

Ю. Н. АГЕЕВ, Н. Н. БОГДАНОВ

IE

Александр Пейколович

РЕМОНТ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ



ЛЕНИНГРАД
ЭНЕРГОИЗДАТ
ЛЕНИНГРАДСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
1982

ББК 31.26

А 23

УДК 621.313.322—82.004.67

Рецензент Г. Б. Пинский

На территории СССР находится около 300 тыс. озер и свыше 150 тыс. рек, причем свыше 50 рек имеют длину более 1000 км. Поэтому, обладая огромными гидроэнергетическими ресурсами, наша страна занимает ведущее место в мире не только по мощности гидроэлектростанций, но и по масштабам гидроэнергетического строительства.

Ценным качеством гидроэлектростанций является то, что они используют дешевый источник энергии, постоянно возобновляемый природой, и вырабатывают электрическую энергию при малых затратах производства. Себестоимость электроэнергии, выработанной гидроэлектростанциями, в 4—5 раз ниже себестоимости электроэнергетики тепловых электростанций, поэтому строительство гидроэлектростанций имеет большое народнохозяйственное значение. Надежная эксплуатация электростанции в конечном итоге зависит от правильной эксплуатации и технического обслуживания гидрогенераторов, т. е. от правильной организации и своевременно проведенных профилактических испытаний и капитальных ремонтов.

Качество и надежность гидрогенераторов, а также трудоемкость ремонта их в значительной степени зависят от подготовительных и организационных мероприятий, т. е. правильно построенного

Агеев Ю. Н., Богданов Н. Н.

А 23 Ремонт гидрогенераторов.—Л.: Энергониздат. Ленингр.

отд.-инс. 1982.—200 с., ил.

В пер.: 90 к.

В книге отражен опыт ремонтных работ, выполненных предприятием «Ленинградремонт» и предприятиями Главэнергоремонта. Изложены конструктивные особенности узлов гидрогенераторов. Рассмотрена система планово-предупредительных ремонтов (ППР), объем и периодичность капитальных ремонтов гидрогенераторов на электростанциях, технические требования к ремонту, методы обнаружения повреждений и их устранения, оборудование, приспособления, инструмент и материалы, применяемые при выполнении ремонтов, а также техника безопасности работ, выполняемые только электротехническим персоналом. Предназначена для инженерно-технических работников и квалифицированных рабочих, связанных с эксплуатацией и ремонтом гидрогенераторов.

2305010000—056 161—82
А 051(01)—82

ББК 31.26
6П2.1.08

© Энергониздат, 1982

технологического процесса ремонта, применения специальной оснастки, приспособлений и новейших электротехнических материалов.

Текущие капитальные ремонты генераторов производятся ремонтным персоналом электростанций или энергосистем. Более сложные капитальные ремонты (частичная или полная замена обмотки статора, изоляции ротора, исправление форм статора и ротора, ремонт сердечника статора и т. д.), а также работы по модернизации (системы вентиляции, устранение повышенной вибрации и т. п.) выполняются специализированными ремонтными предприятиями Главэнергоремонта. Успешное выполнение ремонтных работ возможно только при совместной творческой работе всего ремонтного коллектива на основе повышения квалификации всех рабочих и инженерно-технических работников, изучения конструктивных и технологических особенностей, рекомендаций работников эксплуатации по ремонтуемому оборудованию, а также передового опыта работы заводо-изготовителей и родственных предприятий.

Следует иметь в виду, что всякая остановка гидрогенератора, вызванная его неисправностью, наносит значительный ущерб потребителям электрической энергии, поэтому качеству и в установленные сроки проведенный ремонт позволяет быстрее ввести гидрогенератор в эксплуатацию. И вполне естественно, что сокращение простоя генераторов в капитальном ремонте и его ускорение приобретает важное значение.

В настоящей книге рассмотрена типовая номенклатура капитального ремонта и описаны специальные ремонтные работы на отдельных узлах и деталях гидрогенератора. Технологический процесс ремонта и основные производственные приемы, а также существующие технические нормы на специальные ремонтные работы гидрогенераторов взяты из

опыта производственного предприятия «Ленэнергоремонт» и других предприятий Главэнергоремонта, а также ЛПЭО «Электросила» имени С. М. Кирова.

Авторы выражают благодарность начальнику бюро испытаний электрических машин В. С. Юрченко и работникам предприятия «Ленэнергоремонт», оказавшим помощь в подготовке рукописи.

Отзывы о книге, замечания и пожелания просьба посылать по адресу: 191041, Ленинград, Марсово поле, 1, Ленинградское отделение Энергоиздата.

Авторы

1-1. Обозначения

Приводим обозначения гидрогенераторов некоторых типов, выпускаемых отечественными заводами. Буквы, стоящие перед цифрами у гидрогенераторов ЛПЭО «Электросила», изготовляемых в Ленинграде, означают:

для типа СВ С — синхронный, В — вертикальный;
для типа СВФ С — синхронный, В — вертикальный, Ф — форсированное охлаждение обмотки ротора воздухом, а статора — водой;
для типа СГКВ С — синхронный, Г — горизонтальный, К — капсульный, В — водяное охлаждение обмоток ротора и статора;

для типа СГ С — синхронный, Г — горизонтальный.
У гидрогенераторов, изготовляемых в г. Свердловске на объединении «Уралэлектротяжмаш», буквы означают:
для типа ВГС В — вертикальный, Г — генератор, С — синхронный;
для типа ВГСП В — вертикальный, Г — генератор, С — синхронный, П — пустотелый вал.

У гидрогенераторов типа СВИ, изготовляемых в г. Новосибирске на объединении «Сибэлектротяжмаш», буквы означают: С — синхронный, В — вертикальный, И — условное обозначение электростанции.

У гидрогенераторов типа СВО, изготовляемых в г. Харькове на объединении «Электротяжмаш», буквы означают: С — синхронный, В — вертикальный, О — обратный, т. е. может работать в режиме генератора или электродвигателя.

Например, в обозначении гидрогенератора ЛПЭО «Электросила» СВ 840/135-44 буквы СВ означают «синхронный вертикальный», число перед кривой чертой (840) указывает наружный диаметр сердечника статора по спинке активной стали в сантиметрах, число за кривой чертой (135) — длину активной стали сердечника статора в сантиметрах и, наконец, число после черточки (44) — число полюсов ротора.

1-2. Компоновка

Гидрогенератор является тихходной синхронной машиной, приводимой во вращение гидравлической турбиной. Частота вращения турбины относительно низка: обычно это 50—500 об/мин.

В зависимости от конструктивного исполнения гидравлической турбины гидрогенераторы разделяются на вертикальные, горизонтальные и кансушные, где турбина и генератор объединены в одном корпусе, находящемся в проточной части гидроэлектростанции.

Крупные, мощные гидрогенераторы в большинстве случаев делают вертикальными, так как изготовленные гидроагрегатов больших габаритов в горизонтальном исполнении сопряжено со значительными трудностями.

Вертикальные гидрогенераторы выполняются двух основных типов: подвесные и зонтичные. Различные машины этих типов состоят в том, что у них по-разному расположены подпятник и направляющие подшипники. В гидрогенераторах подвесного типа подпятник расположен над ротором и опирается на верхнюю крестовину, установленную на корпусе статора. Направляющих подшипников обычно имеется два, один из которых встроен в верхнюю, а другой в нижнюю крестовину. Имеются также гидрогенераторы с одним направляющим подшипником в верхней крестовине.

В гидрогенераторах зонтичного типа подпятник расположен под ротором и опирается на нижнюю крестовину или встроен в нее. Направляющий подшипник располагается в нижней крестовине, в одной ванне с подпятником, или в верхней крестовине. Имеются зонтичные гидрогенераторы и с двумя направляющими подшипниками, расположенными в верхней и нижней крестовине. Разновидностью зонтичных гидрогенераторов является генератор с подпятником, расположенным на крыше турбины.

Все узлы генератора можно условно разделить на элементы, называемые активными и конструктивными частями.

К активным элементам принято относить те, в которых происходят электромагнитные процессы; это обмотка статора, обмотка возбуждения на полюсах ротора, сердечник статора, сердечник полюсов.

К конструктивным элементам относят те, которые выполняют главным образом вспомогательные функции: поддерживают активные части, связывают их с фундаментами, способствуют вентиляции, служат опорой крестовин, воздухоохладителей (корпус статора, стыковочные плиты, бандажные кольца, нажимные гребенки, спицы, остов и обод ротора и т. д.). Такое деление нередко является условным, так как между активными и конструктивными частями четкого разграничения не суще-

ствует. Активные части ротора, испытывающие большие механические напряжения от центробежных сил, особенно при угонной скорости, которая может составлять 250 % номинальной, рассчитывают из условия прочности, а не только из условия протекания электромагнитных процессов. И наоборот, система вентиляции в значительной мере определяет конструкцию и размеры активной стали.

