции трансформатора, подлежащего ремонту. В ремонт поступают современные трансформаторы отечественного производства, отличающиеся по мощности и конструктивному исполнению, и трансформаторы выпуска прежних лет, а также выпускавшиеся в прошлом и поставляемые в настоящее время зарубежными фирмами, поэтому рекомендовать какую-либо единую технологическую последовательность выполнения операций разборки и ремонта всех поступающих трансформаторов невозможно. Однако, чтобы освободить крышку трансформаторов, необходимо начинать с демонтажа газового реле, термометра, расширителя, предохранительной трубы и других устройств и деталей, расположенных на крышке. Закончив первый этап разборки, переходят ко второму, наиболее сложному и трудоемкому – демонтажу обмоток.

*Обмотки.* Освобожденную от болтов крышку стропят за подъемные рымы, накрученные на выступающие из крышки резьбовые концы подъемных шпилек, закрепленных на ярмовых балках верхнего ярма магнитопровода. При подъеме активной части трансформаторов с вводами, расположенными на стенках баков, вначале отсоединяют отводы и демонтируют вводы, а затем поднимают активную часть трансформатора. При осмотре обмоток трансформатора обращают внимание на следующее: состояние витковой изоляции (визуально); отсутствие деформации и смещения обмоток в радиальном и осевом направлениях относительно магнитопровода и относительно друг друга, что может быть следствием сдвигов и ослаблений прокладок, планок, распорок; состояние паек на обмотках и соединений на анцапфном переключателе; состояние охлаждающих каналов между обмотками, а также между обмоткой НН и магнитопроводом. Изоляционные и дистанционные детали: цилиндры, перегородки, прокладки – изготавливают преимущественно из электрокартона, а планки и рейки – из твердых пород дерева, обычно бука. При осмотре этих деталей необходимо проверить прочность их крепления, нет ли усушки, пробоев изоляции, которые сопровождаются появлением прожогов, трещин, обугливанием и растрескиванием.

Для определения состояния изоляции, например электрокартона, из нескольких мест (из изоляции ярма, изоляции между слоями, витками и т.д.) вырезают образец в виде полоски, которую сгибают под прямым углом и затем свободно складывают вдвое без сдавливания места сгиба.

Если при полном сгибе вдвое электрокартон не ломается, изоляция хорошая (свежая); если при полном сгибе образуются трещины, изоляция удовлетворительная; когда при полном сгибе изоляция ломается, она ограниченно годная; изоляция, которая ломается при сгибе до прямого угла, негодная.

Изоляцию по ее состоянию можно подразделить на четыре класса:

I класс – изоляция хорошая (при нажатии рукой она мягкая и не дает трещин);

II класс – изоляция удовлетворительная (при нажатии рукой она сухая, твердая, но трещин не образует);

III класс – изоляция ненадежная (при надавливании рукой на ней появляются мелкие трещины или она расслаивается);

IV класс – изоляция плохая и к дальнейшей эксплуатации она не пригодна (при нажатии рукой она осыпается).

Если при ремонте требуется изготовление новых обмоток, а заводская техническая документация отсутствует, необходимо во избежание ошибок в определении размеров обмоток составить подробный эскиз установки обмоток на магнитопроводе с указанием размеров окна и магнитопровода и всех размеров катушек, изоляции и каналов в радиальном и осевом направлениях.

*Магнитопровод.* При дефектации магнитопровода обращают внимание на следующее:

- отсутствие оплавлений листов активной стали;
- отсутствие цветов побежалости и ржавчины на стали, что свидетельствует об удовлетворительном состоянии межлистовой изоляции и магнитопровода (отсутствие перегрева);
- качество шихтовки (отсутствие перекоса стержней, увеличенных зазоров в местах стыков);
- состояние изоляции стяжных шпилек и ярмовых балок, качество прессовки активного железа.

Состояние изоляции стяжных шпилек и ярмовых балок оценивают по значению сопротивления их изоляции относительно магнитопровода. Сопротивление изоляции измеряется мегомметром на 1000–2500 В. Значение сопротивления изоляции не нормировано.

Исходя из опыта ремонта и эксплуатации трансформаторов, считают, что сопротивление изоляции этих частей относительно магнитопровода должно быть не ниже 10 МОм. Качество прессовки магнитопровода проверяют остро заточенным ножом, кончик его лезвия при среднем усилии нажатия не должен входить между листами стали на глубину более 3 мм.

### **Содержание отчета**

1. Название и цель работы.
2. Наиболее часто повреждаемые элементы трансформатора.
3. Результаты проведения дефектации трансформатора в собранном и разобранном виде.

### **Контрольные вопросы**

1. Как оценивают состояние изоляции собранного трансформатора?
2. Как оценивают степень увлажнения изоляции трансформатора?
3. Как определить наличие витковых замыканий в обмотках трансформатора?
4. Как выполнить дефектацию магнитопровода?
5. Характерные неисправности силовых трансформаторов и возможные причины их возникновения.
6. Зачем определяют сопротивление обмоток постоянному току?
7. Как оценить состояние изоляции электрокартона?

### **Лабораторная работа № 5**

#### **Испытание трансформаторов после ремонта**

**Цель работы.** Освоить методику испытаний силовых трансформаторов после капитального ремонта.

#### **Задание к работе**

1. Изучить виды испытаний трансформаторов после капитального ремонта.
2. Изучить методику определения группы соединения обмоток.
3. Определить коэффициент трансформации трансформатора и другие показатели.
4. Научиться приводить результаты короткого замыкания (КЗ) к номинальным параметрам трансформаторов.
5. Оформить отчет по лабораторной работе.

## **Общие сведения**

Все отремонтированные трансформаторы проходят испытания, позволяющие убедиться в качестве выполненного ремонта, отсутствии дефектов, препятствующих нормальной эксплуатации, в соответствии их характеристик паспортным данным, а также действующим требованиям и нормам. Для этого после ремонта трансформаторы подвергаются двум видам испытаний: контрольным и типовым.

Контрольным испытаниям подвергают каждый трансформатор, выпускаемый из ремонта. Типовым – подвергают трансформаторы, при ремонте которых были внесены какие-либо изменения параметров: напряжение, тип обмотки, марка провода и др.

Согласно ГОСТ 11677-65, в объем контрольных испытаний входит следующее:

- 1) проверка коэффициента трансформации на всех ответвлениях обмоток;
- 2) проверка группы соединения обмоток;
- 3) измерение сопротивления обмоток постоянному току;
- 4) испытание электрической прочности пробы масла;
- 5) измерение сопротивления изоляции;
- 6) испытание электрической прочности изоляции;
- 7) измерение потерь и тока холостого хода;
- 8) измерение напряжения и потерь короткого замыкания;
- 9) испытание электрической прочности витковой изоляции;
- 10) испытание бака трансформатора на плотность.

### **Испытание трансформаторного масла**

Масло определяют на электрическую прочность – пробой и диэлектрические потери. Испытание трансформаторного масла на пробой проводят в маслопробойном аппарате. В чистую сухую стеклянную (иногда фарфоровую) посуду емкостью не менее 0,5 л отбирают пробу масла из нижнего или специально предусмотренного крана в баке трансформатора. Чтобы удалить из масла специальные включения, ему перед пробоем дают отстояться в разряднике в течение 20 минут. Затем временно наблюдают за стрелкой киловольтметра, показывающего напряжение, при котором происходит пробой. Всего делают шесть пробоев с интервалами в 10 минут.

Первый пробой не учитывают. Среднее арифметическое пробивного напряжения остальных пяти пробоев принимают за пробивное напряжение, которое должно быть 25 кВ при напряжении трансформатора до 15 кВ включительно и до 30 кВ – при напряжении трансформатора от 15 до 35 кВ.

При ремонтах выполняют сокращенный химический анализ, в объем которого входит определение кислотного числа масла, температуры вспышки паров, реакции водной вытяжки, содержание взвешенного угля и механических примесей, одновременно проверяют прозрачность масла. Так как у нас в лаборатории нет соответствующего оборудования, то этот пункт в лабораторной работе не предусмотрен.

### Методика выполнения работы

*Определение коэффициента трансформации и группы соединения обмоток.* Коэффициент трансформации ( $k_{л}$ ) обычно определяют как отношение линейного напряжения высокой стороны ( $U_{вн}$ ) к линейному напряжению низкой стороны ( $U_{нн}$ )

$$k_{л} = U_{вн} / U_{нн}. \quad (1)$$

Согласно вышеуказанному ГОСТу, допускается отклонение измеренного коэффициента трансформации от расчетного не более  $\pm 1 \%$ , для трансформаторов с фазным коэффициентом трансформации  $3 \%$  и ниже и не более  $\pm 0,5 \%$  для всех других трансформаторов.

Для проверки групп соединения обмоток пользуемся методом двух вольтметров.

Схема проверки групп соединения обмоток приведена на рисунке 1.

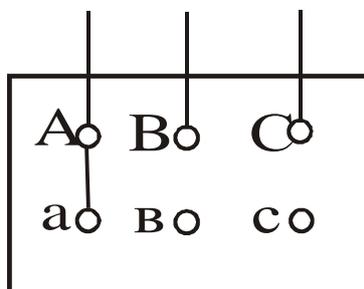


Рис. 1. Схема проверки группы соединения обмоток трансформаторов

Между выводами  $A$  и  $a$  на трехфазном трансформаторе устанавливаем перемычку, а к обмотке ВН подводим симметричное по фазам

напряжение 100–200 В. Затем измеряем напряжение  $U_{AB}$ ,  $U_{BC}$ ,  $U_{CA}$  и результирующее напряжение  $U_{ВВ}$ ,  $U_{Вс}$ ,  $U_{Сс}$ ,  $U_{Св}$ .

Значение этих напряжений, в зависимости от группы соединений, может быть больше, равно или меньше так называемого условного напряжения, подсчитываемого по формуле

$$U_{\text{усл}} = U'_{\text{нн}} \cdot \sqrt{k^2 + 1}. \quad (2)$$

Здесь  $U'_{\text{нн}}$  – линейное напряжение на выводах обмотки низкого напряжения (НН). Оно может быть измерено или подсчитано по формуле

$$U'_{\text{нн}} = U_{\text{л}}/k, \quad (3)$$

где  $U_{\text{л}}$  – напряжение, подведенное к линейным выводам обмотки ВН при опыте, В.

При сравнении последовательности расположения результата измерения в соответствующей последовательности обозначений по таблице 1 определяем группу соединения обмоток трансформатора.

*Сопротивление обмоток постоянному току.* В ремонтной практике измеряют сопротивление обмоток постоянному току у всех отремонтированных трансформаторов, что позволяет выявить дефекты, допущенные при ремонте:

- обрыв параллельных проводов обмоток;
- низкое качество соединения пайкой;
- плохой контакт в месте подсоединения регулировочного отвода к переключателю и др.

Перечисленные дефекты увеличивают электрическое сопротивление обмоток за счет повышения переходного сопротивления в дефектных участках. Сопротивления, измеренные на всех фазах и ступенях, не должны отличаться более чем на 2 %. При контрольных испытаниях силовых трансформаторов наиболее распространены измерения при помощи моста или методом амперметра и вольтметра. Во избежание нагрева обмотки и внесения ошибок в результаты измерения ток при измерении не должен превышать 20 % номинального тока обмотки, т.е.  $I_{\text{из}} < 0,2 \cdot I_{\text{н.тр}}$ .

Сопротивления измеряются между линейными зажимами трансформатора для всех ответвлений и всех фаз.

Если есть выведенная нейтраль (нуль), измерение можно делать между фазовым выводом и нулевым. При измерении между линейными выводами линейное значение сопротивления пересчитывают на фазное при сопротивлении обмотки звездой по формуле

$$R_{\phi} = R_{\text{изм}} / 2. \quad (4)$$

При соединении обмоток треугольником

$$R_{\phi} = \frac{3}{2} R_{\text{изм}}, \quad (5)$$

где  $R_{\phi}$  – приведенное фазное сопротивление, Ом;

$R_{\text{изм}}$  – измеренное сопротивление между линейными выводами, Ом.

Результаты измерения считаются удовлетворительными, если фазные значения сопротивления одной и той же обмотки отличаются друг от друга не более чем на  $\pm 5\%$  или, согласно ПУЭ, не более чем на  $\pm 2\%$  от расчетных.

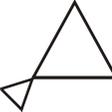
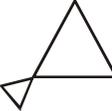
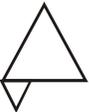
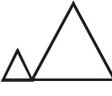
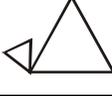
На величину сопротивления постоянному току очень сильно влияет температура объекта, которую определяют обычно с помощью жидкостного термометра одновременно с измерениями сопротивления. Полученные значения сопротивлений приводим к одной температуре, обычно это рабочая температура обмотки, и чаще всего она равна  $75\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

$$R_{75} = R_t \cdot \left( \frac{310}{235 + t} \right), \quad (6)$$

где  $R_t$  – сопротивление фазы, измеренное при температуре обмотки  $t\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Отсчет необходимо производить при установившемся значении напряжения при токе не более  $20\%$  от номинального значения фазного тока. Время достижения установившегося значения составляет в некоторых случаях 10 минут.

Таблица 1 – Определение группы соединения обмоток

Группа соединения обмоток	Угловое смещение ЭДС	Возможное соединение обмоток	Векторная диаграмма ЭДС	Измерение напряжения на зажимах				Группа соединения обмоток	Угловое смещение ЭДС	Возможное соединение обмоток	Векторная диаграмма ЭДС	Измерение напряжения на зажимах			
				ВВ	Вс	Сс	Св					ВВ	Вс	Сс	Св
<b>0</b>	<b>0°</b>	<b>Y/Y, Δ/Δ, Δ/Z</b>		<	<	<	<	<b>6</b>	<b>180°</b>	<b>Y/Y, Δ/Δ, Δ/Z</b>		>	>	>	>
<b>1</b>	<b>30°</b>	<b>Y/Δ, Δ/Y, Y/Z</b>		<	=	<	<	<b>7</b>	<b>210°</b>	<b>Y/Δ, Δ/Y, Y/Z</b>		>	=	>	>
<b>2</b>	<b>60°</b>	<b>Y/Y, Δ/Δ, Δ/Z</b>		<	>	<	<	<b>8</b>	<b>240°</b>	<b>Y/Y, Δ/Δ, Δ/Z</b>		>	<	>	>
<b>3</b>	<b>90°</b>	<b>Y/Δ, Δ/Y, Y/Z</b>		=	>	=	>	<b>9</b>	<b>270°</b>	<b>Y/Δ, Δ/Y, Y/Z</b>		>	<	=	>
<b>4</b>	<b>120°</b>	<b>Y/Y, Δ/Δ, Δ/Z</b>		>	>	>	<	<b>10</b>	<b>300°</b>	<b>Y/Y, Δ/Δ, Δ/Z</b>		<	<	<	>
<b>5</b>	<b>150°</b>	<b>Y/Δ, Δ/Y, Y/Z</b>		>	>	>	=	<b>11</b>	<b>330°</b>	<b>Y/Δ, Δ/Y, Y/Z</b>		<	<	<	=

Правила устройства электроустановок требуют после определения сопротивления обмоток постоянному току проводить опыт холостого хода, измерение тока холостого хода (х.х.) и потерь производить для выявления таких дефектов в магнитной системе трансформатора, которые увеличивают ток холостого хода ( $I_{х.х.}$ ) и вызывают дополнительные потери, снижающие КПД ( $\eta$ ) трансформатора, а в ряде случаев приводят к недопустимому нагреву обмоток и магнитопровода трансформатора. Для испытания трансформатора в режиме холостого хода собираем схему (рис. 2), содержащую амперметры РА1–РА3, для измерения фазных токов, ваттметры РW1 и РW2 для измерения мощности в первичной обмотке, вольтметры РV2 и РV3 с переключателями  $S_1$  и  $S_2$  для измерения межфазных напряжений на стороне высокой и низкой обмоток. В связи с тем, что на холостом ходу значение  $\cos\varphi$  не превышает 0,3–0,4, в испытательной схеме используют малокосинусные ваттметры.

Испытываемый трансформатор включают в сеть через регулятор напряжения  $E$ . Для однофазных трансформаторов количество приборов соответственно уменьшают, а также исключают переключатели вольтметров  $S_1$  и  $S_2$ .

При опыте х.х. к обмотке НН подводим напряжение от  $0,8U_H$  до  $1,1U_H$ , синусоидальное и симметричное, линейные напряжения не должны отличаться от среднеарифметического более чем на  $\pm 4,5\%$ . После пяти опытов определяем среднеарифметическое значение фазных токов и напряжений.

Ток х.х. определяем в процентах от  $I_H$

$$i'_x = \frac{100 \cdot i_x}{I_H}. \quad (7)$$

После измерения потерь и тока холостого хода в трансформаторе определим мощность, потребляемую измерительными приборами. Для чего трансформатор отключаем от схемы в точках 1, 2, 3 (рис. 2, а). Тогда показания ваттметров будут соответствовать потерям в измерительных приборах.

Потери в кабелях равны

$$\Delta P_{\text{каб}} = I^2 \cdot R, \quad (8)$$

где  $I$  – ток при испытании, А;

$R$  – сопротивления участка кабеля длиной  $l$  от измерительного прибора до трансформатора, Ом.

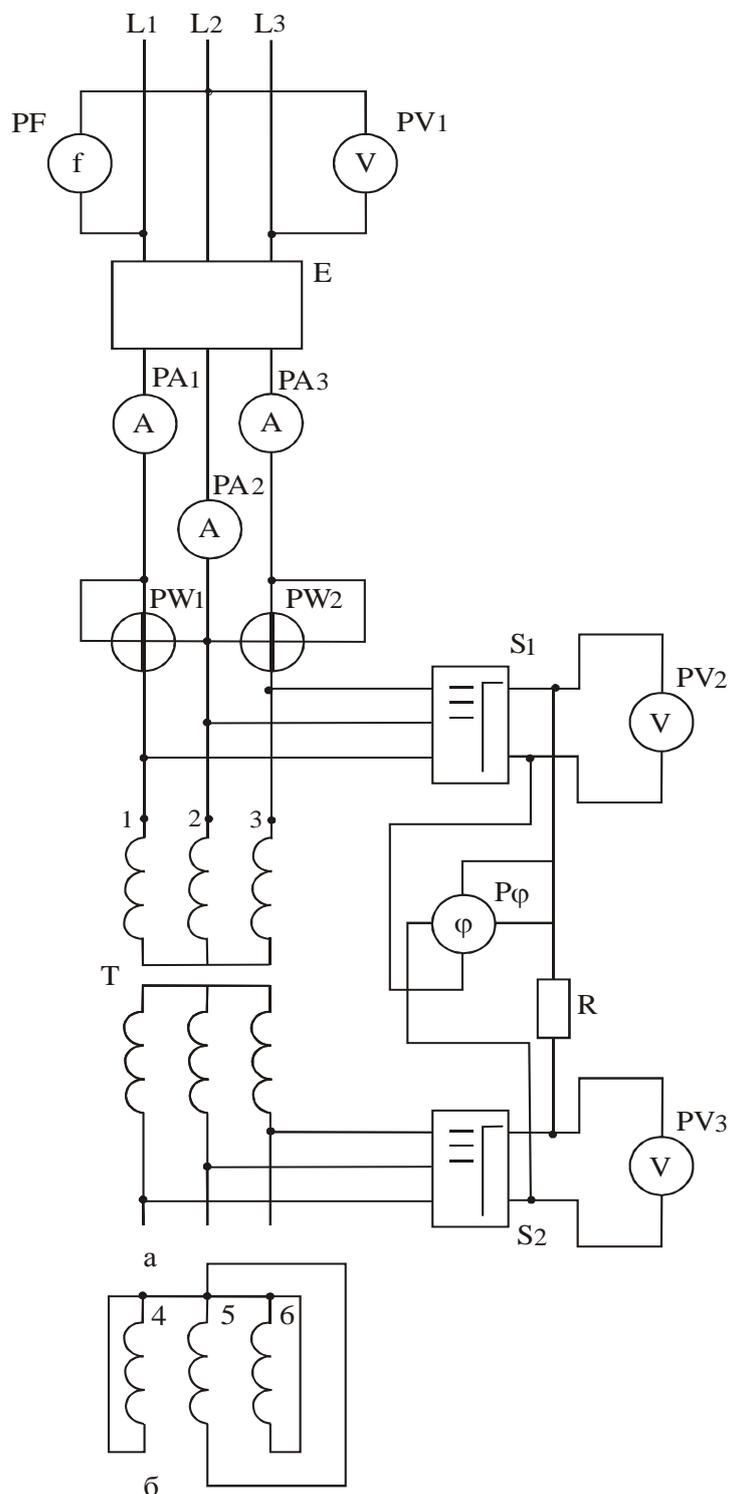


Рис. 2. Схемы проведения опыта: а – холостого хода;  
б – короткого замыкания

Для построения характеристики холостого хода потери в трансформаторе  $\Delta P_o$  определяем как разность по формуле

$$\Delta P_o = \Delta P - \Delta P_{\Pi} - \Delta P_{\text{каб}}, \quad (9)$$

где  $\Delta P$  – показание ваттметра, Вт;  
 $\Delta P_{\Pi}$  – потери в измерительных приборах, Вт;  
 $\Delta P_{\text{каб}}$  – потери в кабелях, Вт.

Значение  $\cos\varphi_0$  по результатам опыта холостого хода находим по формуле

$$\cos\varphi = \frac{\Delta P_0}{\sqrt{3} \cdot U_0 \cdot I_0}, \quad (10)$$

где  $U_0, I_0$  – потери напряжения и тока холостого хода соответственно.

Значение тока холостого хода, полученное в результате испытаний при номинальном напряжении, не должно отличаться более чем на  $\pm 30\%$  от указанного в технической документации на трансформатор, а потери – на  $\pm 15\%$ .

При опыте короткого замыкания (к.з.) выводы стороны НН трансформатора замыкаем накоротко (4, 5, 6, рис. 2, б), а к выводам ВН подаем такое напряжение, при котором в обмотках устанавливается номинальный ток, т.е. напряжение короткого замыкания. По результатам опыта короткого замыкания определяем потери мощности ( $\Delta P_{к.з.}$ ) и напряжение короткого замыкания ( $U'_k$ ), а также КПД. Приборы во вторичной цепи должны быть отключены. Напряжение короткого замыкания определяем в процентах от номинального

$$U_k = \frac{U'_k \cdot 100}{U_H}. \quad (11)$$

Значение  $U_k$  в зависимости от мощности трансформатора составляет от 5 до 10 % номинального напряжения. Поэтому опыт короткого замыкания можно проводить при токах, меньших номинального. Показания всех приборов фиксируются в 4–5 опытах при уменьшении тока. По данным короткого замыкания вычисляем его параметры

$$\cos\varphi_k = \frac{\Delta P_k}{\sqrt{3} \cdot U'_k \cdot I_k}; \quad x_k = \sqrt{Z_k^2 - R_k^2}. \quad (12)$$

Полное сопротивление  $Z_k$  и активное  $R_k$  для трансформатора с первичными обмотками, соединенными звездой, определяются

$$Z_k = \frac{U'_k}{\sqrt{3} \cdot I_k}; \quad R_k = \frac{\Delta P_k}{\sqrt{3} \cdot I_k^2}. \quad (13)$$

При соединении первичной обмотки в треугольник используем соотношение

$$Z_{\text{к}} = \frac{\sqrt{3} \cdot U'_{\text{к}}}{I_{\text{к}}}; \quad R_{\text{к}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{I_{\text{к}}^2}. \quad (14)$$

Для приведения результатов опыта короткого замыкания к номинальным условиям показания приборов применяем следующие формулы:

$$\Delta P'_{\text{к}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \left( \frac{I_{\text{н.т}}}{I_{\text{к}}} \right)^2; \quad U'_{\text{к}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot I_{\text{н.т}}}{I_{\text{к}}}. \quad (15)$$

Согласно ГОСТу, допускается отклонение от норм значения напряжения и потерь короткого замыкания не более чем на  $\pm 10\%$ .

В справочных таблицах нагрузочные потери приводятся к температуре обмоток  $75\text{ }^{\circ}\text{C}$ , поэтому при испытании измеряем температуру обмоток и производим соответствующий пересчет.

*Измерение сопротивления изоляции обмоток.* Сопротивление изоляции измеряем мегомметром между обмоткой ВН и баком при заземленной обмотке НН, обмоткой НН и баком при заземленной обмотке ВН, обмотками ВН и НН, соединенными вместе, и баком ( $R_{\text{из}}$ ). Это сопротивление считается удовлетворительным (для трансформатора  $U = 35\text{ кВ}$ ), если при  $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$  оно не ниже  $300\text{ МОм}$ .