Капитальный ремонт гидрогенераторов различной компоновки по своей трудоемкости различается значительно, хотя некоторые отличия и имеются. Например, при ремонте подвесных генераторов центровка статора производится совместно с валом, а зонтичных — независимо от него. В зонтичных гидрогенераторах обмотка статора и ротора загрязняется больше, так как масляные пары из ванны подпятника попадают внутрь генератора на обмотки ротора и статора, что ведет к преждевременному старению изоляции и снижению ее сопротивления.

1-3. Система вентиляции

Система вентиляции предназначается для отвода теплоты, выделяющейся при работе гидрогенератора на поверхности изоляции обмотки статора, в сердечнике статора, в обмотке возбуждения, в сердечниках полюсов и в конструктивных деталях, но которыми замыкаются магнитные поля рассеяния.

Гидрогенераторы выполняются с системой проточного и замкнутого косвенного воздушного охлаждения. Проточная система вентиляции применяется на гидрогенераторах небольшой мощности, до 10—12 МВт. Охлаждающий воздух подводится к вентилятору снизу и, пройдя между спицами ротора, попадает ко второму вентилятору. Поток воздуха направлен радиально, т. е. от центра генератора по каналам в активной стали к спице статора, а потом по воздуховоду в машинный зал. Замкнутая система вентиляции предпочтительна, так как обеспечивает чистоту воздуха в гидрогенераторе, предотвращает засорение вентиляционных каналов и загрязнение обмоток ротора и статора.

Циркуляция воздуха обеспечивается, в основном, спицами и ободом ротора, торцевыми частями полюсов и лишь в небольшой степени вентиляторами. Воздух после охладителя подается на обе стороны — сверху и снизу ротора. Часть воздуха засасывается вентиляторами и поступает на лобовые части обмотки статора. Другая часть попадает в зазор, охлаждающая обмотку ротора. Во избежание перетока воздуха из камеры лобовых частей за вентилятор ставятся воздухоразделяющие щиты. Оба потока, смешиваясь, охлаждают обмотку и активную сталь статора, после чего выходят по каналам к воздухоохладителю.

Из-за завихрения вокруг лобовых частей и в узких каналах между ними, а также из-за низкой теплопроводности изоляции эффект охлаждения у большинства гидрогенераторов невысок и поэтому лобовые части обмотки статора являются наиболее нагретыми частями генератора.

Для увеличения напора и уменьшения потерь на вентиляцию вход воздуха в звезду обода осуществляется на небольшом диаметре, поэтому между спицами устанавливаются перскривтия. Вентиляторы крепятся на обode ротора. По конструктивному исполнению вентиляторы бывают центробежные, осевые и ковшовые.

Центробежный вентилятор представляет собой колесо с прямыми радиальными или загнутыми на входе лопатками. Центробежный вентилятор вне зависимости от направления вращения нагнетает воздух от центра наружу.

Осевой вентилятор представляет собой набор пропеллерных лопаток на втулке или кольце, которые крепятся при помощи болтов. Осевой вентилятор нагнетает воздух от центра наружу, в межполюсное пространство. При изменении направления вращения изменяется и направление перемещения воздуха.

Ковшовый вентилятор представляет собой набор лопаток, наклонных к плоскости вращения ротора и закрепленных при помощи болтов на кольце или обode. Работа ковшового вентилятора аналогична работе осевого.

1-4. Конструкция статора

Статоры гидрогенераторов с наружным диаметром корпуса более 5 м по условиям транспортировки выполняются разъемными — из нескольких частей, называемых секторами. Секторов бывает 2, 3, 4 или 6. Статор содержит следующие детали: корпус, фундаментные плиты, клинья — ребра для крепления активной стали, косынки для крепления клиньев к полкам корпуса, бандажные кольца для крепления лобовых частей обмотки, нажимные гребенки, стяжные шпильки с гайками, обмотку статора с деталями ее крепления, активную сталь (сердечник), центрирующие штифты стыковых плит, фундаментные болты с гайками.

Корпус представляет собой, как правило, кольцо (иногда многогранник), сваренное из толстой листовой стали, и состоит из наружной обшивки и горизонтальных полок, выполняющих роль ребер жесткости.

С внутренней стороны к полкам привариваются клинья с помощью специальных угольников. На клинья набираются листы активной стали сердечника статора. Для соединения секторов корпуса служат стыковые плиты и стяжные шпильки, а для фиксации при сборке — радиальные и осевые штифты.

ком и непосредственно участвуют в создании Э. Д. с. генератора. Часть обмотки, лежащая вне сердечника и служащая для соединения между собой активных частей, называется лобовой частью.

Для изготовления обмотки гидрогенераторов с воздушным охлаждением применяются изолированные обмоточные медные провода прямоугольного сечения марки ПСД и ПСД-1 или ПДА со стекляной или асбестовой изоляцией.

Витковая и корпусная изоляция выполняется непрерывной из микаленты, стекломикаленты, стеклолюдиновой ленты, накладываемой внахлест. После наложения микалентная изоляция подвергается вакуумной пропитке компаундом с последующим прессованием под давлением и закаливанием. При применении стеклолюдиновой корпусной изоляции на терморезистивных связующих технологический процесс радикально изменяется. Формообразование стержня производится более точно по калибрам с допусками 0,5—0,8 м. Губочные шаблоны выполняются с большим числом прижимов. Процессы компаундирования отпадают, и вся изоляция накладывается сразу. Прессование и закаливание корпусной изоляции осуществляется в специальных пресс-формах.

Для выравнивания электрического потенциала и предотвращения короны в пазовой части и в местах выхода обмотки из паза поверхность изоляции покрывают асболавансовой лентой марки ЛМЭ-1 толщиной 0,35 мм на длине активной стали и на выходе из паза вригтык, а на длине лобовой части — с перекрытием одной трети ширины ленты. Двойная толщина ленты в пазовой части и на выходе из паза равна 0,7 мм, а в лобовой части она равна 1,4 мм. Покрытие полупроводящей эмалью марки ПЛГ-233 выполняется дважды, перед покрытием асболавансовой лентой и после.

Изоляция лобовой части покрывается полупроводящей эмалью марки ПЛК-234, а затем электроизоляционной эмалью марки ГФ-92ХС. Двойная толщина полупроводящего покрытия обмотки статора гидрогенератора не должна превышать 2,5 мм для компаундированной изоляции и 1 мм для терморезистивной. Толщина покрытия эмалью ПЛГ-233, ПЛК-234 и ГФ-92ХС не должна превышать 0,15 мм (рис. 1-1). Длина полупроводящих покрытий зависит от напряжения.

Катушечная обмотка. Число витков катушечной обмотки бывает обычно от 2 до 6. Каждый виток состоит из четного числа элементарных проводников. Для уменьшения добавочных потерь в катушечных обмотках выводные концы скручивают, трансформируя их на 180°. Аналогично трансформируются соединения между катушечными группами одной фазы, расположенными под разными полюсами. Сечение соединительной между полюсной перемычки выбирается равным сечению одного витка катушки.

Корпус крепится к фундаменту с помощью фундаментных плит и болтов. Между фундаментной плитой и нижней полкой статора устанавливаются радиальные штифты, которые дают возможность статору при изменении температуры равномерно изменять свой диаметр без нарушения целостности штифтов.

Для вентиляции генератора в обшивке корпуса прорезаются окна, через которые выходит нагретый воздух в машинный зал. У гидрогенераторов с замкнутой системой вентиляции против этих окон устанавливаются воздухоохладители.

Верхняя часть корпуса статора выступает над лобовыми частями обмотки и соединительными шинами. На верхнюю часть корпуса опираются ланы верхней крестовины.

Сердечник гидрогенератора служит для проведения магнитного потока и размещения обмотки статора. В целях уменьшения потерь от вихревых токов сердечник набирается из отдельных сегментов электротехнической стали толщиной 0,5 мм. Обычно применяются электротехническая сталь с пониженными удельными потерями 0,88—1,50 Вт/кг при индукции 1Тл и частоте 50 Гц. Сегменты изолируются с обеих сторон масляно-смоляными или битумно-масляно-смоляными покрытиями лаками горячей (огневой) сушки на лакировочной машине. Теплоустойчивость лакового покрытия 130—140°C.

Сегменты набираются накатами толщиной 45—60 мм с вентиляционными каналами между ними шириной 10 мм. Вентиляционные каналы образуются специальными металлическими распорками (тавриками), приваренными к краю одного из пакетов. В крайние пакеты укладываются сегменты с укороченными зубцами, так что образуются 3—4 ступенки по 5—6 мм каждая, увеличивающие воздушный зазор и уменьшающие потери и нагрев, вызванные торцевыми магнитными полями. Данная конструкция позволяет также укоротить нажимной налец гребенки и тем самым повысить его жесткость и качество запрессовки сердечника.

Для уменьшения потерь и улучшения охлаждения в торцевой зоне, особенно при широких зубцах, предусматривается прорезь шириной 3—8 мм и глубиной до $\frac{2}{3}$ высоты зубца.