*Испытание электрической прочности главной изоляции повышенным напряжением промышленной частоты.* Повышенным напряжением проверяют электрическую прочность изоляции между обмотками разных напряжений и каждой из них относительно заземленной части трансформатора. Испытание заключается в том, что от постороннего источника переменного тока (которого у нас нет, поэтому это испытание мы не проводим) через специальный трансформатор подают напряжение на испытываемую обмотку трансформатора, при этом один провод от испытательного трансформатора подключают к соединенным между собой вводам испытываемой обмотки, в другой соединяют с заземленным баком. Вводы второй обмотки испытываемого трансформатора соединяют между собой и заземляют вместе с корпусом. Напряжение плавно повышают от нуля до  $U_{\text{исп}}$  с

помощью регулировочного трансформатора, подключенного к источнику переменного тока с частотой 50 Гц. Если в течение 1 минуты с момента подачи  $U_{исп}$  амперметр не показывает увеличения тока, а вольтметр – снижения напряжения и внутри трансформатора не наблюдается разрядов (потрескиваний), напряжение плавно снижают до нуля и считают, что трансформатор выдержал испытание. В таком порядке испытывают обмотки НН и ВН.  $U_{исп} = 25$  кВ для трансформатора  $U_H = 6$  кВ;  $U_{исп} = 35$  кВ – при  $U_H = 10$  кВ и  $U_{исп} = 85$  кВ – при  $U_H = 35$  кВ.

### Содержание отчета

1. Цель работы.
2. Схемы опытов короткого замыкания и холостого хода.
3. Определение условного напряжения по линейным значениям напряжения трансформатора.
4. Определение фазных сопротивлений обмоток, соединенных «звездой» и «треугольником».
5. Методика приведения результатов опыта короткого замыкания к номинальным условиям.
6. Выводы.

### Контрольные вопросы

1. Перечислите виды испытаний, принятые «Нормами испытания электрооборудования».
2. Как проводят испытания трансформаторного масла?
3. Для чего измеряют сопротивление обмоток трансформатора постоянному току?
4. Как определить группу соединений обмоток?
5. Какие дефекты можно выявить, измеряя токи, потери холостого хода и короткого замыкания?
6. Как проводятся испытания электрической прочности главной изоляции повышенным напряжением промышленной частоты?

## МОДУЛЬ 3

### ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

**Цель модуля.** Изучить условия работы воздушных линий (ВЛ) в процессе эксплуатации и мероприятия по обслуживанию ВЛ, обеспечивающие их надежную и безаварийную работу.

**Задачи модуля.** Изучить периодические и внеочередные осмотры воздушных линий (ВЛ), методику проверки, состояние деревянных опор и методику проведения их ремонта, технологию ремонта ВЛ на железобетонных опорах.

#### Общее положение

В процессе эксплуатации воздушные линии электропередачи подвергаются воздействию различных нагрузок. Опоры находятся под длительным воздействием нагрузок от веса собственных конструктивных частей, а также проводов, тросов, изоляторов и арматуры. Они испытывают кратковременные воздействия переменных нагрузок от давления ветра, неуравновешенных усилий оттяжения проводов во время проведения ремонтных работ. Все опоры подвержены процессу старения, а деревянные – процессу загнивания и самозагорания. Провода воздушных линий работают в особых условиях. По ним протекает электрический ток, и они подвергаются тепловому и динамическому воздействию токов нагрузки и аварийных токов. Вместе с тем провода испытывают воздействие колебаний температуры воздуха, грозных разрядов, гололеда, снега.

В процессе эксплуатации происходят обрывы проводов высокопроходящими машинами, различного рода набросы и т.д. Провода и линейная изоляция иногда работают в атмосфере, загрязненной примесями агрессивных газов, растворами солей и кислот.

Все эти факторы обуславливают создание специальной системы мероприятий по обслуживанию ВЛ (технической эксплуатации), обеспечивающей их надежную и безаварийную работу.

Для нормальной и безаварийной работы ВЛ обслуживающий персонал обязан содержать в исправности все элементы линии электропередачи, своевременно проводить необходимые работы по техническому обслуживанию и ремонту оборудования. Поставленные задачи эксплуатации могут быть решены при следующих условиях:

- соблюдение допустимых режимов работы ВЛ по токам нагрузки;
- постоянное наблюдение за ВЛ (осмотры линий);
- проведение измерений и профилактических испытаний;
- проведение планово-предупредительных ремонтов (ППР);
- ведение технической документации;
- расследование причин аварий и разработка мероприятий по их устранению.

### **3.1 Осмотры воздушных линий**

В процессе эксплуатации ВЛ подвергают осмотрам, которые делятся на периодические и внеочередные. В свою очередь, периодические осмотры подразделяются на дневные, ночные, верховые и контрольные.

При дневных осмотрах проверяют состояние элементов ВЛ и ее тросы. Во время осмотров подтягивают бандажи, восстанавливают нумерацию опор. Элементы линий, недоступные для осмотра с земли невооруженным глазом, монтер-обходчик осматривает через бинокль.

Во время ночных осмотров ВЛ выявляют свечение или искрение в местах соединений, которые возникают при неудовлетворительном состоянии контактов, а также выявляют дефекты ламп уличного освещения.

При выполнении дневных и ночных осмотров линии обходчик не поднимается на опоры, а линия находится под напряжением. Неисправности аварийного характера следует устранять немедленно. Но не все дефекты могут быть выявлены в результате осмотра с земли. Поэтому проводят верховые осмотры ВЛ. Линию при этом отключают и заземляют. Во время верхового осмотра проверяют крепление изоляторов и арматуры, степень загрязнения изоляторов, состояние соединений проводов, а также натяжение и крепление оттяжек и т.д.

Внеочередные осмотры ВЛ проводят при наступлении гололеда, сильных морозов (ниже  $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ), после ледоходов, разлива реки, при лесных и степных пожарах, а также после автоматического отключения линии. Периодичность проводимых осмотров районных электрических сетей:

- дневной – один раз в шесть месяцев;
- ночной – по необходимости;
- верховой – один раз в шесть лет;
- контрольный – один раз в год;
- внеочередной – по необходимости.

При проведении периодических осмотров обращают внимание:

- а) на чистоту трассы, касание проводов ветвями деревьев;
- б) наличие ожогов, трещин, боя изоляторов, обрывов проводов, целостность вязок, регулировку проводов;
- в) состояние опор и крен их вдоль и поперек линии, целостность бандажей и заземляющих устройств;
- г) состояние соединителей, наличие набросов;
- д) состояние вводных ответвлений и предохранителей;
- е) не проводятся ли на трассе строительные работы без разрешения и не хранятся ли на ней какие-либо материалы.

Все повреждения, нарушения и дефекты, обнаруженные во время осмотров, записывают в листок осмотра.

Линии электропередачи рассчитывают на определенные расчетные нагрузки. Однако в условиях эксплуатации, в результате неблагоприятного сочетания отдельных видов нагрузок, могут возникнуть более тяжелые условия, это приводит к наклону опор. Повреждения и наклоны опор могут быть вызваны оползнями, ледоходом, в результате наезда транспорта, плохого закрепления опор, верховых нагрузок и ослабления проволочных бандажей, болтовых соединений, оттяжек.

Один из основных недостатков деревянных опор – их подверженность загниванию. Загнивание древесины быстро развивается при влажности 30–60 %, которая наблюдается в подземной части. Поэтому степень загнивания древесины опор определяется на глубине 30–40 см ниже уровня земли. Наличие внутреннего загнивания определяется простукиванием молотком.

Загнивающие детали измеряют в трех точках по окружности детали путем погружения иглы. Средняя глубина поверхностного загнивания ( $e_{cp}$ ) определяется как

$$e_{cp} = \frac{e_1 + e_2 + e_3}{3}$$

и тогда диаметр здоровой части древесины

$$d_з = D - 2e_{cp},$$

где  $D$  – наружный диаметр детали.

Наименьший допустимый диаметр стойки или приставки одно-стоечной опоры 0,4 кВ у земли – 17 см; А-образная концевая – 17; А-образная угловая – 18 см.

## 3.2 Ремонт воздушных линий

Проведение планово-предупредительных ремонтов содействует бесперебойности надежной работы воздушных линий электропередачи, предотвращает преждевременный износ и разрушение элементов линий вследствие нарушения нормального режима работы и воздействия окружающей среды. Планово-предупредительные ремонты ВЛ напряжением до 1000 В подразделяют на эксплуатационное обслуживание (текущий ремонт) и ремонт. Эксплуатационное обслуживание – это основное мероприятие, обеспечивающее нормальную работу ВЛ и увеличение срока их службы. Своевременное устранение и ликвидация отдельных мелких повреждений, возникающих в процессе эксплуатации, предупреждают дальнейшее их развитие и предохраняют отдельные конструкции от преждевременного износа. К эксплуатационному обслуживанию относят и систему осмотров ВЛ, которая совместно с проводимыми профилактическими испытаниями позволяет планировать объемы, сроки, а также расход материалов и изделий на капитальные ремонты ВЛ. Во время эксплуатационного обслуживания выявляют и устраняют следующие дефекты:

- а) обрыв или ослабление проволочных бандажей;
- б) набросы на провода посторонних предметов;
- в) искрение в местах соединений;
- г) ослабление вязки к штыревым изоляторам;
- д) обрыв заземляющих проводников на опоре;
- е) коррозия или обрывы отдельных проволок троса оттяжек;
- ж) наклон и искривление стоек опор;
- з) трещины и щели на железобетонных опорах и т.п.

Во время ремонтов проводится комплекс технических мероприятий по восстановлению первоначальных эксплуатационных характеристик как всей ВЛ, так и отдельных ее элементов и конструкций.

Воздушные линии на деревянных опорах ремонтируют через каждые три года; воздушные линии на железобетонных опорах ремонтируют через шесть лет. Эти сроки могут быть изменены в зависимости от состояния линии, определяемого на основании результатов осмотров, профилактических измерений и проверок. Первый ремонт ВЛ на деревянных опорах проводят в зависимости от результатов осмотров, профилактических измерений и проверок, но не позднее чем через 6 лет эксплуатации.

Ремонтные работы на ВЛ делят на следующие этапы:

- 1) составление годового, месячного планов и плана-графика ремонтов;
- 2) подготовка к ремонту;
- 3) проведение ремонтных работ;
- 4) оформление документации.

Годовой и месячный планы составляют на основании записей в журнале неисправностей, сделанных в процессе эксплуатации при проведении осмотров, профилактических измерений и испытаний, в том числе измерений загнивания древесины и сопротивления заземлений. При составлении планов учитывают также степень оснащения предприятия механизмами и транспортом. При составлении плана-графика ремонтов для уменьшения продолжительности отключения потребителей электрической энергии следует учитывать графики отключений и ремонтов питающих линий и подстанций высокого напряжения.

Все подготовительные работы должны быть выполнены заблаговременно, до отключения линии, например подготовка арматуры, древесины, провода, метизов, комплектование ремонтных бригад, выделение средств механизации, приспособлений и транспорта, оформление разрешения и выписка нарядов на проведение работ. Количество выделенного инструмента, приспособлений и инвентаря должно обеспечивать возможность выполнения всех ремонтных и профилактических работ на ВЛ. При предварительном планировании необходимых для капитального ремонта ВЛ материалов руководствуются нормами.

По окончании ремонта оформляют соответствующую документацию на все виды выполненных работ, после чего персонал службы распределительных сетей принимает работы. Характер ремонтных работ на опорах во многом зависит от материала, из которого они изготовлены.

### **3.2.1 Ремонт деревянных опор**

При проведении ремонта ВЛ на деревянных опорах заменяют целые опоры или отдельные загнившие детали, защищают опоры от загнивания антисептированием, выправляют опоры, ремонтируют оттяжки и узлы их крепления, подтягивают бандажи и наносят на них антикоррозионное покрытие.

Самый опасный порок деревянных опор – подверженность древесины загниванию. В результате жизнедеятельности гнилостных грибов древесина со временем разрушается и теряет механическую прочность. Чтобы предотвратить гниение древесины, ее пропитывают антисептирующими веществами. Если средний срок службы опор из непропитанной сосны составляет 5 лет, то пропитка антисептиком повышает срок службы опор до 15 лет. Загнивание деталей деревянных опор проверяют не реже чем через 3 года. Опоры, выполненные из антисептированной древесины, дополнительно пропитывают до появления массового загнивания. На опорах, пропитанных маслянистыми антисептиками, через 10 лет устанавливают антисептические бандажи, а на опорах, пропитанных водорастворимыми антисептиками, их ставят через пять лет.

Антисептические бандажи изготавливают из толи, рубероида или пергамина шириной 50 см. На них наносят антисептическую пасту. Применяют также уралитовую, фтористонатриевую пасту, водорастворимые антисептики.

В условиях эксплуатации иногда выполняют частичную обработку древесины антисептиком. При этом пастой покрывают следующие части:

- а) все подземные части опоры на глубину опасного загнивания и на 30 см выше уровня земли;
- б) все торцовые части и верхнюю поверхность горизонтальных и наклонно расположенных деталей опор;
- в) все трещины шириной более 2 мм;
- г) места сочленения деталей опор между собой.

Поверхность бандаж и части, обработанные антисептиком, покрывают слоем гидроизоляции (на основе нефтяного битума или каменноугольного лака). Антисептики наносят вручную (кистями, совками и т.д.), а также механизированным способом – распылителем.

Для выправки опор вдоль и поперек оси линии используют лебедки или другой тяговый механизм. После выправки опоры плотно трамбуют грунт у основания, а ослабленные бандажи подтягивают.

Тросы оттяжек и узлы крепления для защиты от коррозии смазывают антикоррозионным покрытием АМС-3, ЗЭС, ПВК, ПП-95 или глифталиевым лаком. Оттяжки из круглой стали окрашивают. Если число оборванных или разрушенных коррозией проволок в тросе составляет 20 % и более, оттяжки подлежат замене.

Загнившие приставки или опоры с эквивалентным диаметром менее допустимого заменяют.

### 3.2.2 Ремонт железобетонных опор

При ремонте ВЛ на железобетонных опорах выполняют следующие работы:

- 1) заменяют отдельные опоры;
- 2) заделывают трещины, выбоины, сколы;
- 3) выправляют опоры;
- 4) восстанавливают антикоррозионные покрытия металлических частей.

Железобетонные опоры подлежат замене, если есть дефекты, перечисленные в таблице 3.1.

Опоры, в которых раковины, трещины, сколы не превышают допустимых размеров, ремонтируют. Перед заделкой раковин и трещин поверхность бетона очищают от грязи, пыли и отслоений стальными щетками или скребками. Место, подвергающееся ремонту, смачивают 10%-м раствором поливинилацетатной эмульсии. Затем шпателем, кельмой или мастерком втирают (вмазывают) полимерцементный раствор. Через час место заделки снова смачивают водным раствором эмульсии. Полимерцементные растворы готовят из цемента, песка и поливинилацетатной эмульсии.

Таблица 3.1 – Описание дефектов железобетонных опор, при которых опора подлежит замене

Конструкция опоры	Характеристика дефекта
Центрифугированная вибрированная с ненапряженной и напряженной стержневой арматурой.	Поперечные трещины шириной раскрытия более 1 мм.
С напряженной проволочной и прядевой арматурой.	Поперечные трещины шириной раскрытия более 0,6 мм.
Все типы и конструкции	1. Продольные трещины шириной раскрытия более 0,3 мм, две и более в одном сечении. 2. Раковины в бетоне размером более 20×20×20 мм. 3. Значительное смещение каркаса арматуры по отношению к оси стойки

Железобетонные опоры подлежат ремонту, если они имеют дефекты, перечисленные в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Описание дефектов железобетонных опор, при которых опора подлежит ремонту

Конструкция железобетонной опоры	Характеристика дефекта	Способ устранения дефекта
Центрифугированная вибрированная опора с ненапряженной и напряженной стержневой арматурой	1. Поперечные трещины шириной раскрытия от 0,3 до 0,6 мм. 2. Поперечные трещины шириной раскрытия более 0,6 мм	Окраска полимерцементной краской в зоне трещин. Заделка трещин полимерцементным раствором
Опоры с ненапряженной проволочной и прядевой арматурой	1. Поперечные трещины шириной раскрытия от 0,05 до 0,3 мм. 2. Поперечные трещины шириной раскрытия от 0,3 до 0,6 мм	Окраска полимерцементной краской в зоне трещин. Заделка трещин полимерцементным раствором
Все типы и конструкции	1. Продольные трещины шириной раскрытия от 0,05 до 0,3 мм. 2. Продольные трещины шириной раскрытия от 0,3 до 0,6 мм, но не более двух в одном сечении. 3. Пористость бетона	Окраска полимерцементной краской в зоне трещин. Заделка полимерцементным раствором.  То же

Железобетонные опоры выправляют так же, как и деревянные. Опоры с креном и односторонней деформацией после выправки можно усиливать оттяжкой.

Если антикоррозионные покрытия металлических элементов опор повреждены, то сначала поверхности элементов очищают, а затем наносят на них новые защитные покрытия.

### 3.2.3 Ремонт проводов

Вследствие воздействия вибрации проводов ВЛ, чрезмерных усилий, возникающих в аварийных режимах, а также в процессе монтажа отдельные проволоки и места соединений проводов могут быть повреждены. В процессе ремонта провода ВЛ выполняют следующее:

- а) накладывают бандаж;
- б) переделывают соединения;
- в) заменяют дефектные участки;
- г) регулируют (перетягивают) провода.

При повреждении отдельных проволок делают бандаж, навивая вокруг провода отрезок проволоки. При выпучивании верхнего повива провода (на длине 100–150 мм) на поврежденное место накладывают ремонтную муфту длиной 200 мм или две муфты меньшей длины.

Натяжение проводов регулируют в случаях, когда габариты линий и стрелы провеса не отвечают требованиям ПУЭ. Это может произойти вследствие проскальзывания провода в вязках штыревых изоляторов под действием гололеда, ветровых и других нагрузок, а также при изменении отметки уровня поверхности под ВЛ при строительных работах (прокладка дорог, тротуаров и т.п.).

Ремонт заземляющих устройств. При ремонте заземляющих устройств заменяют отдельные заземлители, заземляющие проводники и целые заземляющие устройства, приводят значение сопротивлений заземляющих устройств в соответствие с требованиями ПУЭ.

Под воздействием окружающей среды заземляющие проводники, заземлители подвергаются коррозии, уровень грунтовых вод и влажность грунта изменяются в течение года. Со временем сопротивление заземляющего контура может увеличиваться. Заземляющие спуски от воздействия вибрации, коррозии могут ломаться. Целость заземляющих спусков восстанавливают сваркой. Чтобы уменьшить значение сопротивления заземляющих устройств, забивают в землю дополнительные вертикальные заземлители. В скальных грунтах прокладывают дополнительные лучевые заземлители по поверхности скальных пород, засыпают их землей при толщине разборного слоя более 0,1 м и заливают цементным раствором при толщине разборного слоя менее 0,1 м.

### **3.3 Техника безопасности при эксплуатации и ремонте воздушных линий**

Работы на ВЛ относятся к особо опасным, так как часто связаны с подъемом на опоры и иногда приходится работать на линии, находящейся под напряжением, или вблизи других действующих линий. С точки зрения техники безопасности на ВЛ работают в следующих условиях:

- а) на отключенных линиях;
- б) линиях, находящихся под напряжением;
- в) отключенных линиях при совместной подвеске проводов с другими линиями напряжением до и свыше 1000 В;

г) на линиях, находящихся вблизи других действующих линий электропередач.

Работы на ВЛ можно начинать только после выполнения необходимых организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность.

Организационные мероприятия – это оформление наряда или распоряжения (письменное или устное), допуск к работе, надзор во время работы и оформление окончания работ. По наряду выполняют работы на неотключенных линиях с подъемом на опору выше 3 м от земли.

К техническим мероприятиям относятся отключение напряжения, принятие мер от случайной подачи напряжения, вывешивание плакатов «Не включать – работают люди», проверка отсутствия напряжения и наложение заземлений.

Переносное заземление на линии накладывают на опоре, ближайшей к месту проведения работ. При работах, связанных с нарушением целостности проводов, заземление устанавливают с двух сторон поврежденного участка. Накладывать, крепить и снимать заземление нужно в диэлектрических перчатках или при помощи изолирующих штанг.

На деревянных или железобетонных опорах, имеющих спуск к повторным грозозащитным заземлениям, переносное заземление присоединяют к этому спуску. Если этого спуска нет, то к искусственному заземлителю, забитому в землю металлическому стержню или буру, ввернутому на глубину 0,5–1,0 м. На ВЛ с заземленной нейтралью на месте работ переносные заземления можно присоединять к нулевому проводу.

Все лица, обслуживающие линии, должны пройти медицинское обследование и иметь удостоверение о допуске к работе.

Как правило, одновременно на ВЛ должны работать не менее двух человек. Одно лицо может осматривать линию без наряда, не поднимаясь на опоры. Осматривающий линию должен считать, что она под напряжением, так как даже на отключенную линию в любой момент может быть подано напряжение. При обходе в темное время суток следует идти по краю трассы, чтобы случайно не наступить на оборванный провод. При ремонте отключенной линии перед подъемом на опору необходимо убедиться в прочности ее основания. Запрещается подниматься на опору, основание которой подгнило более чем на 2,5–3,0 см по радиусу, без предварительного ее закрепления

оттяжками. Подниматься на опору разрешается с применением когтей или специальных приспособлений. Работая на опорах, следует всегда стоять на обеих ногах, прикрепившись к опоре цепью монтерского пояса. Запрещается подниматься на сильно наклонившуюся опору до ее выпрямления и закрепления в грунте. Перед подъемом на опору необходимо проверить исправность предохранительного пояса, когтей и других защитных средств – диэлектрических перчаток, инструмента с изолированными рукоятками, приспособлений.

При работе без снятия напряжений с подъемом на опору следует одежду застегнуть на все пуговицы, а рукава опустить и застегнуть (или завязать) у кистей рук.

Если при работе не исключена возможность прикосновения или приближения на опасное расстояние к проводам другой действующей линии напряжением выше 1000 В, эту действующую линию необходимо отключить и заземлить вблизи места работы.

### **Контрольные вопросы**

1. Причины обрыва проводов ВЛ.
2. Условия содержания в исправности всех элементов ВЛ.
3. Какие дефекты определяют при ночном осмотре?
4. Периодичность проводимых осмотров районных электрических сетей.
5. На что необходимо обратить внимание при периодических осмотрах?
6. Чем вызваны наклоны опор?
7. Основной недостаток деревянных опор.
8. На какой глубине происходит интенсивный процесс загнивания?
9. Что означает эксплуатационное обслуживание?
10. Какие дефекты устраняют во время эксплуатационного обслуживания?
11. Перечислите этапы при ремонте ВЛ.
12. Как защищаются элементы ВЛ?
13. Какие работы выполняют на железобетонных опорах при ремонте ВЛ?
14. В чем суть ремонта заземляющих устройств?
15. В каких условиях с точки зрения техники безопасности работают на ВЛ?
16. На какую опору запрещается подниматься?

## **МОДУЛЬ 4**

### **РЕМОНТ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ**

**Цель модуля.** Ознакомиться с последовательностью ремонта кабельных линий. Изучить методы обнаружения повреждений кабельных линий.

**Задачи модуля.** Научиться определять характер повреждения кабельных линий. Освоить методику ремонта оболочек кабеля. Приобрести навыки ремонта оболочек кабеля. Ознакомиться практически с последовательностью ремонта кабельных линий. Изучить методы обнаружения повреждений кабельных линий.

#### **Общее положение**

Силовые кабельные линии находят повсеместное распространение при строительстве животноводческих комплексов и птицефабрик промышленного типа и других производственных объектов АПК.

Применение кабелей вместо воздушных линий значительно повысит надежность сельскохозяйственных потребителей. Преимущество кабельных линий, проложенных в земле, по сравнению с воздушными линиями является то, что они защищены от внешних механических воздействий. Они меньше подвержены влиянию атмосферного электрического поля грозных разрядов. Кабельные линии не занимают большой площади сельскохозяйственных угодий.

#### **4.1 Подготовка к ремонту**

Ремонт кабельной линии необходимо проводить в максимально короткий срок, так как отключение линии связано со снижением надежности электроснабжения, увеличением потерь электроэнергии, а в случае одностороннего питания сопровождается полным прекращением подачи электроэнергии.

Быстрое и точное определение места повреждения – одно из решающих условий ускорения ремонта линии. Для этого необходимо механизировать трудоемкие работы по вскрытию асфальта, разрушению бетонных оснований, рыхлению твердого и мерзлого грунта, рытью и засыпке траншей. Необходимо применять отбойные молотки, пневматический бетонолом, электромолотки. Для рытья траншей, там, где возможно, следует применять экскаватор, который может

быть использован как бульдозер при засыпке траншеи после ремонта кабельной линии.