Крепление сердечника в осевом направлении осуществляется шпильками и нажимными гребенками. Для уменьшения нагрева от магнитных полюс нальцы нажимных гребенок изготавливаются из немагнитной стали. Для сердечника допустимая температура не должна превышать допустимую температуру соприкасающейся с ней изоляции обмотки.

Обмотка статора. В гидрогенераторах применяется два типа обмотки: катушечная (многовитковая) и стержневая. Первая, как правило, бывает двухслойной, вторая может быть двухслойной или однослойной. Части обмотки, лежащие в пазах сердечника статора, называются пазовыми или активными частями обмотки, так как они пронизываются магнитным пото-

жест добавочные потери от циркуляционных токов. Стержневые обмотки гидрогенераторов с поверхностным охлаждением бывают обычно волновыми. Внутри одной катушечной группы обмотка состоит из ряда ходов, обтекающих весь статор. Число ходов может быть целым или дробным и зависит от числа пазов на полюс и фазу. Число пазов на полюс и фазу q показывается, сколько катушечных сторон каждой фазы приходится на один полюс обмотки: $q = z/(2pm)$, где z — число пазов статора; $2p$ — число полюсов; m — число фаз обмотки.

Отдельные ходы обмотки соединяют перемычками, сечение которых равно сечению стержня. Соединение стержней между собой и перемычек со стержнями производится в хомутки пайкой.

Изоляция стержневой обмотки предпочтительна, так как в ней межвитковая изоляция вдвое толще корпусной. Стержневая обмотка дает лучшее заполнение паза, чем катушечная обмотка.

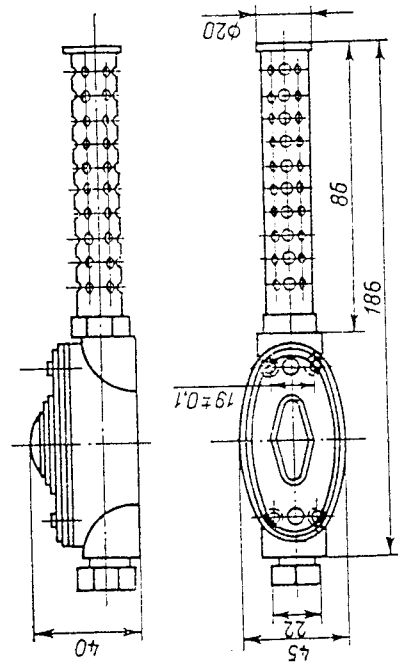


Рис. 1-2. Терморезистор типа ТСЭ-I или ТСЭ-II

Рис. 1-3. Терморезистор типа ЭТМ-XII

К недостаткам стержневой обмотки следует отнести большее число пазов стержней относительно большого сечения, особенно в нижней части статора. Стержневые обмотки мощных гидрогенераторов в наклонной и лобовой частях изолируются стеклотрунтовой лентой, пропитываемой термореактивным компаундом на основе полиэфирных и эпоксидных смол и запекаются в пресс-форме. Такая изоляция обладает повышенной механической прочностью.

Катушечная обмотка по сравнению со стержневой требует несколько меньшего относительного расхода меди, однако изготовление ее сложнее. К недостаткам катушечной обмотки следует отнести меньшую надежность витковой изоляции и большую трудоемкость при замене. Катушечные обмотки применяются в основном в гидрогенераторах небольшой и средней мощности. При изготовлении крупных гидрогенераторов заводы применяют стержневые обмотки.

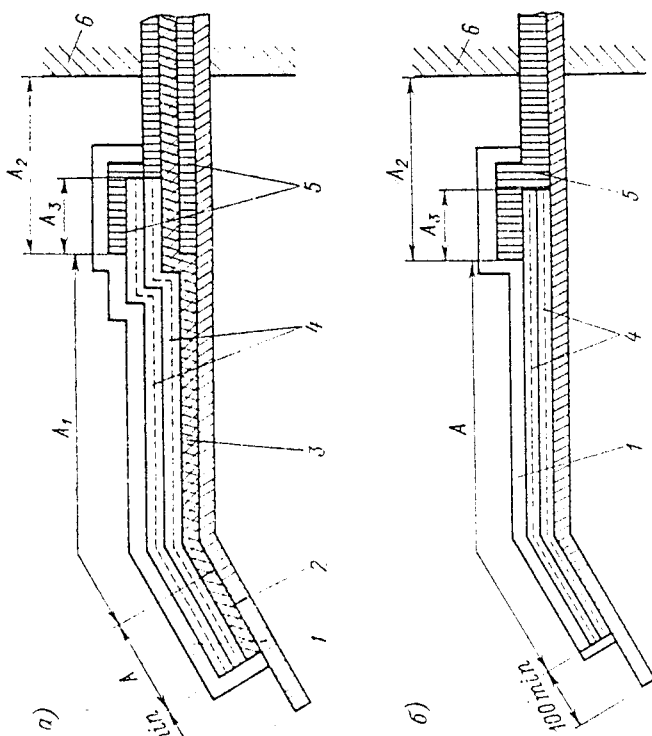


Рис. 1-1. Нанесение полупроводящих покрытий на стержни (катушки) статорных обмоток: а — компаундированная изоляция; б — термореактивная изоляция
1 — ГФ-99ХС; 2 — лента стекланила; 3 — ЛАЛЭ-1; 4 — ПЛК-234; 5 — ПЛГ-233; 6 — сердечник статора

Напряжение, кВ	6	10	13,8
Размер, мм	60	100	140
A	30±10	50±20	70±20
A ₁	20	20	30
A ₃			

Примечание. Размер A₂ равен A₃ + 30 мм.

Стержневые обмотки. Катушки стержневой обмотки содержат только один виток, состоящий из двух полувитков — стержневых, спаиваемых в лобовой части.

При воздушном охлаждении стержни обмотки изготавливаются из обмоточного провода марки ПУА, ПУД или ПУД-1, транзитированного по длине пазовой части обмотки на 30°. При этом каждый элементарный проводник занимает последовательно все возможные положения в пазу, что существенно снижает

представляют собой одно целое. При барабанном и сплещом остовах на нем собирают обод из отдельных штампованных сегментов из стали марки Ст. 3 толщной 3—6 мм или для мощных гидрогенераторов из стали марки Ст. 35 и других толщной 4 мм.

При шихтовке обода каждый слой сегментов сдвигается относительно предыдущего так, чтобы стыки сегментов смежных слоев не совпадали. Шихтованный обод прессуется и стягивается шпильками, затем нагревается и расклинивается на остове ротора с помощью встречных клиньев.

По длине обод набран из отдельных пакетов, между которыми имеются каналы шириной 20—40 мм для прохода охлаждающего воздуха, образуемые вентиляционными распорками. Крайние каналы выполняются шириной до 60—80 мм.

Ротор гидрогенератора содержит следующие основные части: вал, остов, обод, сердечник полюсов с обмоткой возбуждения, демферную обмотку, вентиляторы, контактные кольца с токопроводом, тормозные сегменты.

Полюс ротора состоит из сердечника, обмотки возбуждения, изоляции корнусной и витковой и демферной системы. Сердечник изготавливается шихтованным из листов стали марки Ст. 3 толщной 1—2 мм. Изоляцией между листами сердечника служит оксидная пленка. Сердечник прессуется и стягивается с помощью концевых щек шпильками с гайками. Корнусная изоляция состоит из изоляции сердечника, нижней и верхней изоляционных шайб. Крепится сердечник к ободу ротора посредством хвостовиков Т-образной формы или болтов, ввинчиваемых непосредственно в сердечник. Крепление полюсов на обод ротора производится забиванием парных встречных клиньев между хвостовиком и дном наза обода под хвостовик.

Обмотка возбуждения. Катушки обмотки полюсов выполняются из меди марки МГМ прямоугольного сечения или из специальной профилированной меди, намотанными на ребро (табл. 1-1 и 1-2). Для увеличения охлаждения наружная выступающая часть профилированной меди имеет треугольное сечение. Изготовление катушек с выступающими витками из меди прямоугольного сечения для развития поверхности охлаждения малоэффективно. Наиболее конструктивно и технологично изготовленные катушки с витками из специальной профилированной меди.

Катушки имеют прямолинейную часть и лобовую часть — тоже прямую или закругленную. Витки катушки изолируются друг от друга прокладками из асбестовой бумаги толщной 0,2—0,5 мм на бакелитовом лаке или стеклотолотном, пропитанным эпоксино-резольным или фенольным лаком. Для выравнивания толщны на закруглениях каждого витка с внешней стороны наклеивают дополнительно асбестовые полоски. При применении меди специального профиля уклон прямолинейных

ческой и электрической прочностью, нагревостойкостью, но требуется для своего изготовления более сложной оснастки.