Для разогрева мерзлого грунта при проведении работ в зимних условиях применяют электрические рефлекторные печи, электрические электроды и газовые горелки.

Земляные работы по вскрытию траншеи и ремонт поврежденной кабельной линии выполняют с соблюдением мер защиты действующих кабельных линий от механических повреждений. Если в месте повреждения кабеля проложено несколько кабельных линий и явного повреждения не видно, то во избежание ошибок необходимо отрыть все кабельные линии, проложенные в месте повреждения. Сверив по плану трассу кабельной линии и убедившись при помощи индукционного метода в отсутствии напряжения на данном кабеле, можно начать его ремонт. Объем ремонта кабельной линии определяется характером повреждения и состоянием кабеля.

*Ремонт свинцовой или алюминиевой оболочки кабеля.* Нарушение герметизации обычно происходит в результате механических повреждений при проведении земляных работ. Местное восстановление герметизации кабеля выполняют в случае, если есть полная уверенность в том, что изоляция кабеля не повреждена и влага в кабель не проникла. Этот ремонт выполняют в такой последовательности:

- 1) удаляют часть оболочки по обе стороны от места повреждения;
- 2) осматривают и проверяют верхнюю ленту поясной изоляции на отсутствие влаги;
- 3) выполняют разбортовку торцов заводской оболочки;
- 4) восстанавливают герметизацию кабеля. Для этого на оголенный участок накладывают разрезанную вдоль свинцовую трубу и после обивки пропаивают продольный шов и шейки, а также заливочные отверстия после заполнения трубы кабельной массой;
- 5) соединяют оболочку с броней кабеля и заключают кабель в защитный чугунный кожух при прокладке его в земле или в специальную стальную трубу при открытой прокладке.

Если влага проникла в изоляцию, поврежденный участок кабеля вырезают и вместо него монтируют вставку из кабеля аналогичной марки. Минимальная длина вставки по условиям удобства монтажа составляет 3 м. В местах соединения вставки с кабелем монтируют две соединительные муфты. По обеим сторонам муфты при прокладке в земле создается запас кабеля в виде волнообразного изгиба (змейки).

### 4.1.1. Ремонт изоляции кабеля

В случае электрического пробоя изоляции, при отсутствии повреждения токопроводящей жилы, ремонт изоляции может быть выполнен без разрезания жил кабеля, путем монтажа так называемой бесклеммной муфты. При этом необходимо убедиться в полном отсутствии влаги в изоляции и наличии достаточной слабины в кабеле, позволяющей развести жилы и выполнить подмотку дефектной изоляции. Для герметизации кабель закладывают в свинцовую трубу, заливают кабельной массой и т.д. в том же порядке, что и при ремонте свинцовых и алюминиевых оболочек.

При проведении капитальных ремонтов кабельных линий концевые муфты старых конструкций можно заменять муфтами новых конструкций с герметическими заделками. В заделках, выполненных из эпоксидного компаунда, может нарушиться герметичность и вытекать пропиточный состав в нижней или верхней части заделок. При вытекании пропиточного состава внизу, у корешка разделки, участок, примыкающий к муфте, на 40–50 мм в обе стороны обезжиривают. После этого низ заделки и прилегающую к нему свинцовую или алюминиевую оболочку на расстоянии 15–20 мм обматывают двумя слоями хлопчатобумажной ленты, смазанной эпоксидным компаундом. Затем на кабель устанавливают ремонтную форму, заполняют ее эпоксидным компаундом.

Если пропиточная масса вытекает сверху в месте выхода жил из заделки, плоскую часть заделки и участки жил на расстоянии 30 мм зачищают ножом или стеклянной бумагой и обезжиривают (тряпкой, смоченной в бензине или ацетоне). Затем устанавливают ремонтную форму и заливают ее эпоксидным компаундом.

К работам на кабельных линиях допускаются электромонтеры, имеющие II или III квалификационную группу. Они приступают к работе по устному или телефонному распоряжению с записью в журнале.

Для выполнения работ на трассе кабельной линии необходимо:

а) отключить кабель, в том числе и нулевую жилу (провод), от электроустановки с обеих сторон;

б) убедиться в отсутствии напряжения на всех жилах и вывесить плакаты «Не включать, работают люди» на обоих концах кабеля;

в) на отключенные рубильники наложить изолирующие прокладки, снять предохранители, а шкафы с рубильниками, автоматами и предохранителями запереть на замок.

Если кабель является единственной линией, питающей потребитель (двигатель и т.п.), то все эти операции можно выполнять лишь на конце со стороны источника питания. Заземлять кабель необязательно.

Прежде чем приступить к ремонту кабеля, необходимо удостовериться в том, что это именно нужный кабель. Если кабель проложен открыто, то участок, подлежащий ремонту, определяют путем визуального прослеживания; если кабель проложен в земле, то сверяют с чертежами прокладки. Если нет полной уверенности в правильности определения подлежащего ремонту кабеля, то применяют специальные индукционные аппараты (кабелеискатели).

Открытые муфты укрепляют на прочной доске, подвешенной при помощи проволоки или троса к перекинутым через траншею брусам. Перед разрезанием кабелей, проложенных в земле, убеждаются в отсутствии напряжения путем прокола с одновременным заземлением жил. Металлическую часть приспособления для прокалывания заземляют. Прокол нужно делать в диэлектрических перчатках, предохранительных очках, стоя на изолирующем основании.

Разрезая кабель, ножовку держат за деревянную рукоятку, не касаясь металлических частей. Ножовка должна быть заземлена. Если перед резкой прокола не было, то всю работу выполняют в диэлектрических перчатках, предохранительных очках, стоя на сухой доске.

При вскрытии муфт также принимают меры предосторожности. После вскрытия муфты еще раз убеждаются в отсутствии напряжения (специальным индикатором или вольтметром), срезают изоляцию заземленным ножом, а затем накоротко соединяют жилы между собой. Дальнейшую работу выполняют без применения перчаток, очков и ковриков.

На осмотре колодцев, коллекторов и других кабельных сооружений должны работать не менее двух лиц. Перед началом работы необходимо убедиться в отсутствии горячих и вредных для дыхания газов в этих сооружениях. Категорически запрещается проверять отсутствие газов при помощи открытого огня (забрасыванием горящих спичек, пакли и т.п.). Это может вызвать пожар. Для проверки применяют специальный газоанализатор или рудничную лампу.

Убедившись в отсутствии горючих газов, на дно колодца опускают зажженную свечу. Если свеча гаснет, то это свидетельствует, что в колодце есть углекислый газ  $\text{CO}_2$ . При обнаружении газа в колодец нагнетают чистый воздух при помощи установленного снаружи ручного или электрического вентилятора, конец рукава которого должен быть на расстоянии 25 см от дна.

Перекладывать, сдвигать, перемещать кабели можно после их отключения и заземления. Кабели, находящиеся под напряжением, допускается перемещать на расстояние до 5–7 м при следующих условиях:

- а) работа выполняется по наряду квалифицированными рабочими;
- б) температура кабеля не ниже +5 °С (278 К);
- в) кабели около муфт для исключения изгиба закреплены на досках;
- г) поверх диэлектрических перчаток для защиты их от механических повреждений надевают брезентовые рукавицы.

При измерении сопротивления изоляции мегомметром, если противоположный конец кабеля находится в помещении, где проводятся другие работы, на время испытания там ставят наблюдающего, который не подпускает к кабелю людей.

После отключения испытательного напряжения кабель долго сохраняет электрический заряд, опасный для жизни человека. Поэтому прикасаться к кабелю запрещается до тех пор, пока он не будет разряжен. Для разрядки каждую жилу кабеля соединяют с его оболочкой (заземляющим устройством).

### **Контрольные вопросы**

1. В чем преимущество кабельных линий по сравнению с воздушными?
2. Условия ускорения ремонта кабельных линий.
3. Как определяется объем ремонта кабельной линии?
4. В результате чего нарушается герметизация кабельных линий?
5. В какой последовательности выполняется ремонт, если изоляция кабеля не повреждена и влага в кабель не проникла?
6. Если влага проникла, как ремонтируют кабель?
7. Как производят ремонт в случае электрического пробоя изоляции, при отсутствии повреждения токопроводящей жилы?
8. Кто допускается к ремонту на кабельных линиях?
9. Что необходимо сделать для выполнения работ на трассе кабельной линии?
10. Как определить отсутствие напряжения перед разрезанием кабелей, проложенных в земле?

## ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ К МОДУЛЮ 4

### Лабораторная работа № 6

#### Ремонт кабельных линий

**Цель модуля.** Изучить методы обнаружения повреждений кабельных линий. Ознакомиться на практике с последовательностью ремонта.

#### Задание к работе

1. Ознакомиться с методами обнаружения повреждений кабельных линий.
2. Научиться определять характер повреждения кабельных линий.
3. Освоить методику ремонта оболочек кабеля.
4. Приобрести навыки ремонта изоляции кабеля.
5. Составить отчет по лабораторной работе.

#### Общие сведения

Силовые кабельные линии находят повсеместное распространение при строительстве животноводческих комплексов и птицефабрик промышленного типа и других производственных объектов АПК. Применение кабелей вместо воздушных линий значительно повысит надежность сельскохозяйственных потребителей. Преимуществом кабельных линий, проложенных в земле, по сравнению с воздушными линиями является то, что они защищены от внешних механических воздействий. Они меньше подвержены влиянию атмосферного электрического поля, грозových разрядов.

В сельских электроустановках применяются кабели как с бумажной (пропитанной) изоляцией, так и с полиэтиленовой, полихлорвиниловой и резиновой; бронированные и небронированные; силовые и контрольные. Каждая марка и сечение кабеля рассчитаны на определенные нагрузки и условия работы. У высоковольтных кабелей воздействие электрического поля сильнее и поэтому допустимая температура жил кабеля для них имеет меньшее значение, чем для кабелей более низкого напряжения. Допустимые температуры нагрева токоведущих жил определяются конструкцией кабеля (типом применяемой изоляции), рабочим напряжением, режимом его работы (длительный, кратковременный). В соответствии с ПУЭ допустимым рас-

четным нагрузкам соответствуют следующие максимально допустимые температуры на жилах кабеля: для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией напряжением до 1 кВ – +80 °С, напряжением до 10 кВ – +60 °С; для кабелей с резиновой изоляцией – +65 °С; для кабелей по ВТУ в полихлорвиниловой оболочке – +65 °С.

В зависимости от конструкции и назначения кабелям присваивается марка, состоящая из буквенных и цифровых обозначений, структура маркировки приводится на рисунке 1.

□	□	□	□	□	□	<p><b>Назначение кабеля:</b></p> <p>– (обозначения нет) силовой</p> <p><i>К</i> <span style="float: right;"><i>контрольный</i></span></p>
						<p>Материал токопроводящих жил:</p> <p>– (обозначения нет) медь</p> <p><i>А</i> алюминий</p>
						<p>Материал оболочки кабеля:</p> <p><i>А</i> алюминий</p> <p><i>С</i> свинец</p> <p><i>В</i> поливинилхлорид</p> <p><i>Р</i> резина</p> <p><i>П</i> полиэтилен</p> <p><i>П<sub>с</sub></i> полиэтилен самозатухающий</p> <p><i>Н</i> наирит</p>
						<p>Материал изоляции жил кабеля:</p> <p>– (обозначения нет) бумажная пропитанная изоляция</p> <p><i>Р</i> резина</p> <p><i>В</i> поливинилхлорид</p> <p><i>П</i> полиэтилен</p>
						<p>Броня и защитный покров кабеля:</p> <p><i>Б</i> бронированный плоскими стальными лентами</p> <p><i>Г</i> голый, без покрова</p> <p><i>Ш<sub>в</sub></i> покров поливинилхлоридного шланга</p>
						<p>Число и площадь поперечного сечения (мм<sup>2</sup>) токоведущих жил:</p> <p>3 x 16</p> <p>1 x 10</p>

Рис. 1. Структура маркировки кабелей

Промышленность выпускает специально для использования в сельском хозяйстве кабели следующих марок: АПВГ-С, АПсВГ-С, АВВГ-С.

### **Основные виды повреждений кабельных линий**

*Однофазные повреждения.* Однофазные повреждения – самый распространенный вид повреждений силовых кабельных линий напряжением 1–10 кВ. При этом виде повреждений одна из жил кабеля замыкается на его экранирующую оболочку.

Однофазные повреждения можно разделить на три группы по значению переходного сопротивления в месте замыкания.

К первой группе относятся повреждения с переходным сопротивлением, равным десяткам и сотням мегаом (заплывающий пробой). Ко второй группе относятся повреждения с переходным сопротивлением от единиц Ом до сотен килоом и к третьей группе – повреждения с сопротивлением, близким к нулю.

*Междуфазные повреждения.* Междуфазные повреждения составляют около 20 % всех видов повреждений кабельных линий. Их можно разделить на две группы. К первой относятся повреждения с переходным сопротивлением в месте дефекта, близким к нулю, и ко второй группе – с сопротивлением от единиц килоом до сотен мегаом.

В первом случае часто все три жилы свариваются между собой и с экранирующей оболочкой. При большом токе короткого замыкания кабель может перегореть на две части. При междуфазных повреждениях, относящихся ко второй группе, обычно между жилами и оболочкой кабеля имеется переходное сопротивление, и замыкание между собой двух жил происходит через экранирующую оболочку. Замыкание двух жил между собой без замыкания на оболочку происходит редко.

*Разрыв (растяжка) жил кабельных линий.* Данный вид повреждения образуется из-за перемещения слоев почвы в местах расположения муфт, вследствие чего происходит вытягивание жил кабеля, а в муфтах, как правило, разрыв жил (растяжка).

Разрыв жил кабельных линий может произойти также из-за различных механических воздействий или заводского брака.

*Предварительное определение вида повреждения.* Для поиска места повреждения кабеля необходимо определить вид повреждения, что позволит выбрать наиболее эффективный метод определения

места повреждения. Для этого на отсоединенном кабеле мегомметром и омметром необходимо измерить сопротивление изоляции между жилами, каждой жилой и оболочкой кабеля, а также сопротивление жил кабеля.

По результатам измерений можно определить вид повреждения с переходным сопротивлением в месте повреждения от нуля до сотен килоом.

Однако при больших значениях переходных сопротивлений определить таким образом вид повреждения затруднительно. В этом случае необходимо испытать кабель повышенным напряжением постоянного тока.

Для этого поочередно прикладывая высокое напряжение между жилами и между каждой жилой и оболочкой кабеля, плавно увеличивая его от нуля до значения, вызывающего резкие изменения тока утечки (но не выше испытательного для конкретного кабеля), по характеру изменения тока утечки определяется вид повреждения.

*Прожигание изоляции кабелей.* Для эффективного использования существующих методов определения места повреждения кабельных линий необходимо, чтобы переходное сопротивление изоляции в месте повреждения было от единиц до десятков кОм.

В большинстве случаев для этого необходимо прожигание изоляции кабельных муфт, прожигание изоляции кабельных жил в месте их повреждения и разрушение металлического спая (сварки) жил кабеля и оболочки при однофазных повреждениях.

После снижения сопротивления в месте повреждения используется один из самых эффективных методов – акустический.

В случае невозможности определения места однофазного повреждения на трассе кабельной линии акустическим методом (сильные акустические помехи, большая глубина прокладки кабеля, отсутствие документации на прокладку кабеля и т.д.) производят прожигание места повреждения с помощью силовой прожигающей установки в целях перевода однофазного повреждения в междуфазное (двухфазное).

Определение места повреждения в этом случае осуществляют индукционным методом.

Описание методов определения мест повреждений кабельных линий приведены в разделах настоящей методики.

Прожигание производят за счет энергии, выделяющейся в канале пробоя. При этом происходит обугливание изоляции в месте по-

вреждения и снижение переходного сопротивления. Следует отметить, что прожигание также позволяет сравнительно просто выявлять повреждения в концевых заделках и на вскрытых кабелях по нагреву, появлению дыма и запаха гари. Следует иметь в виду, что эффективный прожиг имеет место лишь до тех пор, пока значение сопротивления в месте повреждения имеет тот же порядок, что и внутреннее сопротивление прожигательной установки.

Практически нельзя создать прожигательную установку, обеспечивающую достаточно высокое напряжение и малое внутреннее сопротивление. Поэтому единственно целесообразным методом прожигания является ступенчатый способ.

Сущность его состоит в смене источников питания по мере снижения напряжения пробоя и сопротивления в месте повреждения. Источник питания более низкого напряжения легче сконструировать с меньшим внутренним сопротивлением. В настоящее время прожигающие установки имеют от 3 до 6 ступеней прожигания.

Прожигание может проводиться как на постоянном, так и на переменном токе. Верхние ступени прожигания выполняются на выпрямленном напряжении, а последняя ступень на переменном напряжении.

Рассмотрим три основных случая прожигания в силовых кабелях.

*Прожигание изоляции кабельных муфт.* В кабельных муфтах возникают повреждения, вызванные дефектом монтажа, а также воздействием климатических факторов (возникновение трещин и пустот в мастике). Данный вид повреждений выявляется при профилактических испытаниях.

С помощью испытательной высоковольтной установки на поврежденной жиле кабеля поднимается напряжение до пробоя.

При этом, если после нескольких пробоев напряжение пробоя не снижается или при сниженном напряжении электрическая прочность вновь возрастает, то такой характер процесса указывает на повреждения соединительных (и очень редко концевых) муфт.

В соединительных муфтах часто образуются трещины, пустоты, играющие роль как бы разрядников в газовой среде. Газы образуются вследствие разложения кабельной массы под действием дуги.

В момент пробоя в таких полостях давление резко повышается, способствуя гашению дуги. Кроме того, разряды в муфтах по более удлиненным, чем в кабеле, путям расплавляют кабельную массу,

заливая канал разряда свежей массой. Такие пробои носят название «заплывающий пробой».

Если через 5–10 мин непрерывного повторения пробоев разрядное напряжение не снижается, прожигание следует прекратить. Для определения места повреждения кабельной линии в этом случае необходимо использовать один из методов, наиболее соответствующий значению достигнутого переходного сопротивления.

*Прожигание изоляции кабеля.* При профилактических испытаниях повреждение может быть выявлено непосредственно в кабеле. При этом, если изоляция хорошо пропитана маслом, пробои могут повторяться длительное время – до 5–10 мин, а иногда и дольше.

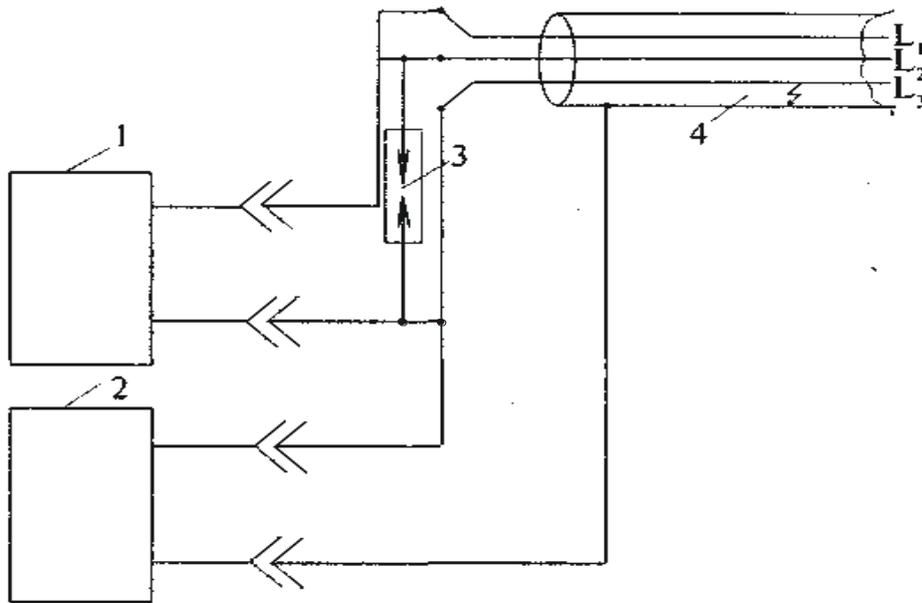
После многократного повторения разрядов напряжение пробоя начинает снижаться, что позволяет (при максимальном значении тока испытательной установки) иметь повышенную частоту пробоев.

Как только напряжение пробоя снизится до более низких значений, включают прожигательную установку на верхнюю ступень прожигания. После того как произойдет осушение и обугливание изоляции, процесс непрерывного чередования заряда и разряда в кабеле переходит в устойчивое протекание тока через место повреждения с постепенным снижением переходного сопротивления.

При этом, как только удастся снизить напряжение прожигания, необходимо переключить прожигательную установку на более низкую ступень прожигания. В процессе прожигания сопротивление в месте повреждения может увеличиться, и в этом случае необходимо вернуться на более высокую ступень прожигания, чтобы добиться снижения сопротивления в месте повреждения и напряжения прожигания. На низких ступенях прожигания при больших токах в канал повреждения попадают частицы расплавленного металла как жилы, так и оболочки кабеля, что вызывает значительное снижение сопротивления в месте повреждения. При образовании сплошного металлического канала переходное сопротивление снижается до долей ома.

В случае, когда необходимо перевести однофазное повреждение в междуфазное, используется схема, изображенная на рисунке 2.

С помощью прожигательной установки осуществляется прожигание изоляции поврежденной жилы  $L_3$  кабеля. Испытательная установка постоянного тока включена на две неповрежденные жилы и через разрядник к поврежденной жиле  $L_3$ .



*Рис. 2. Схема подключения оборудования при переводе однофазного повреждения в междуфазное (двухфазное): 1 – испытательная установка постоянного тока; 2 – прожигательная установка; 3 – разрядник; 4 – поврежденный кабель*

Емкость двух жил кабеля заряжается с помощью испытательной установки до напряжения пробоя разрядника, которое устанавливается равным 5–10 кВ, и импульс тока разряда разрушает образующийся под действием тока от прожигательной установки проводящий мостик в месте повреждения.

Периодическое создание за счет тока прожигания и разрушение вследствие тока разряда емкости двух неповрежденных жил проводящего мостика увеличивают объем разрушения изоляции.

Наличие напряжения от испытательной установки на неповрежденных жилах кабеля в переходном режиме увеличивает вероятность пробоя этих жил на поврежденную. В случае пробоя становится невозможным поднять напряжение от испытательной установки, вследствие чего перестает срабатывать разрядник.

Следует отметить, что не всегда удастся перевести однофазное замыкание в междуфазное, а увеличение напряжения испытательной установки и напряжения срабатывания разрядника может привести к пробоям изоляции жил кабеля в другом месте.

В случае, когда прожигание происходит в течение длительного времени при постоянном токе от прожигательной установки, а сопротивление в месте повреждения не снижается и составляет около

1000–5000 Ом, прожигание следует прекратить, так как место повреждения с отверстием в оболочке кабеля может находиться во влажной среде.

Снизить сопротивление в месте дефекта при таких повреждениях не удастся.

*Разрушение металлического спая (сварки) при однофазных повреждениях.* Если через поврежденную жилу кабеля длительно протекал ток однофазного короткого замыкания на оболочку, то в месте повреждения возможно сваривание токоведущей жилы с экранирующей оболочкой.

Разрушить место сварки прожиганием часто не удается, без чего не всегда можно определить место повреждения на трассе кабельной линии.

Для разрушения места спая можно использовать батарею конденсаторов, емкость которой изменяется в зависимости от их соединения (параллельное, последовательное) от 5 до 200 мкф при напряжении заряда 30 и 5 кВ соответственно. При этом дополнительно используется емкость неповрежденных жил кабеля относительно оболочки.

Конденсаторы, подключенные к поврежденной жиле и оболочке кабеля через управляемый разрядник, заряжаются от высоковольтной испытательной установки.

При импульсном разряде конденсаторов происходит разрушение проводящего спая за счет ударных электродинамических воздействий, сопровождающих протекание тока разряда.

При достаточно прочных спаях, когда подобным способом разрушить их не удастся, используют «отжигающие» установки, представляющие собой регулируемые выпрямительные устройства с пределами измерения выпрямленного тока от нуля до 1000 А.

В этом случае разрушение спая происходит за счет его расплавления при прохождении через него тока большой величины.

*Определение мест повреждения на кабельных линиях.* Кабельная линия находится, как правило, под землей и поэтому определение места ее повреждения – наиболее трудная операция, от реализации которой зависит своевременность питания потребителей. Чтобы получить исходные данные для выбора наиболее подходящего метода определения места повреждения, устанавливают характер повреждения, который может быть следующим: замыкание на землю одной фазы; замыкание двух или трех фаз на землю либо между собой;

обрыв одной, двух или трех фаз, с заземлением или без заземления; заплывающий пробой изоляции; сложные повреждения.