Теплоконтроль. Температура обмотки статора, активной стали и воздуха внутри гидрогенератора измеряется терморезисторами. Принцип действия терморезистора основан на изменении сопротивления медной проволоки, из которой он изготовлен, при изменении ее температуры. Стандартные терморезисторы, применяемые в отечественных гидрогенераторах, имеют сопротивление $53 \text{ Ом} \pm 0,1 \%$ при температуре 0°C (рис. 1-2). Они бывают двух типов: ТСЭ-I и ТСЭ-II и отличаются друг от друга шириной *Б* (17 и 10 мм соответственно). Длина их равна 200 мм, толщина 2,2 мм.

В качестве соединительных проводов применяется гибкий провод марки ПТСД $2 \times 0,75 \text{ мм}^2$ с теплостойкой изоляцией или кабель КУФЭС $2 \times 0,75 \text{ мм}^2$. Сопротивление 1 м каждой жилы

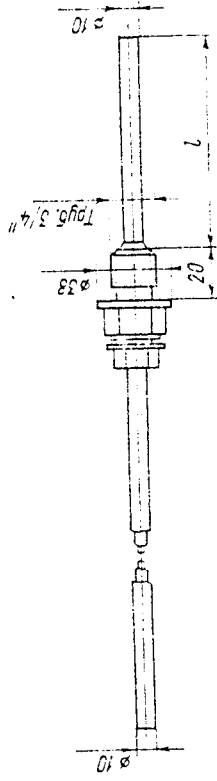


Рис. 1-4. Терморезистор типа ЭТМ-XI

составляет 0,023 Ом при $+20^\circ\text{C}$. Терморезисторы подключаются к логометру или к автоматическому самопишущему мосту, проградуированному в градусах Цельсия.

Для измерения температуры воздуха применяются стандартные медные терморезисторы типа ЭТМ-XII (рис. 1-3), а для воды и масла — типа ЭТМ-XI трех вариантов (рис. 1-4). Терморезисторы ЭТМ-XI (1, 2 и 3) отличаются друг от друга длиной концевой части, равной 100, 250 и 350 мм соответственно. Сопротивление этих терморезисторов равно сопротивлению терморезисторов ТСЭ-I и ТСЭ-II.

1-5. Конструкция ротора

Основными нагрузками, действующими на ротор, являются вращающий момент и центробежные силы. Вращающий момент сказывается, в первую очередь, на конструкции остова. В зависимости от габаритных размеров, частоты вращения и условий прочности различают три типа конструкции остова ротора: барабанные, дисковые и сплещвые.

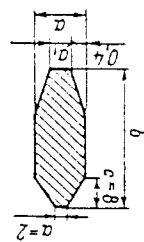
Барабанные и сплещвые роторы диаметром более 4 м изготавливаются разборными. Остов и обод ротора дискового типа

Таблица 1-1. Номинальные размеры и расчетная площадь поперечного сечения прямоугольных в сечении шин

a, мм	Примечание 1. Расчетные сечения указаны с учетом округления углов. 2. Допуски на размеры шин таковы:	
	Размеры а и b, мм	Допускаемые отклонения, мм
35	174,1	±0,3
40	199,1	±0,3
45	224,1	±0,3
50	249,1	±0,3
55	274,1	±0,3
60	299,1	±0,3
65	324,1	±0,3
70	349,1	±0,3
80	399,1	±0,3
9,0	279,1	±0,09
8,0	229,1	±0,09
7,0	179,1	±0,07
6,5	159,1	±0,07
6,0	139,1	±0,07
5,0	99,1	±0,05
4,0	49,1	±0,03
3,0	19,1	±0,03

Таблица 1-2. Профиль меди роторных катушек гидрогенератора

Толщина витка a, мм	Размер a ₁ , мм	в однорядных катушках	в двухрядных катушках	Примечание. Указанные размеры соответствуют радиусам закругления витков, не меньшим 80 мм.	
				а	б
5	4,1	—	4,1	—	—
6	—	—	—	3,0	—
7	—	6,4	—	3,8	—
8	—	7,3	—	6,7	—
9	—	8,2	—	7,4	—
10	—	9,1	—	8,5	—
11	—	10,0	—	9,4	—
12	—	10,9	—	10,3	—
13	—	11,8	—	11,2	—
14	—	12,7	—	12,1	—
15	—	13,6	—	13,0	—



участков у сердечника выравнивают длинными полосками асбестовой бумаги.

В качестве корпусной изоляции катушек от сердечника в гидрогенераторах небольшой мощности применяется микрофиль толщной 0,2 мм, склеиваемый шеллачным лаком. Предварительно промазанные лаком и высушенные на воздухе полосы микрофиль пакатываются на сердечник утюгом, нагретым до температуры 120—130 °С. В гидрогенераторах средней и большой мощности применяется разборная стеклотекстолитовая или асбестокстекстолитовая изоляция в виде козырьков для лобовых частей и прямолнейных полюсов. При сборке для увеличения изоляционного промежутка на сердечник полюса с двух сторон катушки надевают изоляционные шайбы толщиной 10—20 мм, изготовленные из гетинакса, дельта-фанеры или стеклотекстолита. Шайбы изготавливают фрезерованием или прессованием в специальных пресс-формах из стеклянной ткани, пропитанной фенольными или эпоксидными лаками. Кроме того, со стороны обода устанавливают стальную шайбу толщиной 2—3 мм и пружины высотой 50—60 мм, диаметром 30—35 мм из проволоки диаметром 4—5 мм, которые располагаются в специальных гнездах в обode ротора. Пружины отжимают катушку от обода, т. е. удерживают витки катушки при любой частоте вращения в сжатом состоянии.

Все катушки на роторе соединяются последовательно. Соединения выполняются пакетами пластин, набранными из листов медно-фосфористой бронзы марки БрОФ 6,5—1,5 толщиной 0,2—0,5 мм. В быстроходных гидрогенераторах соединения должны крепиться к ободу ротора скобами, оттяжками, шпильками или специальными изоляционными распорками. Пакеты между полюсных соединений крепятся к виткам катушек медными заклепками диаметром 4—6 мм, а затем пролаиваются оловянно-свинцовым припоем марки ПОС 40 с присадкой спирто-капифольного флюса.

Демиферная система предназначается для улучшения условий эксплуатации гидрогенераторов. Способствует загущению колебаний в переходных режимах при коротком замыкании и переключениях.

При синхронизации гидрогенератора способствует созданию дополнительного вращающего момента, а при двухфазном коротком замыкании — уменьшению перенапряжений в свободной фазе.

Выполняется из круглых медных или латунных стержней, забитых в отверстия по периферии сердечника полюса. По торцам стержни замыкаются коротко медными шинами с помощью пайки твердыми припоями марки ЛОК 59, ПСр 15 или ПМФ 7. Все медные шины соединяются в сплошное кольцо пакетами из полосовой меди толщиной 0,2—0,5 мм с изгибом для придания соединению эластичности и крепятся болтами. В бы-

звolyет резко сократить число вынужденных и аварийных остановок генераторов и значительно удлинит срок службы энергооборудования. ППР подразделяется на капитальный, средний и текущий.

Текущий и средний ремонты выполняются в периоды между капитальными ремонтами по необходимости и, как правило, без выема ротора гидрогенератора. В процессе текущего и среднего ремонтов выполняются чистка узлов и деталей, устранение небольших дефектов, возникающих в процессе эксплуатации (чистка воздухоохладителей, шлифовка коллектора и контактных колец, фильтров и т. д.), а также замена отдельных деталей.

Ремонты энергооборудования на электростанциях выполняются:

1) производственные ремонтные предприятия (ПП) или централизованные ремонтно-механические заводы (ЦРМЗ) районных энергетических управлений с привлечением к специальным работам ремонтных предприятий Главэнергоремонта;

2) цехи централизованного ремонта электростанций с привлечением ремонтных предприятий энергосистем, Главэнергоремонта и других организаций для выполнения специальных работ и работ по модернизации, реконструкции и капитальному ремонту;

3) ремонтный персонал цехов электростанций, каскада электростанций с привлечением персонала производственных ремонтных предприятий и ремонтных заводов энергосистем, Главэнергоремонта и других организаций.

Организация ППР лежит на обязанности электростанции. Руководство работами по ремонту и модернизации энергооборудования возлагается на привлекаемое головное ремонтное предприятие. Сроки ремонта основных агрегатов планируются энергоуправлением по заявкам электростанций, каскадов электростанций и согласовываются с объединенным диспетчерским управлением и привлекаемыми к ремонту подрядными организациями.

Продолжительность периодов между плановыми капитальными ремонтами, перечни и объемы работ, подлежащих выполнению при ремонтах и требующих останова генераторов, определяет электростанция, каскад электростанций с привлечением ремонтной организации на основе ПТЭ и другой нормативно-технической документации Минэнерго СССР.

2.2. Организация и периодичность капитальных ремонтов. Определенные объемы работ

Основными задачами организации капитального ремонта гидрогенераторов являются: 1) обеспечение высокой надежности и экономичности эксплуатации, 2) сокращение простоя

строходных гидрогенераторах концы медных шин закрепляются оттяжками на ободу ротора.

Контактные кольца с токоподводом. Контактные кольца гидрогенераторов изготавливаются из стали марки Ст. 3. По условиям сборки на многих гидрогенераторах при большом диаметре контактных колец их изготавливают разъемными из двух полуколец, которые соединяют болтами. Контактные кольца собираются на стальном сварном или чугуном остовазвезде на изоляционных прокладках и изолированных шпильках. На некоторых гидрогенераторах крепление контактных колец выполняется посадкой их в горячем состоянии на изолированную втулку, которая насаживается на вал с натягом.

Подключение токоподвода к контактным кольцам производится при монтаже ротора изолированными стальными шпильками. От колец по валу до остова ротора токоподвод выполняется медным гибким проводом марки ПРГ или изолированными медными шинами. По остову и ободу ротора токоподвод выполняется медными изолированными шинами. Подсоединение токоподвода к полюсам осуществляется пакетом пластин, набранным из листов медно-фосфористой бронзы марки БрОФ 6,5-1,5 толщиной 0,2—0,5 мм, с помощью болтов. Все болтовые соединения токоподвода пропаиваются припоем марки ПОС 40 и изолируются.

ГЛАВА ВТОРАЯ РЕМОНТ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ ПО ТИПОВОЙ НОМЕНКЛАТУРЕ

2.1. Система планово-предупредительных ремонтов

На электрических станциях Советского Союза действует система планово-предупредительных ремонтов (ППР), обеспечивающая эффективное использование эксплуатационного энергооборудования.

Система ППР представляет собой комплекс работ, направленный на обеспечение надежной эксплуатации и восстановления или доведение номинальных параметров генераторов и вспомогательного энергооборудования до уровня утвержденных нормативных эксплуатационных характеристик.

По системе ППР при определенной периодичности выполняются капитальные ремонты, профилактические испытания, измерения и исследование, замену изношенных деталей и другие мероприятия, дающие возможность своевременно выявлять и устранять неисправности и повреждение ППР тем самым по-

в капитальном ремонте, 3) сокращение трудовых, материальных и финансовых затрат на капитальный ремонт.

Капитальные ремонты, как типовые, так и специализированные, связанные с модернизацией изделий и деталей гидрогенераторов, производятся в плановом порядке по согласованию с электростанцией, подрайонной ремонтной организацией и энергоуправлением.

Работы по модернизации оборудования, направленные на увеличение длительности непрерывной работы генератора или повышение надежности, ремонтонпригодности и мощности, должны включаться в годовой план работы при условии обеспечения их технической документацией, материалами и запасными частями.

При проведении указанных работ необходимо учитывать передовой опыт эксплуатации, энергоманипюстриция и нормативный срок окупаемости. Выполнение данных работ должно обособляться технико-экономическим расчетом.

Основными путями, обеспечивающими высокую организацию подготовки и проведения капитального ремонта, являются: 1) внедрение прогрессивных методов управления ремонтом, 2) изучение опыта проведения ремонтов и установление оптимальной периодичности их, 3) внедрение передовых методов ремонта, обеспечивающих высокое качество работ, 4) механизация ремонтных работ, 5) своевременное материальное обеспечение ремонта по утвержденной технической документации и технологической документации, 7) анализ технико-экономических показателей энергооборудования до и после ремонта.

В период подготовки к капитальному ремонту гидрогенератора уточняются и согласовываются с работниками эксплуатации объемы работ по генератору и его отдельным механизмам. За два месяца до начала капитального ремонта электростанция совместно с головной ремонтной организацией составляет график подготовительных работ, в котором указываются исполнители и сроки выполнения ими работ.

Анализируется техническая документация: 1) отчетные документы предыдущего капитального ремонта, 2) документы по эксплуатации и акты отклонений от нормальных режимов работы всех механизмов гидрогенератора, 3) рабочие чертежи и техническая документация завода-изготовителя, 4) отчетные документы по тепловым и электрическим испытаниям, 5) отчетные документы по вибрационным испытаниям, 6) директивные документы.

Выполняются организационно-технические мероприятия: 1) составляется проект организации ремонта, предусматривающий проведение работ с соблюдением ПТЭ, требований безопасности, пожарной безопасности и санитарно-технических норм; 2) разрабатывается сетевой технологический график ремонта, который согласовывается с графиком ремонта гидротур-

бины; 3) составляется программа электрических испытаний и измерений; 4) уточняются ведомости на оснастку, инструмент, нестандартное оборудование, средства малой механизации, материалы, запасные части; 5) составляется сметно-финансовая документация на основании ведомости объема работ капитального ремонта, которая должна быть утверждена электростанцией за два месяца до начала капитального ремонта; 6) составляется план размещения узлов ремонтируемого оборудования и рабочих мест с указанием разводки энергоносителей и зон обслуживания такелажным и подъемно-транспортным оборудованием; 7) разрабатываются технологические процессы, технологиические инструкции и маршрутные карты на ремонт основных узлов и деталей гидрогенератора; 8) утверждаются проекты устройства лесов и подмостей.

Вся разработанная головным ремонтным предприятием техническая документация согласовывается с электростанцией за месяц до начала капитального ремонта.

При определении межремонтных периодов, т. е. времени эксплуатации гидрогенератора между двумя очередными капитальными ремонтами, и уточнении регламента и объема капитального ремонта следует учитывать данные эксплуатации по отказам, закономерностям износа отдельных деталей, механизмов, результаты тепловых и электрических испытаний. Для анализа эффективности и совершенствования системы ППР ведется эксплуатационный журнал, в котором отражаются дефекты узлов и деталей, устраненные в текущем ремонте, а также те, которые необходимо устранить в капитальном ремонте.

Объем и трудоемкость типовых работ по капитальному ремонту зависят от конструктивных и технических особенностей оборудования, его компоновки, условий эксплуатации и могут быть различны для гидрогенераторов одной и той же мощности. При включении в объем ремонта сверхтиповых работ, требующих увеличения утвержденного срока простоя в капитальном ремонте, электростанцией и ремонтным предприятием рассматривается вопрос о возможности их выполнения в сроки, предусмотренные графиком ремонта. Если указанные работы найдутся на критическом пути сетевого графика ремонта, то новый срок простоя может быть установлен районным энергоуправлением после разрешения главного энергоуправления. Включение в объем капитального ремонта работ по модернизации разрешается только при наличии технической документации, которую разрабатывает ремонтное предприятие, выполняющее ремонт данного генератора.

Длительность межремонтного периода для всех типов гидрогенераторов должна быть не ниже 4 лет при наработке на отказ не менее 24 000 ч с выемом или без выема ротора в зависимости от объема работ. Разработка и внедрение технико-

экономических и организационных мероприятий по повышению качества ремонтов с применением передовой технологии и новых материалов позволяет увеличить межремонтный период до 5—7 лет.

2-3. Типовой объем капитального ремонта

Капитальный ремонт по типовой номенклатуре (КР) так же, как и другие виды ремонта гидрогенератора, имеет профильно-лактический характер, т. е. его основная задача — выявлять изношенные и поврежденные узлы и детали, а также устранять возникающие во время эксплуатации дефекты.

Назначение КР — обеспечить на очередной межремонтный период бесперебойную эксплуатацию гидрогенератора при номинальных заданных параметрах и характеристиках. При КР необходимо выполнить мероприятия, направленные на увеличение длительности непрерывной работы гидрогенератора, улучшение технических и экономических показателей (ремонтнопригодность, надежность и т. д.), усовершенствование конструкции отдельных узлов и деталей с учетом новых разработок, а также требований нормативно-технической документации. При проведении ремонтных работ необходимо учитывать опыт эксплуатации, рекомендации заводов-изготовителей, специализированных ремонтных предприятий и нормативный срок окупаемости.

При КР выполняется разборка гидрогенератора, возбуждителя, вспомогательного генератора, регуляторного генератора, подвозбудителя, углоизмерительного генератора. Техническое состояние узлов и деталей, подлежащих ремонту, определяется в сроки, предусмотренные сетевым технологическим графиком ремонта во время разборки. При проверке технического состояния все зазоры, установочные и другие размеры, связанные с износом деталей и соединений, фиксируются в соответствующих картах измерений (КИ). Результаты дефектации узлов и деталей генератора фиксируются в ведомости объема работ. Необходимость выема ротора генератора решается электростанцией в зависимости от объема работ. Для осмотра и ремонта статора при невведенном роторе снимается несколько полюсов ротора с последующей прокруткой его мостовым краном. При ремонте статора необходимо обратить особое внимание на крепление полюсных частей обмотки статора, состояние наек обмотки, состояние изоляции. При осмотре сердечника статора проверяется состояние прессовки активной стали, плотность крепления на стыках, а также отсутствие контактной коррозии (билета красно-коричневой пыли) на сливке сердечника.