Для установления характера повреждения кабельную линию отключают от источника питания. От линии отключают все электроприемники и с обоих ее концов мегомметром измеряют сопротивление изоляции каждой токоведущей жилы по отношению к земле и между каждой парой жил, а также убеждаются в отсутствии обрыва токоведущих жил. Установив характер поврежденных жил, выбирают метод наиболее подходящий для определения места повреждения в данном конкретном случае. В первую очередь с погрешностью порядка 10–40 м определяют зону, в границах которой расположено место повреждения. Затем уточняют место повреждения непосредственно на трассе. Для определения зоны повреждения линии применяют следующие относительные методы: импульсный, колебательно-го разряда, петлевой и емкостной.

### **Методы определения расстояния до места повреждения кабельных линий (относительные методы)**

Методы определения расстояния от места измерения (начала кабеля) до места повреждения называются относительными методами.

Относительные методы не гарантируют высокую точность определения места повреждения, они лишь указывают зону, в которой имеется повреждение, и дают возможность использовать именно в этой зоне абсолютные методы, то есть методы, с помощью которых можно точно определить место повреждения. Описания абсолютных методов приведены в дальнейшем разделе настоящей методики.

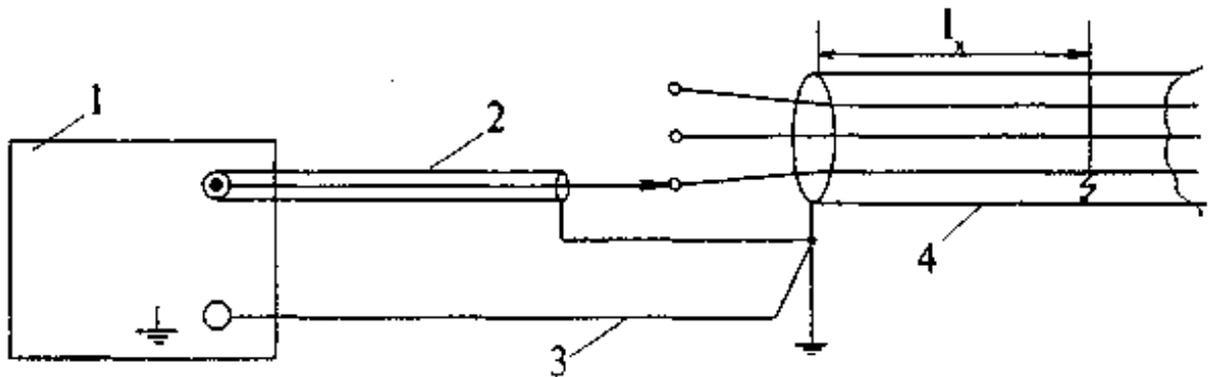
*Импульсный метод.* С помощью импульсного метода можно измерить полную длину кабельной линии, определить расстояние до места повреждения, имеющего переходное сопротивление менее 200 Ом, а также расстояние до разрывов (растяжек) жил кабеля.

Принцип импульсного метода заключается в том, что в поврежденную кабельную линию посылаются импульсы напряжения (зондирующие импульсы).

Вследствие неоднородности волнового сопротивления, вызванной повреждением кабеля, возникают отраженные сигналы от мест повреждений. Эти сигналы фиксируются на экране прибора, который определяет неоднородность кабельной линии (P5-10, P5-11, ИКЛ-5, P5-1A).

Схема, реализующая данный метод, представлена на рисунке 3.

Неоднородности волнового сопротивления появляются в соединительных муфтах в местах однофазных и междуфазных повреждений кабеля с переходным сопротивлением в месте повреждения менее 200 Ом, в растяжках жил кабеля, в конце кабельной линии.



*Рис. 3. Схема подключения измерителя неоднородностей линии к поврежденному кабелю:*

- 1 – измеритель неоднородностей линии P5-10 (P5-11);*
- 2 – соединительный кабель; 3 – провод защитного заземления;*
- 4 – поврежденный силовой кабель*

Импульсные характеристики кабельной линии с различными видами повреждений показаны на рисунке 4.

При определении расстояния до места обрыва (растяжки) или измерении полной длины кабеля полярность отраженного сигнала совпадает с полярностью зондирующего импульса. На экране прибора при этом наблюдается всплеск сигнала (рис. 4, а). Полярность сигнала, отраженного от места замыкания жилы, противоположна полярности зондирующего импульса (рис. 4, б). На экране прибора при этом наблюдается провал сигнала.

Если скорость распространения импульса в кабельной линии обозначить через  $v$ , а расстояние от начала линии до места повреждения через  $l_x$ , то время ( $t_x$ ), за которое импульс проходит до точки повреждения и обратно, находим как

$$t_x = 2 \cdot l_x / v. \quad (1)$$

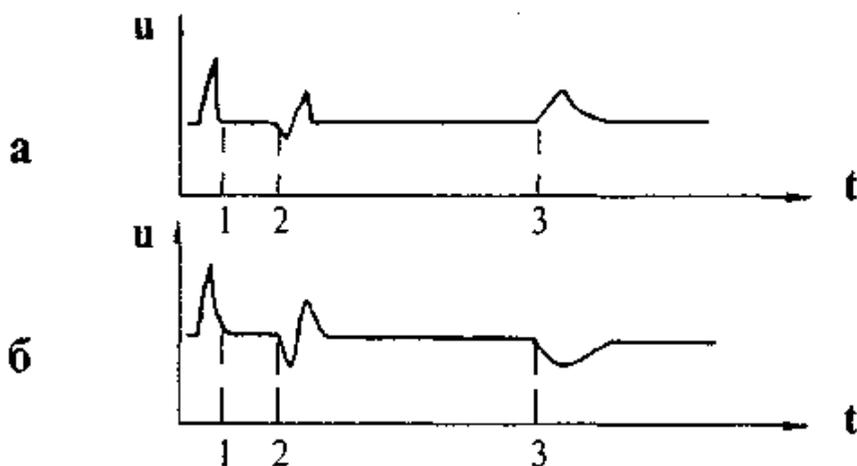


Рис. 4. Импульсная характеристика кабельной линии:

а – при измерении расстояния до обрыва или полной длины кабеля; б – измерении расстояния до короткого замыкания в кабеле;

1 – начало кабельной линии; 2 – отражение импульса от муфты;

3 – отражение импульса от обрыва или полной длины кабельной линии (а), отражение импульса от замыкания (б)

Скорость распространения импульса по силовым кабелям примерно равна 160 м/мкс. При этом условии расстояние до места повреждения определяют по формуле

$$\ell_x = v \cdot t_x / 2 = 80 \cdot t_x. \quad (2)$$

При импульсном методе измерения может быть не только найдено расстояние до места повреждения, но и определен характер дефекта. Погрешность измерения при этом методе составляет не более 1,5 % измеряемой длины кабеля.

Метод колебательного разряда позволяет определить зону повреждения кабельной линии при заплывающих пробоях. От испытательной установки на поврежденный кабель подают постоянное напряжение (рис. 5) и плавно поднимают до значения напряжения пробоя. В момент пробоя в месте повреждения возникает искра, имеющая небольшое переходное сопротивление, и в кабеле происходит разряд колебательного характера. Период колебаний  $T$  этого разряда соответствует времени двукратного пробега волны до места повреждения и обратно, поэтому

$$T = 4 \cdot \ell_x / v \quad \text{или} \quad \ell_x = T \cdot v / 4, \quad (3)$$

где  $v$  – скорость распространения волны колебания в кабеле.

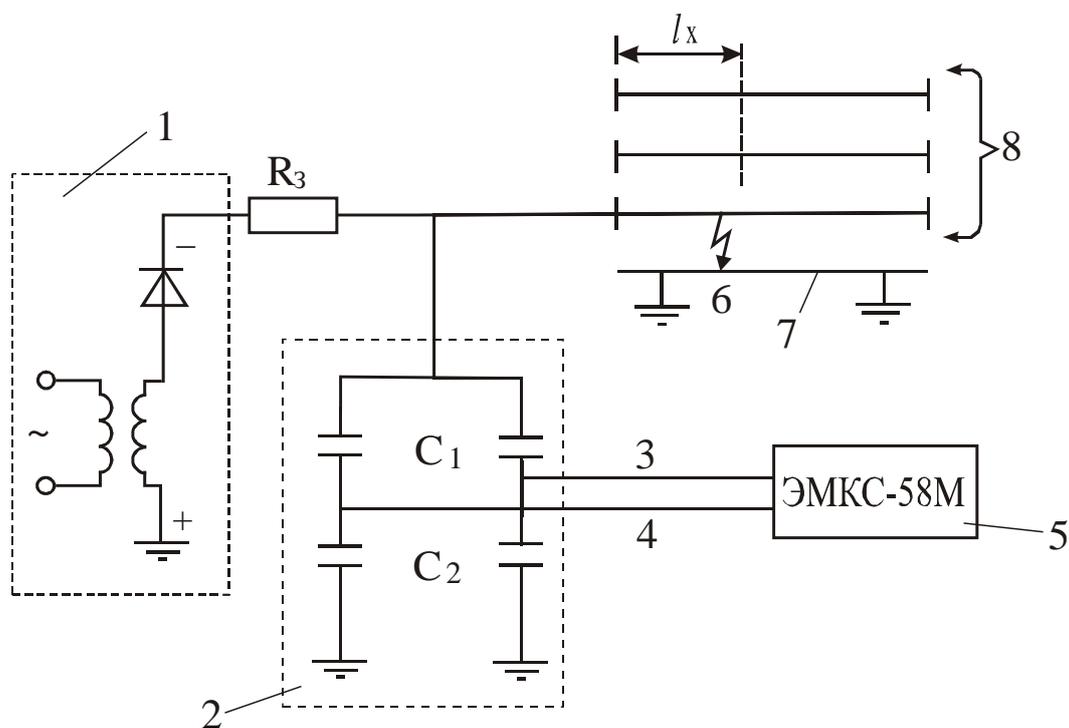


Рис. 5. Схема определения места повреждения в кабеле методом колебательного контура:

1 – высоковольтная установка; 2 – делитель напряжения; 3 – цепь остановки миллисекундомера; 4 – цепь пуска миллисекундомера; 5 – измерительный прибор; 6 – место повреждения; 7 – металлическая оболочка; 8 – жилы кабеля

Продолжительность колебательного разряда измеряют осциллографом с однократной ждущей разверткой типа ОЖО или электронным миллисекундомером ЭМКС-58М, присоединяемым через делитель напряжения. Погрешность метода не более 5 % максимального значения шкалы, по которой проводят измерения.

*Волновой метод.* Волновой метод применяется в случае, если сопротивление в месте повреждения составляет от нуля Ом до сотен килоом.

На рисунке 6 показана принципиальная схема подключения приборов при измерении расстояния до места повреждения с переходным сопротивлением от единиц до сотен килоом при установке измерителя ЦР0200 и присоединительного устройства тока в передвижной измерительной лаборатории.

В основу данного метода положено известное явление отражения электромагнитных импульсов от мест повреждения кабельной линии.

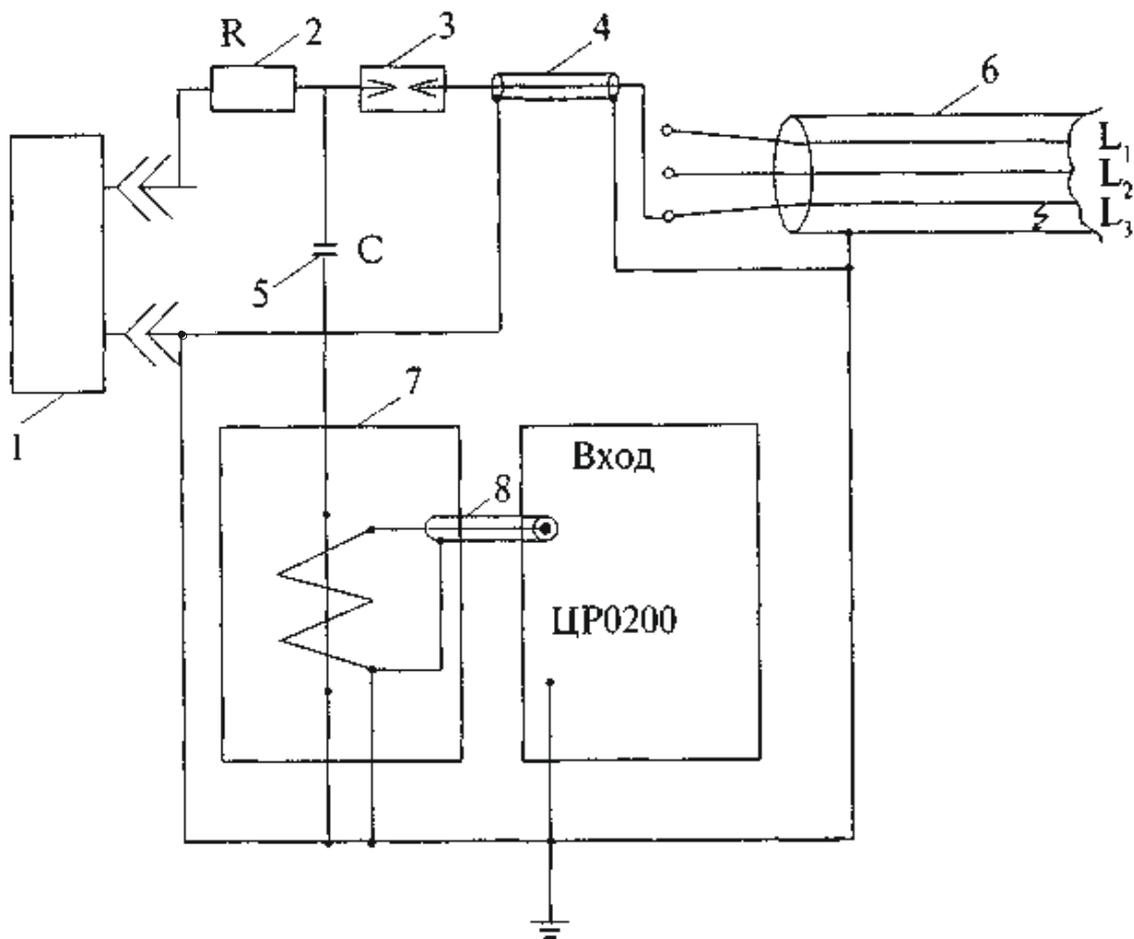


Рис. 6. Схема, используемая для определения расстояния до места повреждения кабельной линии (КЛ) волновым методом:

1 – высоковольтная испытательная установка; 2 – резистор, ограничивающий ток заряда батареи конденсаторов; 3 – управляемый разрядник; 4 – высоковольтный экранированный кабель; 5 – батарея конденсаторов; 6 – поврежденный кабель; 7 – присоединительное устройство (датчик тока); 8 – экранированный соединительный кабель

Заряженная от высоковольтной испытательной установки батарея конденсаторов разряжается при возникновении пробоя (при большом переходном сопротивлении в месте повреждения) или при достижении напряжения срабатывания разрядника (при малых сопротивлениях в месте повреждения кабеля).

В обоих случаях электромагнитный импульс, поочередно отражаясь от места повреждения и источника (батареи конденсаторов), вызывает затухающий колебательный процесс в цепи разряда конденсатора, период которого пропорционален расстоянию от источника импульсов (батареи конденсаторов) до места повреждения. Эпюры тока в цепи конденсатора и напряжения на входе измерителя представлены на рисунке 7.

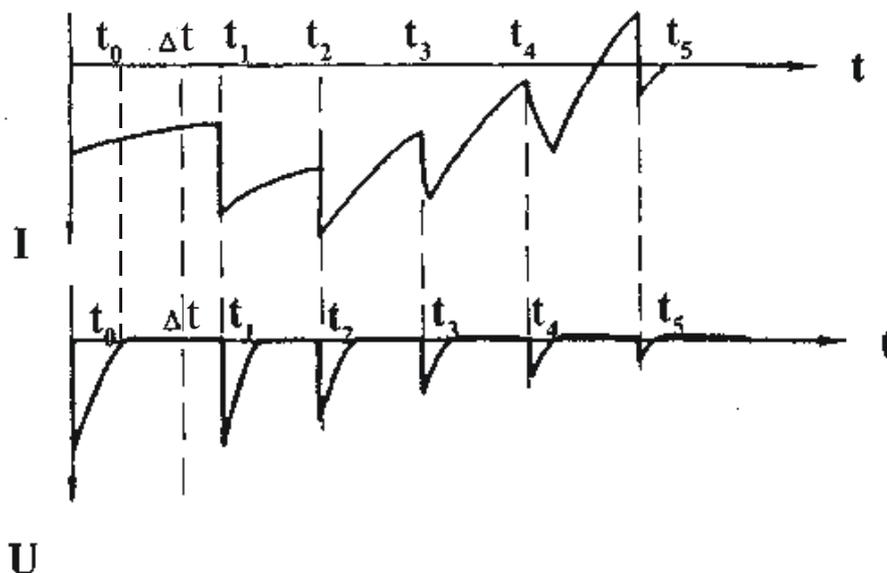


Рис. 7. Эпюры тока в цепи конденсатора и эпюры напряжения на выходе соединительного устройства:  
 $t_0$  – момент начала пробоя в поврежденной жиле кабеля;  
 $\Delta t$  – время пробоя;  $t_1, t_2, t_3, \dots$  – момент прихода отраженных импульсов к началу кабеля

На эпюрах видно, что интервал времени  $t_0 - t_1$  между первым прямым и отраженными импульсами не равен интервалам времени между последующими прямыми и отраженными импульсами ( $t_1 - t_2$ ;  $t_2 - t_3$  и т.д.). Разность  $\Delta T$  определяется временем пробоя места повреждения или разрядника (крутизной фронта импульса).

Следовательно, для того чтобы измерить точно расстояние до места повреждения, следует измерить временной интервал  $t_1 - t_2$ , или  $t_2 - t_3$ , или  $t_3 - t_4$  и т.д.

В кабельных линиях могут иметься значительные неоднородности волнового сопротивления по длине линии, вызванные соединением кабелей различных типов и сечений, а также соединительными муфтами.

Такие неоднородности вызывают дополнительные отражения электромагнитных волн, что приводит к ложным измерениям.

Ложные измерения вследствие таких помех могут быть исключены путем регулируемого уменьшения чувствительности прибора и путем введения регулируемых по времени импульсов задержки срабатывания схемы прибора как в цепи пуска прибора (в интервале времени  $t_0 - t_1$ ), так и в цепи останова прибора (в интервале времени  $(t_1 - t_2)$ ).

Для определения этих видов повреждений применяется измеритель расстояния до места повреждения кабеля ЦРО200, использующий волновой метод и обладающий вышеперечисленными возможностями.

*Петлевой метод* применяют для определения зоны повреждения кабельной линии в случаях, когда жила с поврежденной изоляцией (замыкание на землю) не имеет обрыва и имеется хотя бы одна жила с хорошей изоляцией.

Этот метод заключается в непосредственном измерении сопротивления постоянному току участка поврежденной жилы от места измерения до места повреждения при помощи измерительного моста. Если с одной стороны кабеля соединить между собой поврежденную и здоровую жилы, а с другой стороны подключить два регулируемые сопротивления, получается схема моста (рис. 8).

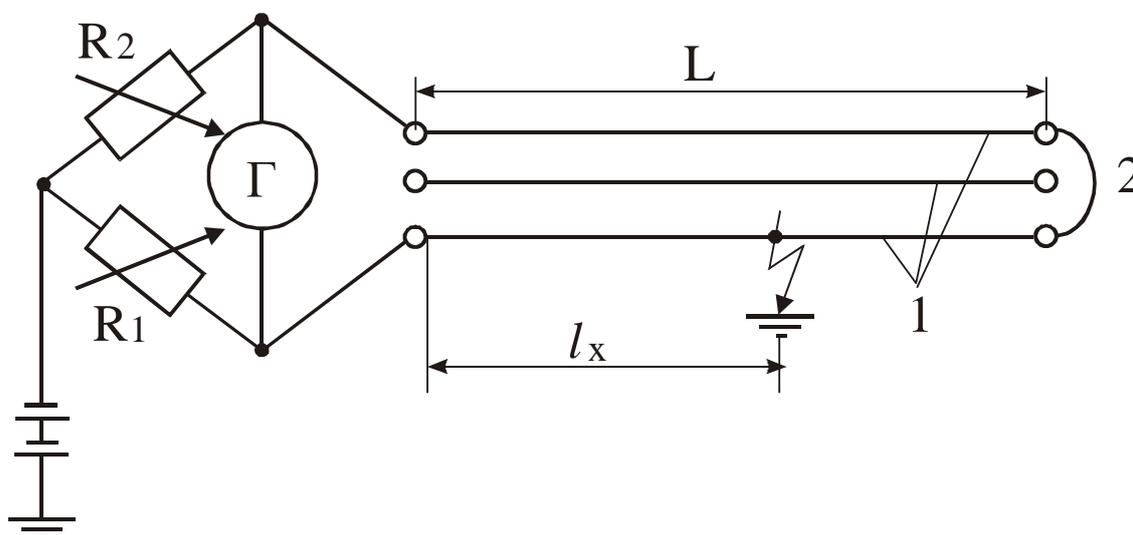


Рис. 8. Схема определения места повреждения петлевым методом:  
1 – жилы кабеля; 2 – перемычка;  $R_1$ ,  $R_2$  – регулируемые плечи моста

Равновесие в мосте наступит при  $R_2 \cdot r_0 \cdot l_x = R_1 \cdot r_0 \cdot (2L - l_x)$ , следовательно

$$l_x = 2L \cdot \frac{R_1}{R_1 + R_2}, \quad (4)$$

где  $R_1$  и  $R_2$  – сопротивления, присоединенные к поврежденной и исправной жилам соответственно, Ом;

$r_0$  – удельное сопротивление, Ом/м;

$L$  – полная длина кабеля, м.

Сопротивление перемычки в контактных местах  $R_{\Pi}$  может влиять на точность результатов измерений. Поэтому при втором измерении необходимо поменять местами концы кабельной линии, присоединяемые к мосту, при этом

$$\ell_x = 2L \cdot \frac{R'_2}{R'_1 + R'_2}. \quad (5)$$

Измерения выполнены правильно, если

$$0,997 < \left( \frac{R_1}{R_1 + R_2} + \frac{R'_2}{R'_1 + R'_2} \right) < 1,003.$$

Петлевой метод применяют при небольших расстояниях до места повреждения ( $\ell_x < 100 \dots 200$  м) и больших переходных сопротивлениях  $1000 < R_{\Pi} < 5000$  Ом. Погрешность определения мест повреждения составляет не более 0,1–0,3 %.

*Емкостной метод* используют для определения мест повреждений с обрывом одной или нескольких жил кабеля и при сопротивлении изоляции поврежденной жилы не менее 5000 Ом. Принцип метода заключается в измерении емкости оборванного участка жилы кабеля, которая пропорциональна его длине до места повреждения. Емкость можно измерять как на постоянном, так и на переменном токе. В практике применения емкостного метода встречаются следующие три принципиальных случая.

*Первый* – обрыв одной жилы (рис. 9, а). Измеряют емкость оборванной жилы с одного  $C_1$  и с другого  $C_2$  конца кабеля. Расстояние до места повреждения будет

$$\ell_x = L \cdot \frac{C_1}{C_1 + C_2}. \quad (6)$$

*Второй* – обрыв одной жилы с замыканием на землю ее половины,  $C_2 = 0$  (рис. 9, б). Измеряют емкость оборванной жилы и емкость целой жилы  $C$ . Расстояние до места повреждения будет

$$\ell_x = L \cdot \frac{C_1}{C}. \quad (7)$$

*Третий* – обрыв одной жилы. Все фазы имеют глухое заземление, в том числе и один конец оборванной жилы (рис. 9, в)

$$\ell_x = L \cdot \frac{C_1}{C_0}, \quad (8)$$

где  $C_0$  – удельная емкость, берется из справочника, мкФ/км.

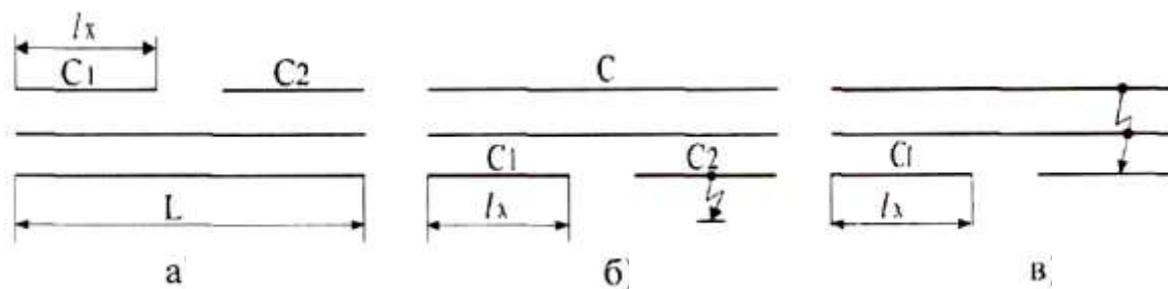


Рис. 9. Виды повреждений кабелей с обрывом жил

## Методы определения места повреждения на трассе кабельной линии (абсолютные методы)

*Акустический метод.* Акустический метод основан на прослушивании над местом повреждения кабельной линии звуковых колебаний, вызванных искровым разрядом в канале повреждения. Акустический метод практически универсален и в большинстве случаев является основным абсолютным методом. Им можно определять повреждения различного характера: однофазные и междуфазные замыкания с различными переходными сопротивлениями, обрывы одной, двух или всех жил.

В отдельных случаях возможно определение нескольких повреждений на одной кабельной линии.

Искровые разряды, получаемые в месте повреждения кабеля, образуются двумя способами.

При «заплывающем пробое», который, как правило, обнаруживается при контрольных испытаниях, повреждение в основном бывает в муфтах.

Сопротивление в месте повреждения большое – единицы и десятки мегаом. С помощью испытательной установки постоянного тока (см. рис. 5) к поврежденной жиле прикладывается напряжение (не более  $5U_{ном}$ , где  $U_{ном}$  – рабочее напряжение кабеля). Как только в месте повреждения происходит пробой, определяют расстояние до места повреждения с помощью метода колебательного разряда.

После первого пробоя сопротивление в поврежденной жиле кабеля восстанавливается и напряжение от испытательной установки постоянного тока возрастает опять до напряжения пробоя. Такая периодичность пробоев может продолжаться длительное время. В зоне измеренного расстояния до места повреждения оператор, передвигаясь вдоль трассы кабельной линии, четко фиксирует акустические сигналы, вызываемые пробоями в месте повреждения.

При замыканиях, имеющих переходное сопротивление в месте повреждения от единиц Ом до десятков килоом, используется высоковольтная установка постоянного тока, с помощью которой производится заряд конденсатора, после чего через разрядник (разрядник может быть как управляемый, так и неуправляемый – воздушный) в месте повреждения происходит пробой, вызывающий акустический сигнал. В передвижных измерительных лабораториях имеются, как правило, две группы высоковольтных конденсаторов. Одна группа на рабочее напряжение до 5 кВ при емкости конденсаторов до 200 мкф (низковольтная акустика), другая группа на рабочее напряжение до 30 кВ при емкости конденсаторов до 5 мкф (высоковольтная акустика). Установки для заряда конденсаторов первой группы имеют большую мощность, которая необходима для быстрой зарядки конденсаторов большой емкости (единицы секунд).

Если при использовании первой группы конденсаторов невозможно создать пробой вследствие большого сопротивления в месте повреждения, то необходимо использовать вторую группу конденсаторов. Оператор, перемещаясь вдоль трассы кабельной линии в предполагаемой зоне повреждения, измеренной импульсным или волновым методом, может точно определить место повреждения следующим способом.

При использовании кабелеискателя, например КАИ-80, имеющего один канал усиления, сигнал от акустического преобразователя усиливается приемником и поступает на стрелочный индикатор и головные телефоны. Передвигаясь по трассе кабельной линии, оператор прослушивает сигналы с помощью головных телефонов, и только в месте непосредственного повреждения кабеля, когда акустические сигналы четко фиксируются, необходимо с помощью стрелочного индикатора выявить на трассе точку с максимальным отклонением стрелки, где и находится повреждение.

При использовании кабелеискателя, например КАИ-90, имеющего два канала усиления (один для усиления сигналов акустического преобразователя, а другой для усиления сигналов, наведенных в индукционном преобразователе), поиск осуществляется следующим образом.

При перемещении вдоль кабельной линии сигнал, наведенный в индукционном преобразователе, поступает через усилительный тракт приемника на стрелочный индикатор, а сигнал с акустического преобразователя поступает через свой усилительный тракт на головные телефоны.

В зоне места повреждения, когда становился слышен акустический сигнал в головных телефонах, следует перейти в режим акустического поиска.

При этом акустический сигнал будет поступать через усилительный тракт приемника КАИ-90 как на головные телефоны, так и на стрелочный индикатор, по которому при максимальном его отклонении можно найти точное место повреждения.

При определении места растяжки (разрыва) жил в кабеле высоковольтную испытательную установку постоянного тока подключают поочередно к одной из жил или сразу ко всем трем жилам кабеля (рис. 10).

При подъеме испытательного напряжения до  $5U_{\text{ном}}$  за счет ослабленной изоляции возникает пробой в месте разрыва между одной из жил и оболочкой кабеля. В случае, если пробой в месте повреждения не происходит, необходимо установить перемычку на дальнем конце кабеля между всеми жилами и оболочкой кабеля.

В этом случае при поднятии испытательного напряжения пробой происходит в месте разрыва жил кабеля.

В обоих случаях место повреждения находится акустическим методом.

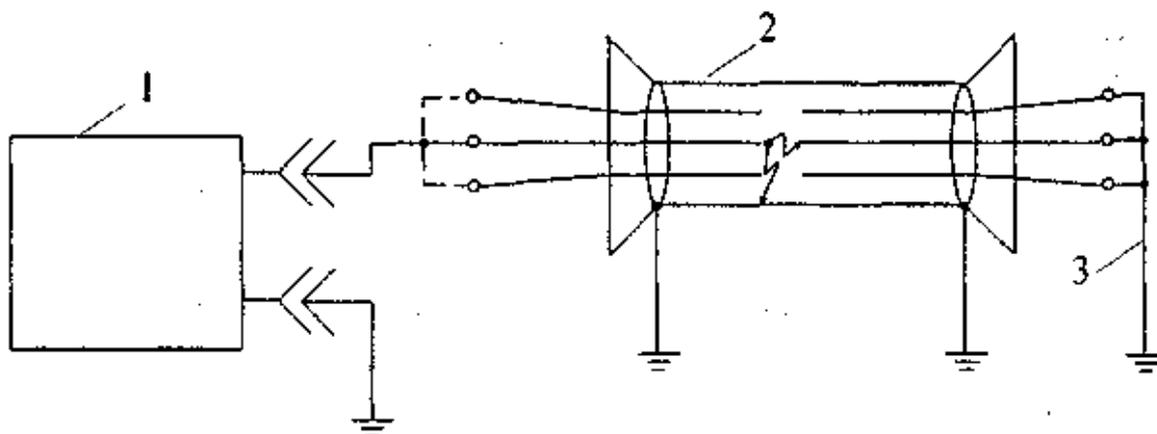


Рис. 10. Схема подключения высоковольтной испытательной установки при растяжке жил в кабеле:

1 – высоковольтная испытательная установка; 2 – поврежденный кабель;  
3 – перемычка между жилами и оболочкой кабеля

**Индукционно-импульсный метод.** Индукционно-импульсный метод используется при определении места повреждения вида «заплывающий пробой» на трассе кабельной линии. Определение места

пробоя в кабеле производится методом контроля направления распространения электромагнитных волн, возникших в месте пробоя.

Так как при пробое возникают электромагнитные волны, направленные от места повреждения к концам кабельной линии, то место на трассе кабельной линии, в котором происходит изменение направления волн, соответствует месту повреждения.

Для определения места «заплывающего пробоя» кабельной линии к поврежденной жиле кабеля подключают высоковольтную установку и плавно поднимают постоянное напряжение до обеспечения периодических пробоев в кабеле.

Методом колебательного разряда производят измерение расстояния до места повреждения.

Точный поиск места повреждения в найденной зоне производится индукционно-импульсным кабелеискателем КИИ-83 или КИИ-89, переносимым вдоль трассы при создании в линии периодических пробоев.

При каждом пробое в линии в индукционном преобразователе (датчике) наводится напряжение, полярность которого фиксируется кабелеискателем (отклонением стрелки прибора).

Если место повреждения будет пройдено, то прибор будет фиксировать другой знак полярности, что является основанием для возвращения назад и точного определения места повреждения кабеля.

Кабелеискатели КИИ-83 и КИИ-89 позволяют однозначно определить, в каком направлении следует вести поиск вдоль трассы линии, чтобы приблизиться к месту повреждения.

Это исключает ошибочные действия оператора. На трассе кабельной линии в зоне предполагаемого места повреждения (при изменении знака показывающего прибора) целесообразно для более точного определения места повреждения использовать акустический метод.

*Индукционный метод.* Индукционный метод определения места повреждения основан на принципе определения характера изменения магнитного поля над кабелем, по которому пропускается ток от генератора звуковой частоты. Частота тока от 1000 до 10 000 Гц. Метод обеспечивает высокую точность определения места повреждения и имеет широкое распространение.

Индукционным методом можно определить:

- трассу кабельной линии;
- глубину прокладки кабельной линии;
- искомый кабель в пучке кабелей;
- междуфазные повреждения кабельной линии;
- однофазные повреждения кабеля.

*Определение трассы кабельной линии.* При определении трассы кабельной линии генератор звуковой частоты включается по схеме *фаза – земля*.

При использовании генератора с выходной частотой 1000 Гц (рис. 11, а) на дальнем конце кабельной линии устанавливается перемычка между жилой и оболочкой кабеля.

При использовании генератора с выходной частотой 10000 Гц (рис. 11, б) установка перемычки на дальнем конце кабеля необязательна. Звуковой сигнал будет формироваться емкостным током, протекающим через распределенную емкость кабеля  $C_k$ .

Определение трассы кабельной линии основано на изменении уровня звукового сигнала, который наводится в индукционном преобразователе (ИП) и усиливается приемником.

Оператор, передвигаясь вдоль трассы кабельной линии при горизонтально расположенном индукционном преобразователе (рис. 11, г) (параллельно плоскости земли и перпендикулярно кабельной линии), слышит максимальный сигнал в головных телефонах непосредственно над кабелем, а при перемещении преобразователя вправо или влево от оси кабеля сигнал будет ослабевать.

При вертикально расположенном индукционном преобразователе (рис. 11, д) оператор слышит в головных телефонах над кабелем слабый сигнал, который усиливается при перемещении преобразователя вправо или влево от трассы кабельной линии. Таким образом, при передвижении по направлению максимального (при горизонтально расположенном ИП) или минимального (при вертикально расположенном ИП) сигнала определяют трассу кабельной линии. Иногда, вследствие разрывов оболочки кабеля и муфт, ток от генератора протекает по оболочкам соседних кабелей, находящихся под рабочим напряжением.

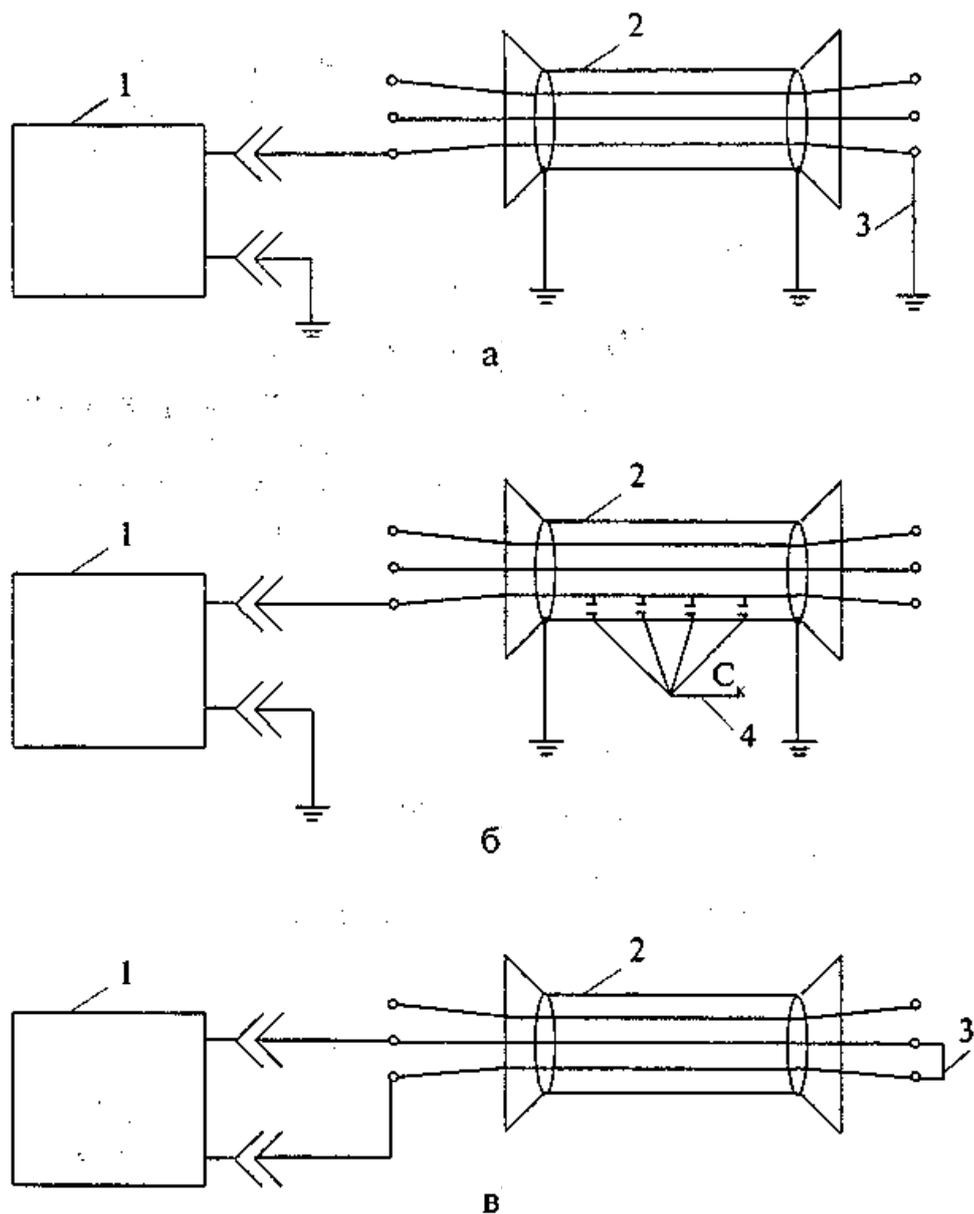


Рис. 11. Схема подключения генератора при определении трассы и глубины прокладки кабельной линии: 1 – генератор; 2 – кабельная линия; 3 – перемычка; 4 – распределенная емкость кабеля  $C_K$ ;

а – схема определения трассы кабельной линии на частоте 1000 Гц;

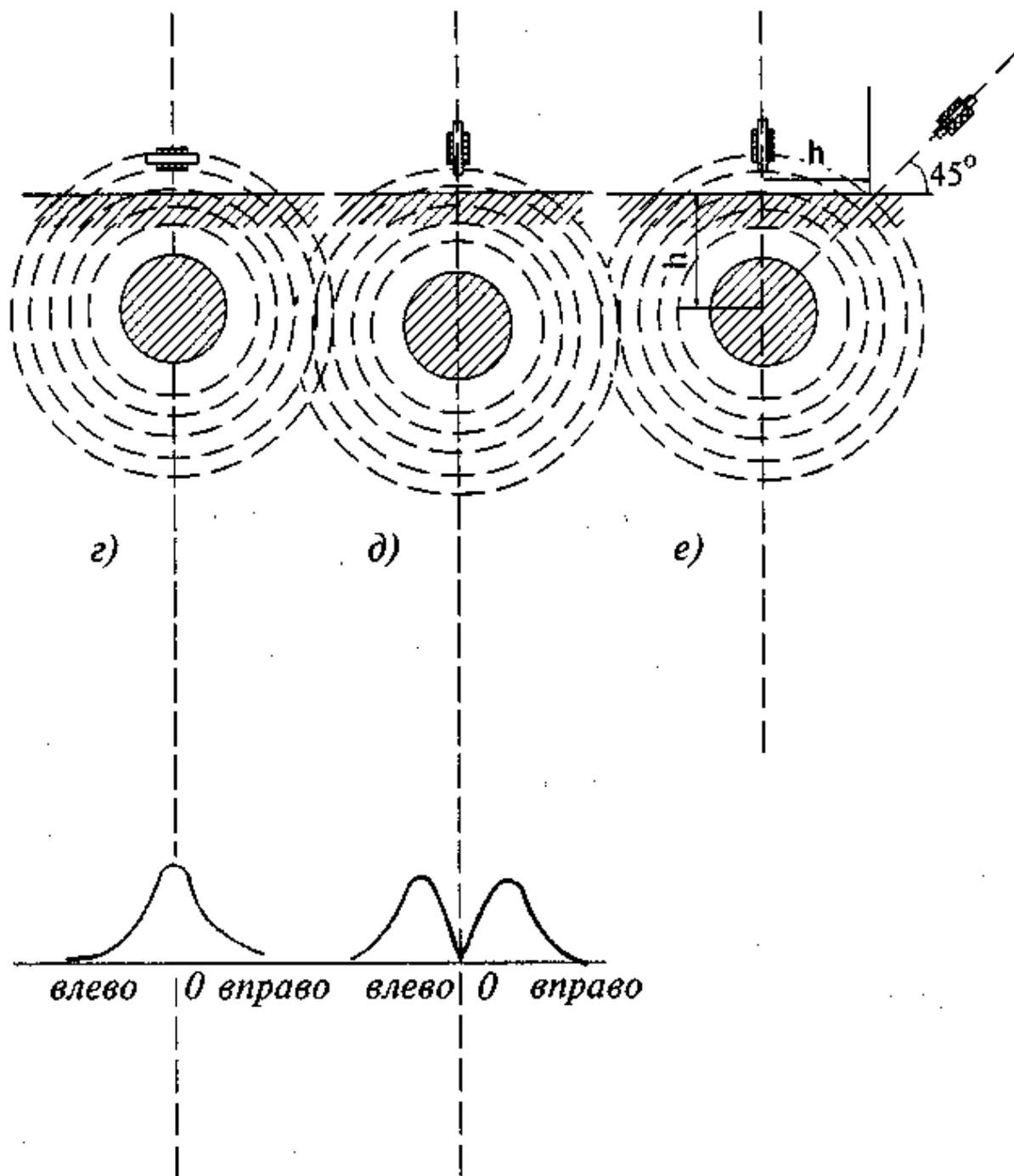
б – схема определения трассы кабельной линии на частоте 10 000 Гц;

в – схема определения трассы кабельной линии на частоте 1000 или 10000 Гц при подключении генератора к двум жилами кабеля;

г – ЭДС, наводимая в горизонтально расположенном индукционном преобразователе при перемещении его вправо и влево от оси кабеля;

д – ЭДС, наводимая в вертикально расположенном индукционном преобразователе при перемещении его вправо и влево от оси кабеля;

е – расположение индукционного преобразователя при определении глубины прокладки кабельной линии



Окончание рис. 11

При этом минимум звукового сигнала получается над тем кабелем, по оболочке которого течет ток. Вследствие этого трасса кабельной линии будет определена неправильно. В этом случае для исключения ложного определения трассы кабельной линии генератор включается между двумя жилами кабеля (рис. 11, в) (бифилярная схема). Оператор, перемещаясь по трассе кабельной линии, прослу-

шивает максимумы и минимумы звучания сигналов в головных телефонах, вызванные шагом спирали жил кабеля (шаг спирали жил в силовых кабелях может изменяться от 0,5 до 1,5 м в зависимости от сечения жил кабеля). По уровню этих звуковых сигналов определяется трасса кабельной линии.

*Ремонт свинцовой или алюминиевой оболочек кабеля.* Нарушение герметизации обычно происходит в результате механических воздействий при проведении земляных работ. Восстановление герметизации кабеля выполняют, если есть полная уверенность в том, что изоляция кабеля не повреждена и влага вовнутрь не проникла.

Такой ремонт выполняют в следующей последовательности:

- удаляют часть оболочки по обе стороны от места повреждения;
- осматривают и проверяют верхнюю ленту поясной изоляции на отсутствие влаги;
- выполняют разбортовку торцов заводской оболочки;
- восстанавливают герметизацию кабеля. Для этого на оголенный участок накладывают разрезанную вдоль свинцовую трубу и после обивки пропаивают продольный шов и шейки, а также заливают отверстия после заполнения трубы кабельной массой;
- соединяют оболочку с броней кабеля и заключают кабель в защитный чугунный кожух для прокладки его в землю или в специальную стальную трубу для открытой прокладки.

Если влага проникла в изоляцию, поврежденный участок вырезают и вместо него монтируют вставку из кабеля аналогичной марки. Минимальная длина вставки по условиям удобства монтажа составляет 3 м. В местах соединения вставки с кабелем монтируют две соединительные муфты. По обеим сторонам муфты при прокладке в землю делают запас кабеля в виде волнообразного изгиба (змейки).

Таблица 1 – Рекомендуемые методы определения мест повреждений кабельных линий в зависимости от вида повреждения и его характеристик

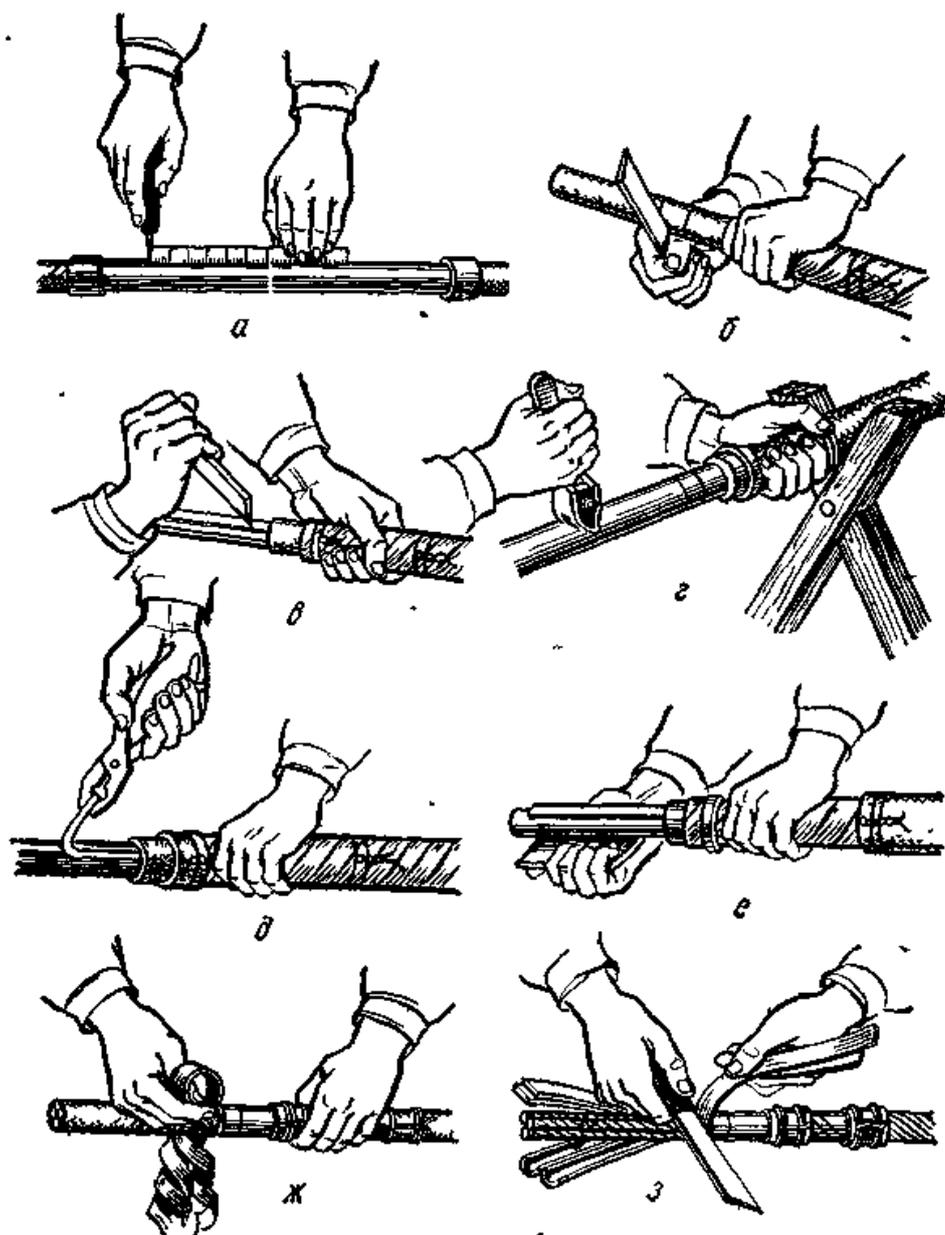
Вид повреждения	Переходное сопротивление в месте повреждения, Ом	Пробивное напряжение в месте повреждения, кВ	Рекомендуемый метод определения места повреждения	
			Относительный	Абсолютный
Однофазное	0	0	Импульсный	Акустический, индукционный, метод накладной рамки
Однофазное	200–50000	0	Волновой, импульсно-волновой	Акустический
Однофазное	Свыше 500000	От 1 до 50 (заплавляющий пробой)	Колебательный разряд	Акустический, индукционно-импульсный
Междуфазное с замыканием двух жил на оболочку	0–1000	0	Импульсный	Акустический, индукционный
Междуфазное с замыканием двух жил на оболочку	200–50000	0	Волновой, импульсно-волновой	Акустический, индукционный с предварительным снижением переходного сопротивления
Междуфазное с замыканием всех трех жил на оболочку	0	0	Импульсный	Индукционный, акустический
Междуфазное с замыканием всех трех жил на оболочку	Свыше 500000	От 1 до 50	Колебательный разряд	Индукционно-импульсный, акустический
Междуфазное без замыкания на оболочку	0–1000	0	Импульсный	Индукционный с предварительным снижением переходного сопротивления
Растяжка фаз, пробой на оболочку КЛ	От 200 до 50000	До испытательного	Импульсный	Акустический, индукционно-импульсный
Растяжка одной, двух, трех фаз	Свыше 500000	До испытательного через растяжку на заземленные жилы КЛ	Импульсный	Акустический
Повреждение оболочки полиэтиленового кабеля	От 0 до 5000	0	Петлевой	Акустический, потенциальный (шагового напряжения)
Замыкание жил контрольного кабеля	От 0 до 200	–	Импульсный	Акустический, индукционный

*Ремонт изоляции кабеля.* В случае электрического пробоя изоляции при отсутствии повреждения токопроводящей жилы ремонт может быть выполнен без разрезания жил кабеля, т.е. при помощи бесклеммной муфты. Для этого необходимо убедиться в полном отсутствии влаги в изоляции и наличии запаса кабеля, позволяющего развести жилы и выполнить подмотку дефектной изоляции. Для герметизации кабель закладывают в свинцовую трубу, заливают кабельной массой и т.д. в том же порядке, что и при ремонте свинцовых и алюминиевых оболочек.