При ремонте ротора необходимо проверить крепление полюсов, обмотки полюсов, вентилятор, токоподводов и междулю-

посных соединений. Проверить отсутствие зазора между обмоткой полюсов и ободом ротора, состояние демпферной системы, контактных поверхностей, крепления, отсутствие трещин и подгаров. Проверить крепление активной стали ротора, состояние контактных колец и крепление токоподводов. При необходимости проточить и отшлифовать контактные кольца. Проверить состояние щеточного аппарата, крепление щеткодержателей и траверс, отрегулировать натяжение пружин.

При разборке регуляторного генератора следует проверить крепление полюсов, осмотреть и очистить обмотку статора. При выеме ротора во избежание размагничивания полюсов установить по периметру полюсов бандаж из стальной ленты или проволоки.

При разборке вспомогательного генератора надлежит осмотреть обмотку статора, пазовые клинья, крепление лобовых частей, сборных шин и выводов. Проверить крепление пресовки сердечника статора и отсутствие контактной коррозии. Проверить крепление полюсов ротора и наек междуполюсных соединений, состояние демпферной системы и токоподводов. При необходимости проточить и отшлифовать контактные кольца. Проверить состояние и установку щеткодержателей и траверс, отрегулировать нажатие пружин.

При разборке возбуждителя и подвозбудителя необходимо устранить выработку коллекторов проточкой их на холостом ходу генератора с помощью специального приспособления. В случае проточки коллектора на станке его необходимо предварительно «продорóжить» во избежание «затягивания» медью поверхности коллектора. Проверить и устранить обрыв проводочных бандажей. Проверить состояние щеточного аппарата возбуждителя и подвозбудителя, крепление щеткодержателей и траверс, отрегулировать нажатие пружин, установить положение нейтралли. Проверить крепление полюсов, междуполюсные соединения.

Параллельно с КР гидрогенератора производится ремонт вспомогательного оборудования, цепей возбуждения, автомата гашения поля, проверка и ремонт пусковых и регулирующих устройств, аппаратуры охлаждения, контроля, цепей управления, сигнализации и защиты. Выполняется очистка, промывка и опрессовка воздухоохладителей. При проверке и ремонте устройств противопожарной защиты необходимо очистить все отверстия в коллекторах пожаротушения.

В период КР выполняются электрические испытания и измерения согласно нормам испытаний электрооборудования.

Порядок разборки гидрогенератора. Капитальный ремонт гидрогенератора по типовой номенклатуре работ выполняется с выемом или без выема ротора. У генераторов некоторых типов выем ротора сопряжен с трудностями из-за особенностей конструкции и сложности разборки лучшей верхней и нижней

ментных шпонок. Приспособление навешивается на как мостового крана. В некоторых случаях как снимается, а на его место крепится приспособление или траверса при выводе ротора двумя кранами. В генераторах зонтичного исполнения ротор вынимается без вала, поэтому стропопка производится двумя тросами за спицы обода. В спицах имеются специальные отверстия.

При выеме ротора необходимо отцентровать траверсу или тележку крана по оси вала. Для того чтобы убедиться в истинности тормозной левбедки мостового крана, ротор приподнимают на 300—400 мм, а затем опускают на 100—200 мм с резким торможением. Выдерживают ротор в подвешенном состоянии 1—2 мин, потом подается команда на подъем ротора. Из-за наибольшего воздушного зазора и во избежание повреждения активной стали и обмотки статора при выеме ротора по всему диаметру размещаются рабочие с деревянными рейками, которые они вставляют в воздушный зазор. Рейки изготавливают из любого дерева толщиной, на 5—10 мм меньшей воздушного зазора, шириной 30—50 мм и длиной, на 1 м большей длины активной стали статора. При выеме ротора планки могут защемляться, что указывает на необходимость откорректировать положение ротора относительно расточки статора. После выема ротор устанавливается на монтажную площадку, где забетонированы шпильки для крепления фланца вала. Фланец вала смазывается тавотом, и на него устанавливается шайба из электрокартона толщиной 1,5—2,0 мм с отверстиями под шпильки. Перед окончательной установкой и закреплением вала ротора под обод равномерно по окружности устанавливаются металлические тумбы. Во избежание повреждения поверхности тормозного сегмента между ним и тумбами устанавливаются прокладки из электрокартона или сухого дерева. Закрывается задвижка подачи воды в воздухоохладители. Отсоединяются все патрубки подачи и слива воды у воздухоохладителей. Перед их транспортировкой через машинный зал встопить или специальными деревянными пробками закрываются отверстия патрубков, чтобы остатки воды не попали на установленное в машинном зале оборудование.

Согласно проекту, для выполнения работ устанавливаются леса в расточке статора. Для выполнения работ на роторе устанавливается трап и изготавливается несколько тумб-лестенок.

В процессе разборки и сборки гидрогенератора выполняются измерения и заполняются таблицы. Ниже даны примеры их заполнения и определения необходимых данных.

В табл. 2-1 записываются все замеры воздушных зазоров между статором и ротором генератора. Измерения производятся по верху и низу генератора между каждым полюсом и

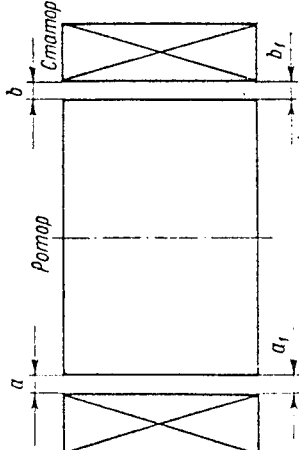
крестовин, крыш машинного зала и т. д. В этом случае капитальный ремонт выполняется без выема ротора. Для производства необходимых работ на статоре по переключке пазов, исправлению формы и т. д. демонтируются полюсы с обода ротора с последующей прокруткой (поворотом) ротора краном.

После останова и выполнения организационно-технических мероприятий по технике безопасности производят отключения кабелей от траверсы контактных колец, траверс коллекторов возбuditеля, возбuditеля, вспомогательного генератора, регуляторного генератора. Из щеткодержателей удаляются электротрощетки.

Разборку генератора начинают с регуляторного генератора. Демонтируется статор, затем ротор в случае крепления его на валу генератора. При гибком же соединении ротора регуляторного генератора с валом гидрогенератора его демонтируют в сборе, а затем снимают подшипниковые щиты и выводят ротор, который во избежание размагничивания постоянных магнитов полюсов бандажируют стальной лентой или проволокой. Удаляются болты, и демонтируется магнитная система возбuditеля. При наличии возбuditеля его демонтируют совместно с возбuditелем. Перед этим разбираются трапы, перила и ограждения, а также контрольные и силовые кабели. При необходимости и отсутствии соответствующего станочного оборудования выполняется проточка коллекторов специальным приспособлением. Крепление приспособления производят на магнитной системе после снятия траверсы. Перед проточкой во избежание засорения стружкой пегушки коллекторов тщательно закрывают бязью. Демонтируются болты на фланцах и разъемные валы возбuditеля и генератора. Стропопка якоря возбuditеля производится за рым-болты, которые вворачиваются в торец вала. Снимаются коробка для выхода горячего воздуха в машинный зал.

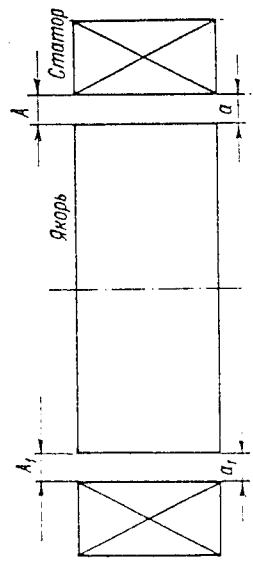
При отсутствии маркировки наносится краской маркировка на щитах верхнего перекрытия (рифленке). Маркировать начинают с любого щита, при этом после порядкового номера (цифры) обязательно обозначаются берега и бьесфы. Далее размечаются верхние воздуходелющие щиты, разъемные болтовые соединения и щиты демонтируются. Схема маркировки записывается в рабочий журнал ремонта. Демонтируется патрубок подачи воды в верхний коллектор пожаротушения. Далее выполняются работы по разборке гидроагрегата. После разъединения фланцев вала генератора и вала рабочего колеса у генераторов подвешеного исполнения или после удаления конических шпилек, крепящих спицы остова к втулке ротора, приступают к выему ротора из расточки статора. В генераторах подвешеного исполнения стропопка вала производится специальными приспособлением с помощью двух сег-

Таблица 2-1. Проверка воздушного зазора между статором и ротором генератора (номинальный зазор по чертежу 17 мм)



Номер полюса	1	2	25	26	27	28	51	52
	Верхняя часть полюса	16,2	16,5	16,8	17,0	17,3	17,6	17,1
	—	—	—	—	16,8	17,1	17,0	16,9
Нижняя часть полюса	16,3	16,5	16,6	16,9	17,4	17,6	17,2	16,8
	—	—	—	—	16,9	17,1	16,9	16,9

Таблица 2-2. Проверка воздушных зазоров возбуждителя (номинальный зазор по чертежу 8 мм для главных полюсов и 10 мм — для дополнительных)



Номер полюса	1	2	5	6	7	8	11	12
	Главные полюсы	7,8	7,9	8,0	8,1	8,0	8,0	7,9
	—	—	—	—	7,9	8,0	8,0	8,1
Дополнительные полюсы	10,0	10,1	9,9	9,8	9,8	10,0	10,1	10,1
	—	—	—	—	9,9	10,1	10,0	9,9

сердечником статора. До снятия замеров необходимо зафиксировать положение ротора относительно статора (рис. 2-1).