При капитальных ремонтах кабельных линий концевые старые муфты необходимо заменять новыми с герметической заделкой. В заделках, выполненных из эпоксидного компаунда, может нарушиться герметичность и вытекать пропиточный состав в нижней или верхней частях. При вытекании пропиточного состава из корешка разделки участок, примыкающий к муфте, на 40–50 мм в обе стороны обезжиривают. После этого конец заделки и прилегающую к нему свинцовую или алюминиевую оболочку на расстоянии 15–20 мм обматывают двумя слоями хлопчатобумажной ленты, смазанной эпоксидным компаундом. Затем на кабель устанавливают ремонтную форму, заполняют ее эпоксидным компаундом. Если пропиточная масса вытекает сверху в место выхода жил из заделки, плоскую часть ее и участки жил на расстоянии 30 мм зачищают ножом или стеклянной бумагой и обезжиривают (тряпкой, смоченной в бензине или ацетоне). Затем устанавливают ремонтную форму и заливают ее эпоксидным компаундом. Разделку кабеля производят в последовательности, показанной на рисунке 12.

### **Методика выполнения работы**

1. Изучить подробно характер повреждения кабельных конструкций.
2. Изучить методы определения зоны повреждения кабельных линий.
3. Освоить методику ремонта металлических оболочек.
4. Научиться проводить ремонт изоляции кабеля.
5. Приобрести навыки последовательности разделки кабеля.



*Рис. 12. Разделка металлической оболочки и поясной изоляции кабеля:  
 а – разметка; б – круговой надрез; в, г – продольный надрез свинцовой или алюминевой оболочки; д, е – снятие оболочки; ж – раскручивание и отрывание поясной изоляции; з – отрезание заполнителей*

### Содержание отчета

1. Название и цель работы.
2. Схемы определения места повреждения кабеля.
3. Формулы для определения длины кабеля от начала до места повреждения.
4. Последовательность разделки кабеля.

## Контрольные вопросы

1. В чем состоит соблюдение режимов по токам нагрузки силовых кабельных линий?
2. Как определяют места повреждения?
3. Что такое прожигание кабеля?
4. Как ремонтируют кабельные линии?
5. В чем отличие акустического метода от импульсного?
6. Как расшифровать кабель марки АВВГ-с?
7. Определите расстояние до места повреждения, если импульс проходит до точки повреждения за 100 мкс.

## **РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКАЯ РАБОТА**

### **«ОПРЕДЕЛЕНИЕ НОМИНАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ ПОСЛЕ РЕМОНТА»**

#### **Содержание расчетно-графической работы**

Представленная методика расчета обмоток асинхронного электродвигателя при капитальном ремонте расширяет и закрепляет теоретические знания студентов.

Номер варианта расчетно-графической работы (РГР) определяется по двум последним цифрам номера зачетки студента. Например, номер зачетной книжки – 12эт052, номер варианта – 52 (прил. 4). Вид паза статора и ротора указывается преподавателем.

При выполнении РГР студент может использовать, кроме рекомендуемой литературы, справочные, нормативные, специальные периодические материалы, а также типовые проекты.

Объем расчетно-графической работы – 10–20 страниц на листах формата А4.

#### ***Цели и задачи расчетно-графической работы***

Асинхронные двигатели (АД) широко применяются во всех отраслях народного хозяйства благодаря простоте своего устройства, надежности, дешевизне, легкости обслуживания и прекрасным эксплуатационным качествам. Возрастающий спрос на АД, в особенности мелких и средних мощностей, трудно было бы удовлетворить только заводами-изготовителями, если бы им не приходили на помощь многочисленные мастерские, в которых восстанавливаются или ремонтируются пришедшие в негодность электродвигатели [3].

Поэтому целью РГР является закрепление теоретических знаний студентов по расчету асинхронных электродвигателей при ремонте.

Кроме того, в процессе эксплуатации иногда требуется изменить некоторые технические параметры: число оборотов, номинальное напряжение и др. [5].

Статистика поврежденных машин, нуждающихся в ремонте, показывает, что при перемотке АД могут встретиться следующие типичные случаи.

*Случай 1.* Повреждена частично или полностью обмотка статора. Если можно определить схему обмотки, число витков, шаг и размеры сечения проводника, то восстановление двигателя целесообразно с сохранением всех его данных – напряжения, скорости вращения и мощности.

В этом случае, на первый взгляд, специальных расчетов не требуется. Однако на ремонтном предприятии может не оказаться в наличии материалов с соответствующими параметрами. Поэтому, чтобы каждое отступление от первоначальных данных было технически грамотным, оно должно сопровождаться расчетом для проверки его возможных последствий.

*Случай 2.* Условия те же, что и в предыдущем случае, но требуется перемотать обмотку на новое напряжение с сохранением скорости вращения, мощности и др. При перерасчете может возникнуть необходимость изменения схемы обмотки или ее типа.

*Случай 3.* Условия те же, что и в предыдущих случаях, но требуется перемотать машину на новую скорость вращения, при этом необходимо провести полный перерасчет машины.

*Случай 4.* Имеется заводской щиток, а прежняя обмотка не сохранилась. Задача перерасчета электрической машины здесь усложняется, и удовлетворительный результат будет тогда, когда новая мощность составит 85–90 % от первоначальной.

*Случай 5.* Отсутствуют все данные машины. Это наиболее сложный случай, поэтому расчет может быть проведен по двум направлениям:

а) при заданной скорости вращения и заданной мощности двигателя;

б) при заданной скорости вращения двигателя. Перечисленные выше неисправности машин – наиболее характерны, но на практике они не исчерпывают всех возможных случаев.

Капитальным ремонтом является ремонт, осуществляемый с целью восстановления полного (или близкого к полному) ресурса изделия за счет замены или восстановления любых его частей, включая базовые.

Капитальный ремонт служит одним из вариантов решения более сложной технико-экономической задачи – систематического обновления парка асинхронных двигателей сельскохозяйственных предприятий.

Ремонт электродвигателей делится на два вида: централизованный и нецентрализованный.

*Централизованный ремонт* проводят в крупных электроремонтных мастерских или на электроремонтных заводах, где обеспечивается соблюдение передовой технологии, где есть квалифицированные кадры, необходимые материалы и механизмы. Качество ремонта электродвигателей на крупных предприятиях может быть так высоко, что надежность отремонтированной машины не уступает надежности новой.

*Нецентрализованный ремонт* проводят в небольших мастерских, не имеющих преимуществ крупных специализированных предприятий.

Результаты анализа Всесоюзного научно-исследовательского и проектно-технологического института электромашиностроения показали, что при существующей технологии централизованный ремонт электродвигателей мощностью более 4 кВт оправдан и стоимость отремонтированного электродвигателя меньше стоимости нового.

Кроме того, значительный выход из строя электродвигателей (от 15 до 40 %), работающих в сельском хозяйстве, а также высокая стоимость новых электродвигателей вынуждают прибегать к нецентрализованному ремонту двигателей малой мощности. Это позволяет избежать простоев технологического оборудования. При капитальном ремонте электрических машин возникает необходимость производить разного рода расчеты на основании геометрических размеров сердечника статора и ротора.

### *Исходные данные для расчетов обмоток асинхронного двигателя при капитальном ремонте*

Заданными величинами для расчета являются геометрические размеры статора и ротора (прил. 4). На практике эти исходные данные можно получить в результате обмера элементов электрических машин, а именно:

$D_a$  – наружный диаметр сердечника статора, мм;

$D$  – диаметр внутренней расточки статора, мм;

$h_z$  – высота паза, мм;

$l_1$  – длина сердечника статора, мм;

$z_1$  – число пазов статора, шт.;

$z_2$  – число пазов ротора, шт.;

$\delta$  – воздушный зазор между ротором и статором, мм.

К техническим требованиям относятся:

$U_{л}$ ,  $U_{ф}$  – соответственно линейное и фазное напряжение, В;

$2p$  – число полюсов обмотки.

В задании на РГР (прил. 4) указываются и другие исходные данные в соответствии с рисунком 1.

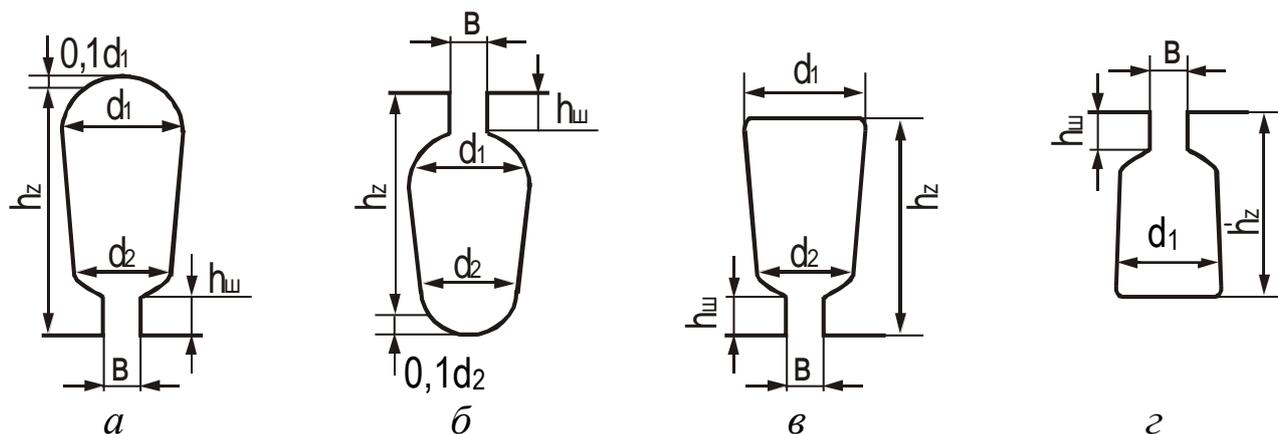


Рис. 1. Виды паза статора и ротора:

*а* – грушевидный паз статора; *б* – грушевидный паз ротора;  
*в* – трапецевидный паз статора; *г* – прямоугольный паз ротора

В исходных данных отсутствует длина сердечника ротора ( $l_2$ ), которую можно принять исходя из величины  $H$  (высота оси вращения ротора). Если  $H \leq 250$  мм, то  $l_2 = l_1$ , если  $H > 250$  мм, то  $l_2 = l_1 + 5$  мм. В отдельных случаях студенты могут выполнять РГЗ по заданию хозяйства, в котором проходят практику, или по тематике научно-исследовательской работы кафедры. В этом случае задание на проведение расчетов обсуждается на кафедре и утверждается ее заведующим [4].

## Обработка исходных данных

### Определение параметров тела статора

Полюсное деление ( $\tau$ , м) – это длина части окружности расточки, приходящейся на один полюс

$$\tau = \pi D / 2p, \quad (1)$$

где  $D$  – диаметр расточки статора, м;

$2p$  – число полюсов.

Площадь, которую занимает один полюс вращающегося поля на внутренней поверхности статора, так называемая площадь поперечного сечения зазора или площадь полюсного деления ( $\text{м}^2$ ), равна

$$Q_{\delta} = \tau \cdot l_1, \quad (2)$$

где  $l_1$  – полная длина активной стали.

Отдельные листы стали в сердечнике не прилегают друг к другу совершенно плотно даже в том случае, когда никакой изоляции между ними нет. Поэтому для получения чистой длины активной стали ( $l_0$ , м) необходимо длину статора умножить на опытный коэффициент заполнения ( $k_c$ ), учитывающий неплотность прилегания листов и зависящий от их толщины и рода изоляции между листами

$$l_0 = k_c l_1, \quad (3)$$

где  $k_c$  – коэффициент, учитывающий уменьшение длины сердечника статора из-за изоляции между листами стали (для электродвигателей четвертой серии при изоляции листов стали лаком  $k_c = 0,95$ , а при изоляции стали оксидной пленкой  $k_c = 0,97$ ; для электродвигателей серии АИР  $k_c$  принимается равным  $0,97$ ), или можно воспользоваться таблицей 1.

Таблица 1– Коэффициент заполнения пакета сталью

Толщина листа, мм	Коэффициент $k_c$ , при листах	
	неизолированных, оксидированных	покрытых лаком
1	0,98	0,97
0,5	0,95	0,93
0,35	0,93	0,91
0,25	0,91	0,88
0,15	0,86	0,81

Высота спинки статора ( $h_w$ , м) определяется в результате обмера электрической машины или путем вычисления, как в нашем случае

$$h_a = \frac{1}{2}(D_a - D - 2h'_{z1}), \quad (4)$$

где  $h'_{z1}$  – высота зубца статора, м;  
 $D_a$  – наружный диаметр пакета стали, м.

Высота зубца статора ( $h'_{z1}$ , м) при трапециевидных пазах (рис. 1, в) принимается равной действительной высоте зубца ( $h'_{z1} = h_{z1}$ ), а при грушевидных пазах (рис. 1, а) равна

$$h'_{z1} = h_{z1} + 0,1 \cdot d_1. \quad (5)$$

Площадь поперечного сечения тела статора ( $S_a$ , м<sup>2</sup>), или просто сечения тела статора, если нет продольных вентиляционных каналов, получается как произведение его высоты  $h_a$  на чистую длину стали  $l_0$

$$S_a = h_a \cdot l_0. \quad (6)$$

Ширина зубца статора ( $b_{cp.z1}$ , м) вполне определена, если по всей высоте зубца она остается постоянной, но если этого нет, то в качестве расчетной ширины зубца может быть принята ширина в средней части между самым узким и самым широким местом зубца и для грушевидных пазов  $b_{cp.z1}$  (рис. 1, а) равна

$$b_{cp.z1} = \frac{b_{1z1} + b_{2z1}}{2}, \quad (7)$$

где  $b_{1z1} = \frac{\pi(D + d_2 + 2h_{uu})}{z_1} - d_2,$

$$b_{2z1} = \frac{\pi(D + 2h'_{z1} - d_1)}{z_1} - d_1.$$

При трапециевидных пазах (рис. 1, в)

$$b_{cp.z1} = \frac{b_{1z1} + b_{2z1}}{2}, \quad (8)$$

где  $b_{1z1} = \frac{\pi(D + d_2 + 2h_\phi)}{z_1} - d_2,$

$$b_{2z1} = \frac{\pi(D + 2h_{z1})}{z_1} - d_1.$$

Исходя из средней ширины зубцов статора, определяем площадь, приходящуюся на один полюс (м<sup>2</sup>)

$$S_z = \frac{z_1}{2p} \cdot b_{cp.z1} \cdot l_0. \quad (9)$$

Для грушевидной формы паза его площадь равна (м<sup>2</sup>)

$$S_{II} = \frac{\pi}{2} \cdot (r_1^2 + r_2^2) + \frac{h}{2} \cdot (d_1 + d_2),$$

где  $r_1 = \frac{d_1}{2}$ ;  $r_2 = \frac{d_2}{2}$ ;  $h = h'_{z1} - (r_1 + r_2 + h_{uw})$ ;

$d_1, d_2$  – размеры паза статора,

а для трапецевидной

$$S_{II} = \frac{\pi \cdot r_2^2}{2} + \frac{h}{2} \cdot (d_1 + d_2),$$

где  $h = h'_{z1} - (r_2 + h_{uw})$ .

### ***Определение параметров тела ротора***

Полная высота зубца ротора ( $h'_{z2}$ , м) для паза (рис. 1, г) принимается равной действительной высоте зубца, а для грушевидной формы (рис. 1, б)

$$h'_{z2} = h_{z2} + 0,1 \cdot d_2.$$

При этом средняя расчетная ширина зубца ротора определяется так же, как и для статора (м)

$$b_{cp.z2} = \frac{b_{1z2} + b_{2z2}}{2},$$

где  $b_{1z2} = \frac{\pi(D' - d_1 + 2h'_{z2})}{z_2} - d_1$ ;

$$b_{2z2} = \frac{\pi(D' - 2h'_{z2} + d_2)}{z_2} - d_2;$$

$D'$  – внешний диаметр ротора,  $D' = D - 2\delta$ .

При форме паза ротора (рис. 1, г) средняя расчетная ширина зубца равна (м)

$$b_{cp.z2} = \frac{b_{1z2} + b_{2z2}}{2},$$

где  $b_{1z2} = \frac{\pi D'}{z_2} - d_1,$

$$b_{2z2} = \frac{\pi(D' + 2h_{z2})}{z_2} - d_1.$$

Высота тела ротора  $h_p$ , м, определяется на практике непосредственным измерением, но в данной расчетно-графической работе предусмотрено нахождение  $h_p$  аналитическим путем исходя из средних значений индукции в теле ротора (расчет  $h_p$  приводится в следующем пункте).

После проведенных расчетов выбирают главную изоляцию паза и тип обмотки. В таблице 2 приведены изоляционные материалы, используемые для изоляции пазов статоров насыпных обмоток асинхронных электродвигателей с высотами оси вращения (Н) до 250 мм. Пользуясь этими данными, необходимо выбрать изоляционные материалы для изоляции пазов электродвигателя. Для дальнейшего расчета необходимо выбрать тип обмотки. Обмотки машин переменного тока подразделяются на однослойные (концентрические, шаблонные и насыпные) и двухслойные (концентрические и петлевые).

Однослойные обмотки при укладке в пазы полностью занимают площадь паза и поэтому имеют более высокий коэффициент заполнения, они просты в изготовлении и при ремонте. В электродвигателях серий 4А и АИР с высотами оси вращения от 50 до 160 мм включительно на все числа полюсов, за исключением двухполюсных с высотами оси вращения 160 мм, обмотки выполняются однослойными.

Электродвигатели на все числа полюсов с высотами оси вращения от 180 до 355 мм и двухполюсные электродвигатели с высотами оси вращения 160 мм выполняются со насыпными двухслойными обмотками. Двухслойная обмотка является шаблонной и может быть выполнена с любым шагом. Степень укорочения при четырех и более полюсах принимается в диапазоне от 0,75 до 0,85, а для обмоток, имеющих два полюса, она принимается в диапазоне от 0,56 до 0,75.

Таблица 2 – Толщина изоляции однослойных и двухслойных обмоток статоров асинхронных электродвигателей с высотой оси вращения до 250 мм и напряжением до 660 В

Тип обмотки	Высота оси вращения, мм	Материал			Толщина, мм	Число слоев	Односторонняя толщина пазовой изоляции, мм
		Наименование, марка					
		Класс В	Класс F	Класс H			
Однослойная	50–80	Пленкостеклопласт			0,20	1	0,20
	90–132	Изофлекс	Имидофлекс		0,25	1	0,25
	160	Изофлекс	Имидофлекс		0,40	1	0,40
		Изофлекс	Имидофлекс				
Двухслойная	180–250	Пленкостеклопласт			0,40	1	0,40
		Изофлекс	Имидофлекс				

### Определение магнитной индукции в воздушном зазоре, теле и зубцах статора и ротора

Магнитная цепь машины переменного тока образуется за счет сердечников статора и ротора. Воздушный зазор, расположенный между этими двумя частями, играет большую роль в определении параметров и технико-экономических показателей машины. Магнитная индукция в зазоре ( $B_\delta$ ) увеличивается с ростом мощности машины и несколько уменьшается с увеличением частоты вращения. В данном случае ее выбирают по кривым в зависимости от полюсного деления и частоты вращения (рис. 2). По выбранному значению  $B_\delta$  определяют магнитный поток  $\Phi$  (Вб)

$$\Phi = \alpha_i \cdot B_\delta \cdot \tau \cdot l_1, \quad (10)$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент полюсного перекрытия,  $\alpha_i = 0,65 \div 0,75$ .

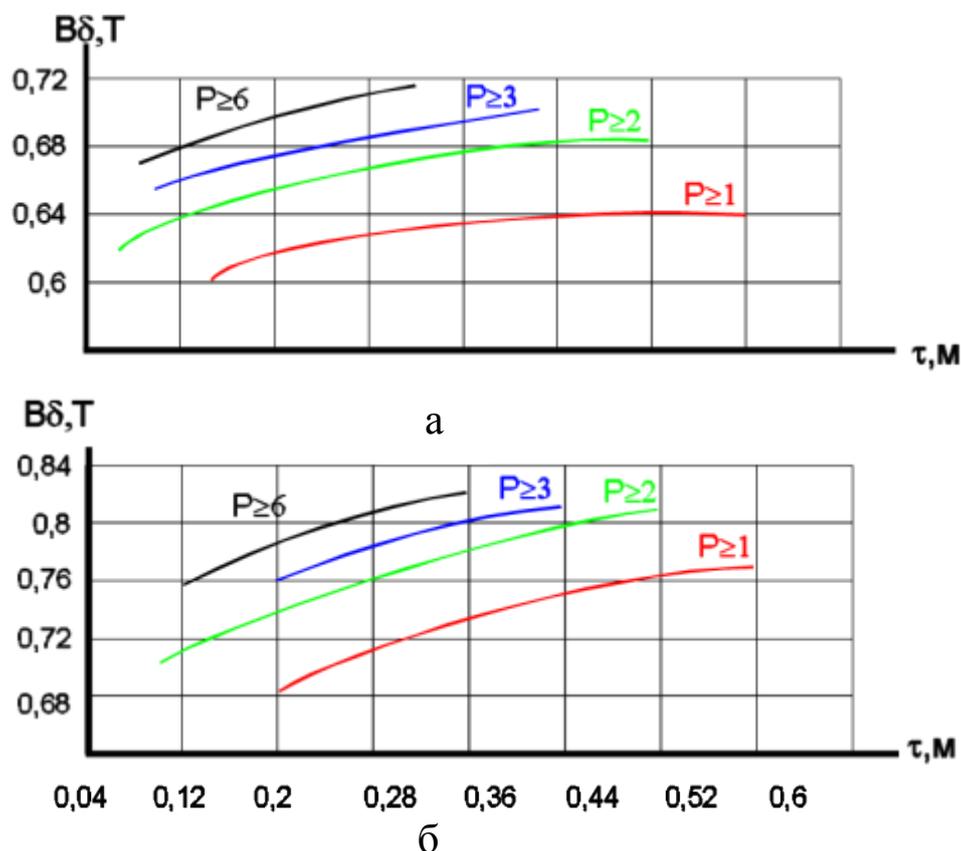


Рис. 2. Максимальная индукция в воздушном зазоре в зависимости от полюсного деления для машин: а – закрытого исполнения; б – защищенного исполнения

Правильность выбора величины индукции в воздушном зазоре можно проверить по расчетным значениям индукций в спинке и в зубцах статора и ротора, приведенных в таблице 3 или 4.