В табл. 2-2 записываются замеры воздушных зазоров между якорем и главными и дополнительными полюсами возбуждителя. Измерения воздушных зазоров между полюсами ротора и сердечника статора вспомогательного генератора производятся аналогично проверке воздушных зазоров основного генератора, но только в одной точке по высоте полюсов. Измерения воздушных зазоров между полюсами ротора и сердечником статора регуляторного генератора производятся аналогично проверке воздушных зазоров вспомогательного генератора.

Проверка паек между полюсных соединений ротора производится измерением падения напряжения или замером сопротивления на каждой пайке (табл. 2-3). Приборы, используемые при измерениях, регистрируются в табл. 2-4.

Проверка формы статора генератора производится измерением зазора между отмеченным полюсом и сердечником статора по верху и низу при вращении ротора или замером стрелой в двенадцати точках по окружности и в трех точках 1, 2, 3 по высоте сердечника статора (табл. 2-5). Проверка формы ротора генератора производится измерением зазора между зафиксированной точкой на сердечнике статора и каждым полюсом по верху и низу (в данном случае 52 полюса) при вращении ротора или стрелой либо в трех точках по высоте сердечников полюсов стрелой (табл. 2-6).

Проверку формы статора и ротора при вращении ротора совмещают.

Расположение полюсов ротора по высоте (рис. 2-2) записывается в таблицу, и по ней строится диаграмма положения полюсов относительно оси ротора.

Проверка сопротивления изоляции между коллекторными пластинами возбуждителя и подвозбудителя производится измерением падения напряжения или замером сопротивления на каждой пластине (табл. 2-7). Приборы, используемые при измерениях, регистрируются в табл. 2-4.

Началом КР гидрогенератора считается момент отключения его от сети. При разборке генератора определение технического

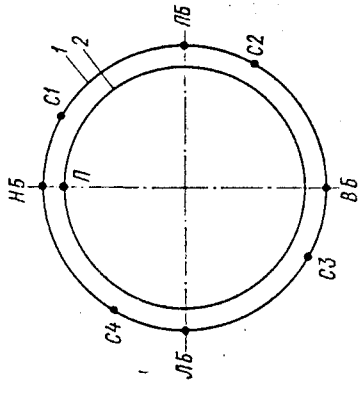


Рис. 2-1. Положение статора относительно реки и ротора относительно статора

1 — статор; 2 — ротор; С с цифрами — номера стыков статора; П — замаркированный полюс; ЛБ — левый берег; ЛБ — правый берег; НБ — верхний бьеф; ББ — нижний бьеф

состояния статора, ротора, возбуждителя, подвозбудителя, вспомогательного и регуляторного генераторов производится персоналом совместно с представителем электростанции.

Приемка отдельных систем и изделий из ремонта производится после выполнения ремонтных работ в процессе сборки. По результатам приемки систем и изделий определяется их техническое состояние и издается определение качества изведенного ремонта.

По проведенному КР гидрорегенератора должна быть оформлена отчетная документация с полным комплектом оформленных поуэловых актов, карт измерений, протоколов, программы испытаний, таблиц.

Приемка гидрогенератора из КР производится после опробования его под нагрузкой в течение 24 ч. Момент включения гидрогенератора под нагрузку при отсутствии дефектов

Таблица 2-6. Проверка формы ротора генератора стрелой

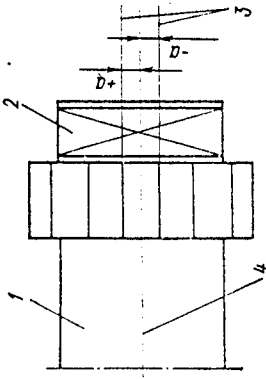
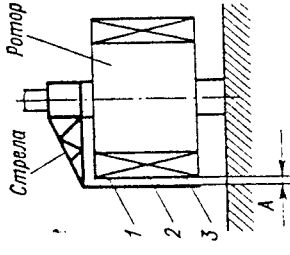


Рис. 2-2. Расположение полюсов относительно оси ротора по высоте
1 — ротор; 2 — полюс; 3 — ось полюсов;
4 — ось ротора; d_+ и d_- — отклонение осей полюсов от оси ротора

Точка замера	Зазор, мм			Среднее значение «верх — низ», мм	Отклонение «верх — низ» от среднего значения на статор, мм	Отклонение «верх — низ» от среднего значения на статор, мм	Среднее значение на статор, мм
	Верх (1)	Середина (2)	Низ (3)				
1	73,3	73,5	73,5	73,4	-0,1	-0,3	73,6
2	73,9	73,0	73,2	73,6	-0,3	-0,4	73,7
—	73,7	73,4	73,7	73,7	—	—	73,6
12	73,5	73,2	73,6	73,6	-0,1	+0,1	73,6

* a — для точек замера 1-6; a₁ — для точек 7-12.

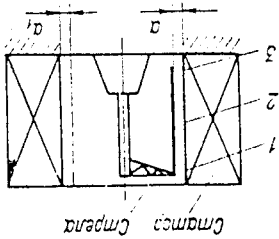


Таблица 2-5. Проверка формы статора генератора стрелой

Наименование	Тип	Пределы измерений	Класс точности	Заводской номер	Испытания	
					Милливольт-амперметр	Лабораторный шунт
М1108	0-75 мВ; 1,3-300 В; 0,3-30 А	0,2	4782	—	—	251098
М1108	0-75 мВ; 1,3-300 В; 0,3-30 А	0,2	4670	—	—	251098
75ЩСМ	150 А; 75 мВ; 0,3-30 А	0,1	251098	—	—	251098

Таблица 2-4. Перистрация приборов при проведении испытаний

Падение напряжения, мВ	Сопротивление, 10 ⁻⁴ Ом	Номер полюса	
		1-2	2-3
15	2,52	—	—
17	2,51	—	—
16	2,54	—	—
16	2,52	50-51	51-52

Таблица 2-3. Испытание пак между полюсными соединениями ротора генератора

Точка замера	Зазор А, мм	Среднее значение «верх — низ», мм			Отклонение среднего значения «верх — низ» от среднего значения на ротор, мм	Отклонение замера «средина» от среднего значения на ротор
		1	2	3		
Верх (1)	19,5	19,6	19,7	19,5	—	—
Середина (2)	19,6	19,7	19,4	19,5	—	—
Низ (3)	19,4	19,6	19,7	19,5	—	—
Среднее значение «верх — низ», мм	19,5	19,6	19,7	19,5	—	—
Отклонение среднего значения «верх — низ» от среднего значения на ротор, мм	0,0	-0,1	-0,2	0,0	—	—
Отклонение замера «средина» от среднего значения на ротор	-0,1	-0,2	+0,1	+0,3	—	—

должны отличаться друг от друга и от ранее измеренных более чем на 2%; сопротивление обмотки возбуждения возбуждателя, обмотки ротора каждого полюса и переходного контакта в междуполосных соединениях, обмотки вспомогательного генератора не должно отличаться от ранее измеренных или от заводских данных более чем на 2%; сопротивление обмотки якоря возбуждателя между коллекторными пластинами не должны отличаться друг от друга более чем на 10%.

Витковая изоляция обмотки ротора проверяется путем включения каждого полюса или пары полюсов в цепь переменного тока промышленной частоты на 5 мин. Промышленное напряжение определяется по заводским инструкциям. Во время испытания измеряется сопротивление обмотки переменному току.

Для сравнения результатов с данными предыдущих измерений необходимо измерения производить при аналогичном состоянии генератора, при роторе в расточке статора или вынужденном. Отклонения должны находиться в пределах точности измерений.

Витковая изоляция обмотки статора. Снимается характеристика трехфазного короткого замыкания. Отличие ее от заводской или ранее измеренной должно лежать в пределах точности измерений.

Характеристика холостого хода снимается на холостом ходу генератора при подеме напряжения до 1,5 номинального. Выполняется после капитального ремонта со сменой обмотки статора или ротора. Для проверки межвитковой изоляции производится выдержка в течение 5 мин при максимальном напряжении. Отличие характеристики от заводской или ранее измеренной не должно превышать пределов точности измерений.