Таблица 3 – Ориентировочные значения индукций в сердечниках статоров электродвигателей серии 4А

Число полюсов обмотки	Значение индукций в зубцах и спинке статора при высоте оси вращения, мм													
	2p	56	63	71	80	90	100	112	132	160	180	200	225	250
2	$B_z$	1,80	1,70	1,80	1,85	1,95	1,95	2,05	1,85	1,95	1,95	2,00	1,75	1,90
2	$B_a$	1,40	1,40	1,50	1,70	1,60	1,60	1,70	1,65	1,55	1,55	1,70	1,40	1,45
4	$B_z$	1,80	1,80	1,95	1,95	1,95	1,80	1,90	1,85	1,90	1,90	1,90	1,80	1,75
4	$B_a$	1,60	1,55	1,60	1,60	1,60	1,60	1,60	1,65	1,70	1,60	1,60	1,50	1,55
6	$B_z$		1,80	1,90	1,80	1,80	1,75	1,95	1,90	1,65	1,70	1,80	1,85	1,75
6	$B_a$		1,45	1,60	1,55	1,50	1,40	1,55	1,50	1,45	1,65	1,45	1,55	1,45
8	$B_z$			1,90	1,70	1,75	1,75	1,85	1,90	1,80	1,80	1,90	2,00	1,95
8	$B_a$			1,15	1,10	1,10	1,10	1,40	1,30	1,25	1,30	1,20	1,30	1,15

Таблица 4 – Средние значения магнитной индукции

Элементы асинхронной машины	B (Тл)
Воздушный зазор	0,3–0,9
Зубцы статора	1,3–1,8 (2)
Зубцы ротора	1,1–1,6 (2)
Тело статора	1,1–1,6
Тело ротора	0,9–1,3

Учет зубцовой зоны является одним из необходимых элементов магнитного расчета. Зубцы машин переменного тока в большинстве случаев имеют форму равнобокой трапеции и при расчете общепринято делать следующие допущения: линии равного магнитного потенциала в зубцах представляют собой окружности с центром на оси машины. Ввиду нелинейной зависимости  $B$  от  $H$  при магнитном расчете зубцов и сделанном допущении относительно распределения поля наибольшее практическое распространение получили численные методы интегрирования, но трудоемкость этих методов при ручном счете ограничивает их применение. Поэтому можно использовать упрощенные методы с помощью формул, которые в некотором диапазоне индукций и различных свойств магнитных материалов могут обеспечить практическую точность. Для определения магнитной индукции в зубцах статора применяется формула

$$B_{z1} = \frac{B_{\delta} \cdot t_1 \cdot l_1}{b_{cp.z1} \cdot k_c \cdot l_0}, \quad (11)$$

где  $t_1$  – зубцовое деление статора,  $t_1 = \pi D / z_1$ .

Определение магнитной индукции в зубцах ротора выполняется аналогично ( $t_2, b_{cp.z2}, l_2, D'$ ).

Намагничивающие силы ярма статора и ротора относительно малы и могут рассчитываться приближенно. Поток  $\Phi$  разветвляется на две части в конструкции асинхронных машин, и средняя магнитная индукция в ярме статора или ротора равна (Тл)

$$B_a = \frac{\Phi}{2S_a}; \quad B_p = \frac{\Phi}{2S_p}, \quad (12)$$

где  $S_p$  – площадь сечения ярма ротора,  $S_p = h_p \cdot l_2$ .

$$h_p = \frac{D' - D'_a + \frac{1}{6} D'_a}{2} - h_{z2},$$

где  $D'_a$  – внутренний диаметр ротора.

Для электродвигателей с высотой оси вращения  $H \geq 71$  мм внутренний диаметр листов ротора  $D'_a \approx 0,23 D'$ ; для высоты осей вращения от 50 до 63  $D'_a \approx 0,19 D'$ .

Полученные значения магнитной индукции ( $B_i$ , Тл) следует сравнивать с соответствующими значениями, приведенными в таблице 4. При значительных расхождениях расчетных значений с табличными (более 5%) следует изменить  $B_\delta$  и вновь выполнить расчет.

### **Расчет числа витков обмотки и диаметра обмоточного провода**

#### *Типы статорных обмоток*

В современной практике электромашиностроения устройство и тип обмотки определяются числом пазов на полюс и фазу ( $q$ ) (или числом катушек в катушечной группе)

$$q = \frac{z_1}{m \cdot 2p} = \frac{z_1}{6p}, \quad (13)$$

где  $q$  – может быть целым или дробным числом;

$m$  – число фаз обмотки,  $m = 3$ .

В первом случае проводники каждой фазы на каждом полюсном делении занимают объем, соответствующий  $q$  пазам; при дробных значениях  $q$  на различных полюсных делениях проводники данной фазы в большинстве случаев занимают различные объемы.

Не при всяких дробных значениях  $q$  возможно выполнение обмоток, симметричных по отношению ко всем фазам: так, если знаменатель дроби получается равным или кратным трем, невозможно получить симметричную обмотку. Следует избегать применения несимметричных обмоток, в которых проводники разных фаз распределены по окружности статора неодинаковым образом.

Всякая обмотка должна быть выполнена так, чтобы ток во всех проводниках, принадлежащих к какой-нибудь фазе и лежащих на одном и том же полюсном делении, имел одно и то же направление, а на соседнем полюсном делении – противоположное. Чередование па-

зов, занятых проводниками разных фаз, должно происходить в одном и том же порядке по всей окружности статора.

Все виды обмоток могут быть выполнены при последовательном соединении всех проводников каждой фазы, но в большинстве случаев возможно и параллельное соединение двух или более групп проводников при условии, что группы эти совершенно одинаковы как по числу, так и по расположению проводников. Число возможных параллельных групп проводников, или, как говорят, параллельных ветвей обмотки ( $a$ ), зависит от числа полюсов и типа обмоток. Существует довольно большое количество различных типов обмоток, но практически в асинхронных двигателях малой и средней мощности находят применение только однослойные и двухслойные. В современных машинах переменного тока применяются преимущественно двухслойные обмотки.

В двухслойных обмотках стороны катушек лежат в пазах в два слоя и каждая катушка одной стороной лежит в верхнем, а другой стороной – в нижнем слое. При этом все катушки имеют одинаковые размеры и форму. Широкое применение двухслойных обмоток объясняется следующими их преимуществами:

- возможностью укорочения шага на любое число зубцовых делений, что выгодно с точки зрения подавления высших гармоник электродвижущей силы и намагничивающей силы обмоток и уменьшения расхода обмоточного провода;

- одинаковыми размерами и формами всех катушек, что упрощает и облегчает изготовление обмоток;

- относительно простой формой лобовых частей катушек, что также упрощает изготовление обмотки.

Двухслойные обмотки переменного тока делятся на петлевые и волновые, которые в электромагнитном отношении равноценны (предпочтение отдают петлевым обмоткам, волновые же обмотки используются обычно при числе витков в катушке, равном 1).

### ***Определение числа витков обмотки***

Предварительное число витков в фазной обмотке равно

$$\omega = \frac{U_{\phi} \cdot k_E}{4,44 \cdot f \cdot k_{об} \cdot \Phi}, \quad (14)$$

где  $k_E$  – коэффициент, учитывающий отношение электродвижущей силы обмотки статора к номинальному напряжению ( $k_E = 0,95-0,97$ ), или его можно определить по кривым, представленным на рисунке 3. Эта величина зависит от геометрических размеров сердечника статора ( $D_a$ ) и числа пар полюсов обмотки;

$f$  – частота питающего напряжения, 50 Гц;

$U_\phi$  – фазное напряжение, В. Число витков в фазной обмотке должно быть целым;

$k_{об}$  – обмоточный коэффициент.

Обмоточный коэффициент равен

$$k_{об} = k_p \cdot k_y,$$

где  $k_p$  – коэффициент распределения;

$k_y$  – коэффициент укорочения.

$$k_p = \frac{0,5}{q \cdot \sin\left(\frac{\alpha}{2}\right)}; \quad \alpha = 60^\circ / q.$$

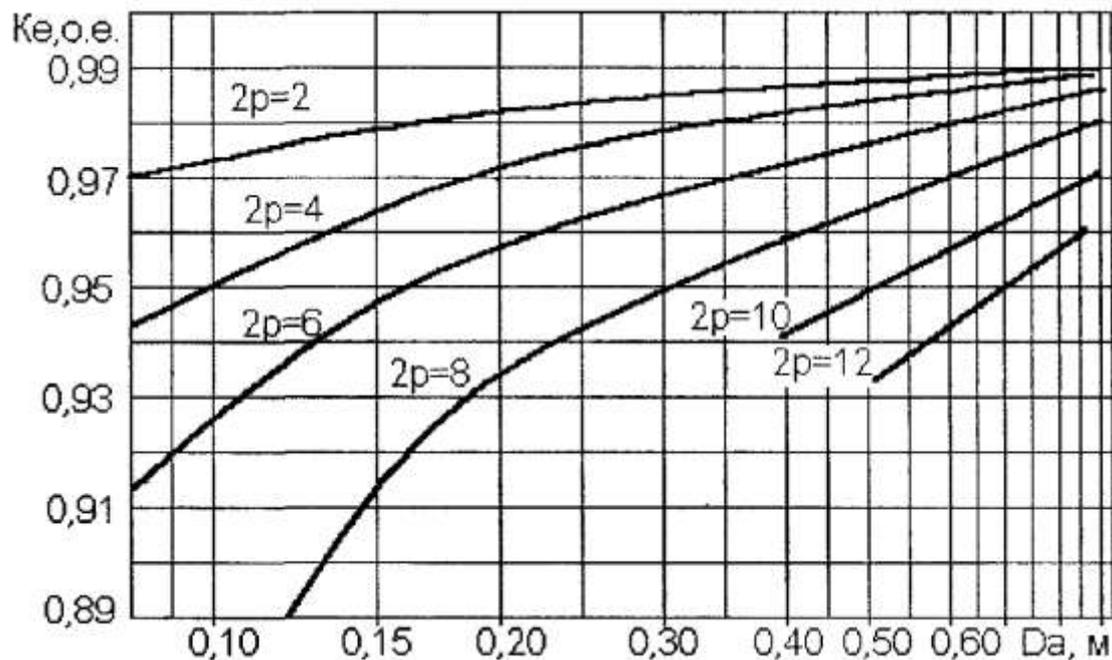


Рис. 3. Средние значения коэффициента  $k_E = f(D_a)$

Коэффициент укорочения

$$k_y = \sin((y/\tau) \cdot 90^\circ).$$

Шаг обмотки

$$y = 0,8 \cdot \tau .$$

Предварительное число эффективных проводников в пазу (шт.)

$$n_{np.пред} = \omega_{пред} \cdot \frac{a_1}{pq} = \frac{6\omega_{пред} \cdot a_1}{z_1},$$

где  $a_1$  – число параллельных ветвей обмотки фазы статора.

Обычно для электродвигателей с короткозамкнутым ротором  $\alpha_1=1$  [6]. Число эффективных проводников  $n_{np.пред}$  округляют до ближайшего целого числа  $n_{np}$  и уточняют число витков обмотки фазы статора

$$\omega_1 = n_{np} \cdot p \cdot \frac{q}{a_1}.$$

### ***Определение диаметра изолированного провода***

Проводники круглого сечения располагаются в пазах беспорядочно и в зависимости от типа обмотки, конструкции пазовой изоляции, применяемых изоляционных материалов могут иметь коэффициент заполнения паза ( $k_3$ ) в пределах  $0,68 \div 0,74$  [7] и расчетное значение диаметра изолированного проводника (мм)

$$d_{уз} = \sqrt{\frac{k_3 \cdot S_n}{n_{эл}}}, \quad (15)$$

где  $S_n$  – площадь поперечного сечения паза,  $\text{мм}^2$ .

Для повышения надежности всыпной обмотки и облегчения ее укладки диаметр  $d'_{уз}$  не должен превышать ширину прорези паза, поэтому эффективные проводники подразделяют на элементарные. Число элементарных проводников  $n'_{эл}$  обычно не превышает 5-6 и только у двухполюсных двигателей увеличивается до 8-9. Тогда количество элементарных проводов в эффективном проводнике

$$n_{эл} = n'_{эл} \cdot n_{np}. \quad (16)$$

$$\text{Диаметр голого провода: } d_z = d_{уз} - 2\delta_{уз}. \quad (17)$$

## **Выбор стандартного размера и марки обмоточного провода**

В зависимости от класса нагревостойкости по таблице 5 необходимо выбрать марку обмоточного провода, а по данным таблицы 6 – марку выводных проводов [1].

Таблица 5 – Характеристики обмоточных проводов

Марка провода	Характеристика изоляции	Класс нагревостойкости
ПЭЛ	Лак на масляной основе	А
ПЭВ-1	Уменьшенная толщина, лак на поливинилацетатной основе	А
ПЭВ-2	Нормальная толщина, лак на поливинилацетатной основе	А
ПЭМ-1	Лак ВЛ-941	А
ПЭМ-2	Повышенная толщина, лак ВЛ-941	А
ПЭТВ	Эмаль на основе полиэтилентерфталатной смолы	В
ПЭТ-155	Теплостойкий лак на полиэфирамидной основе	Ф

Таблица 6 – Марки проводов для выводов электрических машин

Марка провода	Характеристика провода	Преимущественная область применения
ПВКФ	С изоляцией из кремнийорганической резины во фторосилосановой оболочке	При напряжении 380 и 660 В в условиях агрессивной среды и масел. Нагревостойкость 155°C
ПВКВ	С изоляцией и оболочкой из кремнийорганической резины	При напряжении 380 и 660 В и при отсутствии воздействия агрессивных сред и масел. Нагревостойкость 180°C
РКГМ	С изоляцией из кремнийорганической резины, в оплетке из стекловолокна, пропитанного эмалью или термостойким лаком	При напряжении 660 В и при отсутствии воздействия агрессивных сред и масел. Нагревостойкость 180°C
РКГМПТ	С изоляцией из кремнийорганической резины повышенной теплостойкости, в оплетке из стекловолокна, пропитанного эмалью или лаком	То же, но нагревостойкость 200 °C

Для выбранного типа обмоточного провода на основании результатов, полученных в ходе расчетов, необходимо выбрать ближайшее стандартное значение размеров проводника с изоляцией и без изоляции ( $d_{из.гост}$ ,  $d_{гол}$ ,  $q_{гол}$ ) (прил. 2).

### Определение геометрических размеров катушек и массы меди обмоток

Средняя ширина катушки обмотки статора  $\tau_y$  определяется как

$$\tau_y = \frac{\pi(D + h'_{z1})}{z_1} \cdot y, \quad (18)$$

где  $y$  – шаг обмотки, выраженный числом пазов (см. пункт 4.2).

Средняя длина одной лобовой части катушки (мм)

$$l_{л1} = k_{л1} \cdot \tau_y + 2B. \quad (19)$$

Коэффициенты  $k_{л1}$  и  $B$  принимают по приложению 3.

Средняя длина витка обмотки (мм)

$$L_{cp} = 2 \cdot (l_1 + l_{л1}). \quad (20)$$

Массу меди (кг) обмотки статора без изоляции определяем из следующего выражения:

$$G_{гол} = 8,9 \cdot q' \cdot L_{cp} \cdot \frac{n_{эл}}{2} \cdot z_1 \cdot a_1 \cdot 10^{-5}, \quad (21)$$

где  $q'$  – площадь поперечного сечения проводника без изоляции, мм<sup>2</sup>.

Масса обмоточного провода (кг) с изоляцией определяется из выражения

$$G_{из} = \left( 0,876 + 0,124 \cdot \left( \frac{d_{из}}{d_{гол}} \right)^2 \right) \cdot G_{гол}. \quad (22)$$

Приведенная методика позволяет пересчитать обмоточные данные электродвигателя на новое напряжение или новую частоту вращения, используя для этой цели железо базового электродвигателя.

## Определение номинальной мощности электродвигателя

Полезная мощность, которую способен развить электродвигатель, зависит от многих факторов, но главным образом от нагревания изолированных обмоток во время работы. Именно за номинальную продолжительную мощность двигателя можно считать такую, при которой превышение температуры обмоток статора, а также и ротора (если он не короткозамкнутый), над температурой окружающей среды не превосходит установленных пределов. Поэтому номинальную мощность электрических машин выбирают на основании допустимой плотности тока в обмотке статора ( $\Delta$ , А/мм<sup>2</sup>).

Для электродвигателей серии 4А и АИР рекомендуемая величина допустимой плотности тока от 4,5 до 9 А/мм<sup>2</sup>, чем меньше габарит электродвигателя, тем больше плотность тока.

Учитывая, что выделяемое тепло в проводниках пропорционально второй степени размеров паза, а охлаждение (отвод тепла через поверхность) пропорционально первой степени размеров паза, температура внутри паза может повышаться.

При известном сечении проводника без изоляции сила номинального фазного тока ( $I_{\phi}$ , А) определяется по формуле

$$I_{\phi} = q' \cdot n'_{\text{эл}} \cdot a_1 \cdot \Delta, \quad (23)$$

где  $q'$  – площадь поперечного сечения проводника без изоляции, мм<sup>2</sup>;

$n'_{\text{эл}}$  – число элементарных проводников, шт.;

$a_1$  – число параллельных ветвей, шт.

Имеется техническое противоречие: плотность тока должна быть выбрана как можно большей, но при этом растут потери электрической мощности в обмотках  $\Delta P_{\text{эл1}}$  и  $\Delta P_{\text{эл2}}$ , что приводит к увеличению температуры обмоток и к уменьшению коэффициента полезного действия электродвигателя. Для контроля правильности выбора величины плотности тока определяют линейную нагрузку на единицу длины диаметра внутренней расточки статора ( $A$ , А/м) по следующему выражению:

$$A = \frac{z_1 \cdot n_{\text{пр}} \cdot I_{\phi}}{\pi \cdot D}, \quad (24)$$

где  $I_{\phi}$  – сила номинального фазного тока, А;  
 $D$  – диаметр внутренней расточки статора, м.

Большой мощности АД и скорости вращения соответствуют более высокие значения линейной нагрузки. Вычисленные значения линейной нагрузки сравниваем с допустимыми по таблице 7. Принимается такое значение фазного тока, при котором линейная нагрузка отличается от допустимых значений не более чем на  $\pm 5\%$ . Это значение фазного тока используется при дальнейших расчетах.

Таблица 7 – Значения линейной нагрузки

Электродвигатели	Линейная нагрузка, А/м
Средние до 100 кВт	25000-40000
Малые до 10 кВт	20000-30000
Мелкие до 1 кВт	10000-20000

Если полученные значения линейной нагрузки значительно отличаются от табличных, следует изменить плотность тока в обмотках статора и повторить расчет.

После этого можем определить полную мощность (кВ·А)

$$S = m \cdot U_{\phi} \cdot I_{\phi} \cdot 10^{-3}. \quad (25)$$

Известно, что активная мощность двигателя пропорциональна коэффициенту мощности, поэтому она равна (кВт)

$$P = m \cdot U_{\phi} \cdot I_{\phi} \cdot \cos \varphi \cdot 10^{-3}. \quad (26)$$

Эта мощность называется подводимой, часть которой расходуется на покрытие ряда потерь внутри двигателя и на совершение полезной работы ( $P'$  – мощность на валу двигателя). Отношение отдаваемой мощности к подводимой носит название коэффициента полезного действия ( $\eta$ ). Таким образом, ориентировочная мощность на валу двигателя равна (кВт)

$$P' = S \cdot \eta \cdot \cos \varphi = m \cdot U_{\phi} \cdot I_{\phi} \cdot \cos \varphi \cdot \eta \cdot 10^{-3}. \quad (27)$$

На данной ступени расчета значения  $\eta$  и  $\cos \varphi$  можно выбрать из таблицы 8. Принимаем мощность двигателя, ближайшую к стандартной.

Таблица 8 – Значение  $\eta$  и  $\cos\varphi$  при известной активной мощности электродвигателя

Мощность	Двигатели защищенного исполнения								Двигатели закрытого обдуваемого исполнения							
	Частота вращения (синхронная), об/мин															
	3000	1500	1000	750	3000	1500	1000	750	3000	1500	1000	750	3000	1500	1000	750
	Коэффициент полезного действия, %				Коэффициент мощности, $\cos\varphi_n$				Коэффициент полезного действия, %				Коэффициент мощности, $\cos\varphi_n$			
0,8									78,0	74,5	73,0	–	0,86	0,78	0,71	–
1,1									79,5	78,0	76,0	–	0,87	0,80	0,73	–
1,5									80,5	80,0	79,0	–	0,88	0,81	0,75	–
2,2									83,0	82,5	81,0	81,0	0,89	0,83	0,77	0,69
3,0									84,5	83,5	83,0	81,5	0,89	0,84	0,78	0,70
4,0									85,5	86,0	84,4	84,0	0,89	0,85	0,79	0,71
5,5									87,0	88,0	85,5	85,0	0,90	0,86	0,81	0,72
10,0			87,0	87,0			0,86	0,81	88,0	89,0	88,0	89,0	0,89	0,88	0,89	0,83
7,5				85,0				0,78	88,0	88,5	87,0	86,5	0,91	0,87	0,82	0,81
13,0		88,5	88,0	87,5		0,88	0,86	0,82	88,5	88,5	88,0	89,5	0,90	0,89	0,89	0,84
17,0	88,0	89,5	89,0	88,5	0,88	0,88	0,88	0,87	87,0	89,0	90,0	90,5	0,90	0,89	0,90	0,85
22,0	89,0	90,0	89,5	89,0	0,88	0,88	0,87	0,82	88,0	90,0	90,5	91,0	0,90	0,90	0,90	0,85
30,0	90,0	90,5	90,0	80,0	0,88	0,88	0,88	0,84	89,0	91,0	91,0	91,5	0,90	0,91	0,91	0,88
40,0	90,5	91,0	91,0	91,0	0,89	0,89	0,98	0,84	89,0	91,5	91,5	92,0	0,91	0,91	0,91	0,88
55,0	91,0	92,0	92,0	90,0	0,89	0,89	0,89	0,87	90,0	92,5	92,5	–	0,92	0,92	0,93	0,90
75,0	92,0	93,0	92,5	91,5	0,89	0,89	0,89	–	90,0	92,5	92,5	–	0,92	0,92	0,92	–
100,0	93,0	93,5	–	92,0	0,90	0,90	–	–	91,5	93,0	–	–	0,92	0,92	–	–

## Оформление материалов расчетно-графической работы

Расчетно-пояснительная записка должна быть выполнена на бумаге формата А4 (297×210 мм). Титульный лист оформляют в соответствии с приложением 1.

Записка делится на главы (разделы) и параграфы. Каждая глава (изложение каждого вопроса в записке) начинается с четкой формулировки поставленной задачи. Проводя какой-либо расчет, студент обязательно приводит расчетные формулы в общем виде с пояснением всех составляющих величин и окончательным результатом вычислений. Во всех последующих случаях применения тех же расчетных формул приводятся лишь результаты расчетов, сведенные в продуманные удобочитаемые таблицы.

Каждый раздел должен содержать анализ результатов и выводы из них. Необходимы ссылки на использованные литературные источники. В конце расчетно-пояснительной записки необходимо привести список литературы, составленный в порядке появления ссылок в тексте, с указанием авторов, места издания, издательства, года издания и числа страниц.

Рисунки можно выполнить в записке по тексту с их нумерацией и подрисуночными надписями. Сокращение слов в записке не допускается, за исключением общепринятых. Излагается материал от первого лица множественного числа, может быть использована неопределенная форма. Раскраска титульного листа и фигурные шрифты не рекомендуются.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Уважаемые студенты, закончив изучение теоретического материала учебного пособия «Ремонт электрооборудования» и выполнив работы в лаборатории, вы освоили всю основную часть данной дисциплины, изучающей вопросы определения факторов, влияющих на работу электрооборудования; причины, из-за которых оборудование выходит из строя; методы, с помощью которых можно своевременно выявить наличие неисправности, и способы устранения выявленных недостатков. Вы получили необходимую теоретическую и практическую подготовку. Технологии ремонта электрооборудования не стоят на месте. На сегодняшний день номенклатура в этой области довольно обширна. Поэтому знать, а самое главное правильно применять на практике полученные знания является основной задачей квалифицированного специалиста. Хорошо, если вам удастся решить ваши будущие производственные задачи с помощью полученных знаний и умений. Неплохо, если вам придется обратиться к специальной литературе или системе Internet, где вы найдете готовое решение или подсказку к решению поставленной перед вами задачи. Но не исключено, что вам самим придется ставить и решать задачи по выбору подходящих способов ремонта электрооборудования. Если в решении этих задач учебное пособие окажет вам какую-нибудь помощь, автор будет считать свою работу ненапрасной. А пока остается только пожелать вам всяческих успехов.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Гольдберг, О.Д. Проектирование электрических машин / О.Д. Гольдберг, Я.С. Гурин, И.С. Свириденко. – М.: Высш. шк., 2006. – 430 с.
2. Ерошенко, Г.П. Эксплуатация энергооборудования сельскохозяйственных предприятий / Г.П. Ерошенко, Ю.А. Медведько, М.А. Таранов. – Ростов-н/Д: Терра, НПК «Гефест», 2001. – 592 с.
3. Котеленец, Н.Ф. Испытания, эксплуатация и ремонт электрических машин / Н.Ф. Котеленец, Н.А. Акимова, М.В. Антонов. – М.: Академия, 2003. – 384 с.
4. Лопухина, Е.М. Автоматизированное проектирование электрических машин малой мощности: учеб. пособие для вузов / Е.М. Лопухина, Г.А. Семенчуков. – М.: Высш. шк., 2002. – 511 с.
5. Макаров, Е.Ф. Обслуживание и ремонт электрооборудования электростанций и сетей / Е.Ф. Макаров. – М.: Академия, 2003. – 448 с.
6. Пястолов, А.А. Эксплуатация и ремонт электрооборудования: учеб. пособие / А.А. Пястолов, Е.Л. Шац, В.А. Блюмберг. – М.: Колос, 1966. – 351 с.
7. Седова, А.Г. Расчет обмоток асинхронного двигателя: метод. указания для самостоятельной работы / А.Г. Седова; Иркут. гос. с.-х. академия. – Иркутск, 2009. – 50 с.
8. Таюрский, В.М. Практикум по дефектации и ремонту электрооборудования / В.М. Таюрский; Краснояр. гос. аграр. ун-т. – Красноярск, 2006. – 111 с.

# ПРИЛОЖЕНИЯ

## Приложение 1

### Оформление титульного листа

Министерство сельского хозяйства Российской Федерации  
ФГБОУ ВО «Красноярский государственный аграрный университет»  
Институт энергетики и управления энергетическими ресурсами АПК

Кафедра электроснабжения  
сельского хозяйства

Расчетно-графическая работа

Определение номинальной мощности асинхронного  
электродвигателя после ремонта

Выполнил: студент группы \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Ф.И.О.

Принял: преподаватель

\_\_\_\_\_

Ф.И.О.

Красноярск 20 \_\_\_\_

## Приложение 2

### Диаметры и площади поперечного сечения круглых медных эмалированных проводов марок ПЭТВП и ПЭТ-155

Номинальный диаметр неизолированного провода, мм	Среднее значение изолированного провода, мм	Площадь поперечного сечения неизолированного провода, мм <sup>2</sup>	Номинальный диаметр неизолированного провода, мм	Среднее значение изолированного провода, мм	Площадь поперечного сечения неизолированного провода, мм <sup>2</sup>
0,16	0,19	0,0201	0,9	0,965	0,636
0,18	0,21	0,0255	0,95	1,015	0,709
0,2	0,23	0,0314	1,0	1,08	0,785
0,24	0,259	0,0394	1,06	1,14	0,883
0,25	0,285	0,0491	1,12	1,2	0,985
0,28	0,315	0,0616	1,18	1,26	1,094
0,31	0,345	0,0755	1,25	1,33	1,227
0,35	0,39	0,0962	1,32	1,405	1,368
0,4	0,44	0,1257	1,4	1,485	1,539
0,45	0,49	0,1590	1,5	1,585	1,767
0,5	0,545	0,1963	1,6	1,685	2,011
0,56	0,615	0,246	1,7	1,785	2,27
0,63	0,69	0,312	1,8	1,895	2,54
0,71	0,77	0,396	1,9	1,995	2,83
0,72	0,78	0,407	2	2,095	3,14
0,75	0,815	0,442	2,12	2,22	3,53
0,8	0,865	0,503	2,24	2,34	3,94
0,85	0,915	0,567	2,36	2,46	4,36

## Приложение 3

### Значение коэффициентов $k_{л1}$ и $B$ для асинхронных электродвигателей

Число полюсов 2р	Лобовые части секций не изолированы		Лобовые части секций изолированы лентой	
	$k_{л1}$	$B, см$	$k_{л1}$	$B, см$
2	1,20	1,0	1,45	1,0
4	1,30	1,0	1,55	1,0
6	1,40	1,0	1,75	1,0
8	1,50	1,0	1,90	1,0

## Приложение 4

### Варианты с заданием для расчета асинхронного электродвигателя

Номер варианта	2p	U <sub>ф</sub> /U <sub>л</sub> , В/В	D <sub>a</sub> /D, мм/мм	ℓ <sub>1</sub> , мм	δ, мм	z <sub>1</sub> /z <sub>2</sub>	Размеры паза						n, об/мин	H, мм
							Статор			Ротор				
							d <sub>2</sub> /d <sub>1</sub> , мм/мм	h <sub>z</sub> , мм	h <sub>ш</sub> /e, мм/мм	d <sub>1</sub> /d <sub>2</sub> , мм/мм	h <sub>z</sub> , мм	h <sub>ш</sub> /e, мм/мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	8	220/380	349/250	160	0,5	72/58	6,2/8,4	25,7	1/3,7	7,2/3,5	39	1/1,5	750	200
2	8	220/380	349/250	185	0,5	72/58	6,2/8,4	25,7	1/3,7	7,2/3,5	39	1/1,5	750	200
3	2	220/380	392/208	180	1	36/28	10,5/15	29,2	1/4	8,1/4,8	35	1/1,5	3000	225
4	4	220/380	392/264	200	0,85	48/38	9,9/13	27	1/3,7	9,8/3,4	52,5	1/1,5	1500	225
5	6	220/380	392/264	175	0,6	72/56	7/9,3	27,6	1/3,7	7,9/3,6	44	1/1,5	1000	225
6	8	220/380	392/264	175	0,6	72/56	7/9,3	27,6	1/3,7	7,9/3,6	44	1/1,5	750	225
7	2	220/380	437/232	200	1,2	48/40	8,7/12,7	32,3	1/4	6,8/3,6	36,5	1,5/4	3000	250
8	2	220/380	437/232	230	1,2	48/40	8,7/12,7	32,3	1/4	6,8/3,6	36,5	1,5/4	3000	250
9	4	220/380	437/290	220	1	60/50	8,5/11,9	34	1/3,7	9/3,5	50	1/1,5	1500	250
10	4	220/380	437/290	220	1	60/50	8,5/11,9	34	1/3,7	9/3,5	50	1/1,5	1500	250
11	6	220/380	437/317	180	0,7	72/56	7,7/10	28,6	1/3,7	8,8/3,4	54	1/1,5	1000	250
12	6	220/380	437/317	200	0,7	72/56	7,7/10	28,6	1/3,7	8,8/3,4	54	1/1,5	1000	250
13	8	220/380	437/317	180	0,7	72/56	7,7/10	28,6	1/3,7	8,8/3,4	54	1/1,5	750	250
14	8	220/380	437/317	220	0,7	72/56	7,7/10	28,6	1/3,7	8,8/3,4	54	1/1,5	750	250
15	10	220/380	437/327	170	0,7	90/76	6,2/7,9	26,3	1/3,7	6,6/3	52	1/1,5	600	250
16	2	220/380	520/275	175	1,3	48/38	8,6/11,6	45,9	1,1/6,4	9,3/6,5	40	0,5/1,5	3000	280
17	4	220/380	520/335	220	0,9	60/50	8,1/9,9	45	1,1/5,7	7/4	40	0,5/1,5	1500	280
18	6	220/380	520/370	190	0,8	72/82	7,5/8,8	36,8	1,1/5,2	5/3,5	34,5	0,5/1,5	1000	280
19	8	220/380	520/385	185	0,8	72/86	8,1/9,3	36,5	1,1/5,3	6,5/3,5	30	0,5/1,5	750	280
20	10	220/380	520/400	170	0,7	90/106	8,1/10,6	38	1/4	5/4	28,5	0,5/1,5	600	280
21	2	220/380	520/275	270	1,3	48/38	8,6/11,6	45,9	1,1/6,4	9,3/6,5	40	0,5/1,5	3000	315
22	4	220/380	349/238	215	0,7	48/38	9,4/12,3	24,5	1/3,7	8,6/3,4	48	1/1,5	1500	200
23	6	220/380	349/250	160	0,5	72/58	6,2/8,4	25,7	1/3,7	7,2/3,5	39	1/1,5	1000	200

Продолжение приложения 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
24	6	220/380	349/250	215	0,5	72/58	6,2/8,4	25,7	1/3,7	7,2/3,5	39	1/1,5	1000	200
25	2	220/380	168/95	100	0,45	24/20	9,1/11,3	14,1	0,5/3,5	7,4/4	16,5	0,5/1	3000	100
26	2	220/380	168/95	130	0,45	24/20	9,1/11,3	14,1	0,5/3,5	7,4/4	16,5	0,5/1	3000	100
27	4	220/380	168/105	100	0,3	36/28	4,9/7,1	15,8	0,5/3	5,1/1,5	19,3	0,5/1	1500	100
28	2	220/380	191/110	125	0,6	24/22	10,5/12,6	15,1	0,5/3,5	8/3,4	21,6	0,4/1	3000	112
29	4	220/380	191/126	125	0,3	36/34	6,5/8,2	14,3	0,5/3,5	5,3/1,8	22,3	0,75/1,5	1500	112
30	6	220/380	191/132	100	0,3	54/51	4,3/5,7	15,6	0,5/3	3,7/1,8	18,1	0,75/1,5	1000	112
31	2	220/380	225/130	130	0,6	24/19	10,2/13,4	16,5	0,9/4	10,8/7,1	20,2	0,75/1,5	3000	132
32	4	220/380	225/145	115	0,35	36/34	6,1/9,2	17,8	0,9/3,5	6/2,2	24,7	0,75/1,5	1500	132
33	4	220/380	225/145	160	0,35	36/34	6,1/9,2	17,8	0,9/3,5	6/2,2	24,7	0,75/1,5	1500	132
34	4	220/380	272/185	140	0,5	48/38	7,3/9,9	20,5	1/3,7	7,5/3,5	34	1/1,5	1500	160
35	4	220/380	272/185	180	0,5	48/38	7,3/9,9	20,5	1/3,7	7,5/3,5	34	1/1,5	1500	160
36	4	220/380	313/211	145	0,6	48/38	8,2/11	24	1/3,7	8,9/3,2	39,8	1/1,5	1500	180
37	4	220/380	313/211	185	0,6	48/38	8,2/11	24	1/3,7	8,9/3,2	39,8	1/1,5	1500	180
38	6	220/380	313/220	145	0,5	72/58	5/7,2	26,5	1/3,7	6,2/2,4	40,3	1/1,5	1000	180
39	6	220/380	313/220	170	0,5	72/58	5/7,2	26,5	1/3,7	6,2/2,4	40,3	1/1,5	1000	180
40	8	220/380	313/220	170	0,5	72/58	5/7,2	26,5	1/3,7	6,2/2,4	40,3	1/1,5	750	180
41	8	220/380	313/220	170	0,5	72/58	5/7,2	26,5	1/3,7	6,2/2,4	40,3	1/1,5	750	180
42	2	220/380	81/41	42	0,25	12/9	8,7/10,9	9,6	0,5/1,8	6,2/2,4	8,2	0,75/1	3000	50
43	4	220/380	81/46	42	0,25	12/15	9,7/12,4	11,0	0,5/1,8	5,8/3,1	9,4	0,75/1	1500	50
44	2	220/380	98/48	47	0,25	24/18	4,5/5,8	8,0	0,5/1,8	4,2/1,5	10,2	0,5/1	3000	56
45	4	220/380	89/55	47	0,25	24/18	4,8/6,4	9,8	0,5/1,8	4,1/1,5	10,8	0,5/1	1500	56
46	2	220/380	100/54	56	0,3	24/18	4,8/6,3	9,0	0,5/1,8	4,4/1,5	10,5	0,5/1	3000	63
47	4	220/380	100/61	56	0,25	24/18	4,7/6,5	10,4	0,5/1,8	4,4/1,9	11,5	0,5/1	1500	63
48	6	220/380	100/65	56	0,25	36/28	3,5/4,9	10,9	0,5/1,8	3,4/1,5	11,4	0,5/1	1000	63
49	2	220/380	116/65	65	0,35	24/20	5,9/7,5	9,3	0,5/2	5,0/2,5	11,8	0,5/1	3000	71
50	2	220/380	116/65	74	0,35	24/20	5,9/7,5	9,3	0,5/2	5,0/2,5	11,8	0,5/1	3000	71
51	2	220/380	349/194	130	0,9	36/28	10,5/14,9	28,2	1/4	6,9/5,6	34,4	1/1,5	3000	200

Продолжение приложения 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
52	2	220/380	349/194	160	0,9	36/28	10,5/14,9	28,2	1/4	6,9/5,6	34,4	1/1,5	3000	200
53	4	220/380	349/238	170	0,7	48/38	9,4/12,3	24,5	1/3,7	8,6/3,4	48	1/1,5	1500	200
54	4	220/380	349/238	215	0,7	48/38	9,4/12,3	24,5	1/3,7	8,6/3,4	48	1/1,5	1500	200
55	6	220/380	349/250	160	0,5	72/58	6,2/8,4	25,7	1/3,7	7,2/3,5	39	1/1,5	1000	200
56	6	220/380	390/250	185	0,5	72/58	6,2/8,4	25,7	1/3,7	7,2/3,5	39	1/1,5	1000	200
57	8	220/380	390/250	185	0,5	72/58	6,2/8,4	25,7	1/3,7	7,2/3,5	39	1/1,5	750	200
58	8	220/380	390/250	260	0,5	72/58	6,2/8,4	25,7	1/3,7	7,2/3,5	39	1/1,5	750	200
59	2	220/380	392/208	180	1,0	36/28	10,5/15	29,2	1/4	8,1/4,8	35	1/1,5	3000	225
60	4	220/380	392/264	200	0,85	48/38	9,9/13	27,0	1/3,7	9,8/3,4	52,5	1/1,5	1500	225
61	6	220/380	392/284	175	0,6	72/56	7/9,3	27,6	1/3,7	7,9/3,6	44	1/1,5	1000	225
62	8	220/380	392/284	210	0,6	72/56	7/9,3	27,6	1/3,7	6,8/3,6	44	1/1,5	750	225
63	2	220/380	437/232	200	1,2	48/40	8,7/12,7	32,3	1/4	7,9/3,6	36,5	1,5/2	3000	250
64	2	220/380	437/232	230	1,2	48/40	8,7/12,7	32,3	1/4	6,8/3,6	36,5	1,5/2	3000	250
65	4	220/380	437/290	200	1,0	60/50	8,5/11,9	34	1/3,7	9/3,5	50	1/1,5	1500	250
66	4	220/380	437/290	220	1,0	60/50	8,5/11,9	34	1/3,7	9/3,5	50	1/1,5	1500	250
67	6	220/380	437/317	180	0,7	72/56	7,7/10	28,6	1/3,7	8,8/3,4	54	1/1,5	1000	250
68	6	220/380	437/317	240	0,7	72/56	7,7/10	28,6	1/3,7	8,8/3,4	54	1/1,5	1000	250
69	6	220/380	437/317	200	0,7	72/56	7,7/10	28,6	1/3,7	8,8/3,4	54	1/1,5	1000	250
70	2	220/380	313/171	110	1,0	36/28	9,2/12,9	24,7	1/4	9,6/4,1	31	0,85/1,5	3000	180
71	2	220/380	313/171	145	1,0	36/28	9,2/12,9	24,7	1/4	9,6/4,1	31	0,85/1,5	3000	180
72	6	220/380	272/197	200	0,45	54/50	6,1/8,2	18,8	1/3,7	6,2/2,5	34,6	1/1,5	1000	160
73	8	220/380	272/197	145	0,45	48/44	6,8/9,2	19,1	1/3,7	7,2/3	34,6	1/1,5	750	160
74	8	220/380	272/197	200	0,45	48/44	6,8/9,2	19,1	1/3,7	7,2/3	34,6	1/1,5	750	160
75	6	220/380	225/158	115	0,35	54/51	4,8/6,6	16	0,9/3,5	4,4/1,8	24	0,75/1,5	1000	132
76	6	220/380	225/158	160	0,35	54/51	4,8/6,6	16	0,9/3,5	4,4/1,8	24	0,75/1,5	1000	132
77	8	220/380	225/158	115	0,35	48/44	4,8/7,1	17,6	0,9/3,5	4,5/1,8	22	0,75/1,5	750	132
78	8	220/380	225/158	160	0,35	48/44	4,8/7,1	17,6	0,9/3,5	4,5/1,8	22	0,75/1,5	750	132
79	2	220/380	272/155	110	0,8	36/28	8,7/11,9	20	1/4	7/4,9	29	1,0/1,5	3000	160

## Окончание приложения 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
80	2	220/380	272/155	130	0,8	36/28	8,7/11,9	20	1/4	7/4,9	29	1,0/1,5	3000	160
81	4	220/380	168/105	130	0,3	36/28	4,9/7,1	15,8	0,5/3	5,1/1,5	19,3	0,5/1	1500	100
82	6	220/380	168/113	120	0,3	36/28	5,4/7,5	15,4	0,5/3	6/3	17,9	0,5/1	1000	100
83	8	220/380	168/113	120	0,3	36/28	5,4/7,5	15,4	0,5/3	6/3	17,9	0,5/1	750	100
84	2	220/380	191/110	125	0,6	24/22	10,5/2,6	15,1	0,5/3,5	8/3,4	21,6	0,4/1	3000	112
85	4	220/380	191/126	125	0,3	36/34	6,5/8,2	14,3	0,5/3,5	5,3/1,8	22,3	0,75/1,5	1500	112
86	6	220/380	191/132	100	0,3	54/51	4,3/5,7	15,6	0,5/3	3,7/1,8	18,1	0,75/1,5	1000	112
87	6	220/380	191/132	125	0,3	54/51	4,3/5,7	15,6	0,5/3	3,7/1,8	18,1	0,75/1,5	1000	112
88	8	220/380	191/132	100	0,3	48/44	4,5/6,3	17,5	0,5/3	4/1,8	18,0	0,75/1,5	750	112
89	8	220/380	191/132	130	0,3	48/44	4,5/6,3	17,5	0,5/3	4/1,8	18,0	0,75/1,5	750	112
90	6	220/380	149/100	110	0,25	36/28	4,7/6,6	13,8	0,5/2,7	5/2,1	16,5	0,5/1	1000	90
91	8	220/380	149/100	100	0,25	36/28	4,7/6,6	13,8	0,5/2,7	5/2,1	16,5	0,5/1	750	90
92	8	220/380	149/100	130	0,25	36/28	4,7/6,6	13,8	0,5/2,7	5/2,1	16,5	0,5/1	750	90
93	8	220/380	131/88	78	0,25	36/28	4,3/6	13	0,5/2,5	4,3/1,7	14,8	0,5/1	750	80
94	8	220/380	131/88	98	0,25	36/28	4,3/6	13	0,5/2,5	4,3/1,7	14,8	0,5/1	750	80
95	2	220/380	149/84	100	0,4	24/20	8,1/10,1	12,6	0,5/3,2	6,8/3,4	16	0,5/1	3000	90
96	4	220/380	149/95	100	0,25	36/28	4,8/6,5	12,9	0,5/3	4,9/1,9	16,6	0,5/1	1500	90
97	4	220/380	116/70	65	0,25	24/17	5,2/7,3	11,6	0,5/2	5/1,5	12,6	0,5/1	1500	71
98	4	220/380	116/70	74	0,25	24/17	5,2/7,3	11,6	0,5/2	5/1,5	12,6	0,5/1	1500	71
99	6	220/380	116/76	65	0,25	36/28	3,9/5,5	12,2	0,5/2	3,8/1,9	11,4	0,5/1	1000	71
100	6	220/380	116/76	90	0,25	36/28	3,9/5,5	12,2	0,5/2	3,8/1,9	11,4	0,5/1	1000	71

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	3
МОДУЛЬ 1 ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН .....	5
1.1 Технические условия на прием электрооборудования в ремонт ....	5
1.1.1 Введение. Общие положения.....	5
1.1.2 Технология ремонта электрических машин.....	7
1.1.3 Схема технологического процесса ремонта электрических машин .....	10
1.2 Дефектация электрооборудования. Методы определения неисправностей.....	12
1.2.1 Разборка электрических машин. Удаление старой обмотки.....	16
1.2.2 Ремонт обмоток, сушка и пропитка .....	18
1.3 Электромеханический ремонт .....	20
1.3.1 Ремонт корпусов и подшипниковых щитов.....	21
1.3.2 Ремонт валов, замена подшипников качения.....	21
1.3.3 Ремонт активной стали статора .....	22
1.4 Послеремонтные испытания .....	24
1.4.1 Контрольные испытания .....	25
1.4.2 Типовые испытания .....	26
ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ К МОДУЛЮ 1 .....	28
Лабораторная работа № 1. Фазировка концов статорной обмотки трехфазного асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором .....	28
Лабораторная работа № 2. Дефектация асинхронного двигателя при ремонте.....	35
Лабораторная работа № 3. Испытание активной стали машин и трансформаторов.....	42
МОДУЛЬ 2 РЕМОНТ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ.....	48
2.1 Технические условия на прием трансформаторов в ремонт .....	50
2.1.1 Осмотры и ремонты трансформаторов.....	51
2.1.2 Транспортировка трансформаторов. Прием трансформатора в ремонт .....	52
2.2 Дефектация и ремонт трансформаторов.....	53
2.2.1 Разборка, дефектация трансформаторов .....	53
2.2.2 Ремонт обмотки .....	55
2.2.3 Сушка и пропитка обмоток.....	56
2.2.4 Ремонт магнитопровода .....	57

2.2.5 Сборка трансформатора .....	59
2.2.6 Межоперационный контроль .....	61
2.2.7 Сушка обмоток трансформаторов .....	62
2.2.8 Сушка токами нулевой последовательности .....	63
2.3 Виды испытаний .....	65
2.4 Испытание трансформаторного масла .....	69
ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ К МОДУЛЮ 2 .....	70
Лабораторная работа № 4. Дефектация трансформатора при ремонте....	70
Лабораторная работа № 5. Испытание трансформаторов после ремонта .....	78
МОДУЛЬ 3 ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ..	89
3.1 Осмотры воздушных линий .....	90
3.2 Ремонт воздушных линий .....	92
3.2.1 Ремонт деревянных опор .....	93
3.2.2 Ремонт железобетонных опор .....	95
3.2.3 Ремонт проводов .....	96
3.3 Техника безопасности при эксплуатации и ремонте воздушных линий .....	97
МОДУЛЬ 4 РЕМОНТ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ .....	100
4.1 Подготовка к ремонту .....	100
4.1.1 Ремонт изоляции кабеля .....	102
ЛАБОРАТОРНЫЕ РАБОТЫ К МОДУЛЮ 4 .....	105
Лабораторная работа № 6. Ремонт кабельных линий .....	105
РАСЧЕТНО-ГРАФИЧЕСКАЯ РАБОТА «ОПРЕДЕЛЕНИЕ НОМИНАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ ПОСЛЕ РЕМОНТА» .....	133
Содержание расчетно-графической работы .....	133
Обработка исходных данных .....	136
Определение магнитной индукции в воздушном зазоре, теле и зубцах статора и ротора .....	141
Расчет числа витков обмотки и диаметра обмоточного провода .....	144
Определение геометрических размеров катушек и массы меди обмоток .....	149
Определение номинальной мощности электродвигателя .....	150
Оформление материалов расчетно-графической работы .....	153
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	154
ЛИТЕРАТУРА .....	155
ПРИЛОЖЕНИЯ .....	156

# РЕМОНТ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

*Учебное пособие*

*Василенко Александр Александрович*

*Редактор Т.М. Мاستрич*

Санитарно-эпидемиологическое заключение № 24.49.04.953.П. 000381.09.03 от 25.09.2003 г.

Подписано в печать 26.09.2019. Формат 60×84/16. Бумага тип. № 1.

Печать – ризограф. Усл. печ. л. 10,25. Тираж 56 экз. Заказ № 147

Редакционно-издательский центр Красноярского государственного аграрного университета

660017, Красноярск, ул. Ленина, 117