Электрическая прочность корпусной изоляции проверяется при напряжении частотой 50 Гц в течение 1 мин: обмотки статора каждой фазы или ветви в отдельности при двух других, соединенных с корпусом, — приложенном 1,5—1,7 номинального напряжения; обмотки ротора — шестикратным напряжением возбуждения генератора, но не ниже 1000 В; обмотки возбуждателя и подвозбудителя, цепей возбуждения — напряжением 1000 В.

Герметичность. Проверяются воздухоохладители давлением, равным двукратному рабочему давлению, но не меньшим 0,3 МПа (3 кгс/см²) в течение 30 мин.

Воздушный зазор проверяется под всеми полюсами генератора, вспомогательного генератора, углоизмерительного генератора, регуляторного генератора. В диаметрали противоположных точках зазоры не должны отличаться друг от друга более чем на ±20% среднего значения, равного их полусумме. Между полюсами и якорем возбуждателя и подвозбудителя в диаметрали противоположных точках зазоры не должны

в течение указанного времени считается окончанием капитального ремонта. Качество КР оценивается предварительно после опробования под нагрузкой, а окончательно — после месячной эксплуатации.

Таблица 2-7. Измерение сопротивления изоляции между коллекторными пластинами возбуждателя (подвозбудителя)

Номер пластины Падение напряжения, мВ Сопротивление, 10 ⁻⁴ Ом	1—2	2—3	399—400	400—401
	14 1,4	14 1,4	— —	14 1,4

2-4. Технические требования к ремонту

Для дальнейшей нормальной эксплуатации в межремонтный период генератор испытывают на соответствие техническим требованиям к выполненному КР, состоящим из двух групп требований: 1) норм на параметры технического состояния генератора и его отдельных узлов, установленных заводом-изготовителем и нормативно-технической документацией Главтехуправления, Союзтехэнерго и других ведомств Минэнерго, и 2) технических требований, предъявляемых при приемке из капитального ремонта.

Нормы на параметры технического состояния гидрогенератора и его узлов. Активная мощность (МВт), ток статора в трех фазах (А), напряжение статора (В), ток ротора при номинальной нагрузке (А) измеряются приборами на пульте управления.

Сопротивление изоляции обмотки статора измеряется мегомметром напряжением 2500 В каждая фаза в отдельности относительно корпуса и двух других заземленных фаз. Коэффициент абсорбции при этом, т. е. отношение R_{60}/R_{15} , должен быть не менее 1,3; сопротивление изоляции обмотки ротора измеряется мегомметром напряжением 1000 В и допускаются не менее 0,5 МОм; сопротивление изоляции цепи возбуждения генератора и возбуждателя, измеряемое мегомметром 1000 В, должно быть не менее 1 МОм; сопротивление изоляции обмотки возбуждателя и подвозбудителя, вспомогательного генератора, углоизмерительного и регуляторного генераторов измеряется мегомметром напряжением 1000 В и должно быть не менее 0,5 МОм при температуре 10—30 °С.

Сопротивление изоляции терморезисторов с соединительными проводами, считая и соединительные провода, уложенные внутрь генератора, измеряется мегомметром напряжением 250 В и составляет не менее 1 МОм.

Сопротивление обмоток постоянного тока. Измеряется сопротивлением каждой фазы или ветви обмотки статора; они не

отличаться друг от друга более чем на 10 % среднего значения, равного их полусумме.

Вибрация (удвоенная амплитуда) сердечника статора собранного генератора не должна быть более 0,03 мм.

Температура не должна превышать температуру обмотки статора с компаундированной изоляцией 105 °С, с терморезистивной изоляцией 120 °С, обмотки ротора 130 °С, активной стали 105 °С.

Состояние активной стали. Испытания проводятся в течение 90 мин при индукции 1 Тл. По данным испытаний удельные потери в стали статора генератора не должны отличаться от заводских данных или данных предыдущих испытаний более чем на 10 % или превышать 2,5 Вт/кг для легированной стали и 1,7 Вт/кг для холоднокатаной стали.

Технические требования к приемке из ремонта отдельных узлов. Статор. В сердечнике проверяется плотность запрессовки активной стали путем вдавливания щупа между листами активной стали, который не должен входить на глубину более 2—3 мм. Осматривается расточка статора. Не допускаются участки с заусенцами, забоинами, оплавлениями, вмятинами, следами местных нагревов и контактной коррозии. Осматриваются вентиляционные распорки на отсутствие нарушений в местах приварки их к пакетам активной стали.

Внешним осмотром крайних пакетов проверяется отсутствие сколов и трещин листов активной стали. Для нажимных сегментов и гаек стяжных шпилек проверяется целостность швов приварки и крепления гаск, трещины в сварных швах должны отсутствовать.

Проверяется смещение и отгиб нажимных пальцев относительно оси зубца. Смещение допускается не более ± 1 мм от оси зубца.

Обмотка статора проверяется внешним осмотром изоляции головок на отсутствие вслучивания, отслоений, трещин, вмятин, подтеков компаунда, загрязнений и нарушений лакового покрытия. Обязательно отсутствие емкостных разрядов при номинальном напряжении.

Проверяется схема заклиновки пазов статора и совпадение вентиляционных вырезов в клиньях с вентиляционными каналами сердечника статора. Проверка плотности заклиновки производится простукиванием молотком массой 0,3—0,5 кг. Ослабление плотности установки концевых клиньев не допускается. Ослабление плотности установки отдельных клиньев в паз не должно быть более 20 % длины паза. На торце нижних клиньев должны быть установлены упоры, прибандажированные к стержню. Вентиляционные каналы между пакетами активной стали не должны перекрываться клиньями. Внешним осмотром проверяется зазор между стыками пазовых клиньев, который допускается не большим 1—2 мм.

В лобовых частях обмотки проверяется установка дистанционных распорок, их крепление, состояние шнуровых бандажей. Не допускаются повреждения изоляции, покровного слоя эмали, ослабление шнуровых бандажей, следы истирания на поверхности изоляции. Проверяется отсутствие зазора между бандажными кольцами и лобовыми частями обмотки, а также отсутствие истирания изоляции. Проверяется крепление крошечных штейнов и бандажных колец, отсутствие крепления изоляции и следов коронирования на лобовых частях.

Соединительные и выводные шины, переключки проверяются на плотность установки, отсутствие зазоров между шинами и крошечными, шинами и дистанционными распорками. Обязательно отсутствие ослабленных бандажей и следов истирания изоляции в местах крепления.

Для проверки формы статора по картам измерений проверяются отклонения, которые должны находиться в следующих пределах: эллипсность, т. е. разница между двумя диаметрами статора, 2—3 мм; отклонение статора от горизонтального положения не более +0,5 мм на метр высоты сердечника.

Ступенька по диаметру сердечника не более +0,5 мм. Натяг на изоляционную прокладку в стыках сердечника 0,5—0,8 мм. Допустимая толщина изоляционной прокладки в стыке 2,5—3,0 мм. Отклонение сердечника от окружности не должно превышать $\pm (1,0—1,5)$ мм. Разность значений зазора в диаметральном противоположных точках не более 0,5 мм. Разность радиусов верхней и нижней окружностей статора не более 1,5—2,0 мм. Отклонение оси расточки статора от оси агрегата не должно превышать 5 % зазора между ротором и статором. Отличие соседних фундаментных плит по высоте не более 0,5 мм.

Внешним осмотром воздухоохладителей проверяется отсутствие посторонних предметов и ржавчины и наличие антикоррозийного покрытия на трубных досках, крышках и водяных камерах. Трубки воздухоохладителей проверяются на отсутствие повреждений, нарушения плотности, течи в развальцовке и на качество закрепления в трубных досках. Внешним осмотром проверяется оребрение. Смятие оребрения допускается только в отдельных местах. Не допускаются трещины и обрывы уплотнительной резины. Не допускается падение давления (определяется по манометру). Число заглушенных трубок на каждом воздухоохладителе допускается не более 15 % общего числа трубок в одном воздухоохладителе.

Внешним осмотром воздухоохладителей шитов проверяется отсутствие на них трещин, сколов, механических повреждений, наличие зазорных шайб и уплотняющих прокладок.

Внешним осмотром проверяется перекрытие генератора: целостность сварных швов, отсутствие механических повреждений, наличие резьбовых отверстий для крепления перекрытия и уплотняющих прокладок на всех балках.

10 мм для роторов диаметром 4,5—14 м. Эксцентричность обода ротора по радиусу от вала до боковой поверхности обода допускается не более 0,6—1,2 мм для роторов диаметром 4,5—14 м.

Возбудитель, подвозбудитель, регуляторный генератор, углоизмерительный генератор. Проверяются внешним осмотром обмотки статора, роторы, вентиляторы, детали крепления, кабели, коллекторы, клеммные доски, состоящие изоляции.

Технические требования к сборке гидрогенератора. При установке ротора в расточку проверяется симметрия воздушного зазора щупом. Измерения производятся только после центровки линии валов агрегата. Мерительным инструментом проверяется совпадение магнитных осей, т. е. взаимное положение в вертикальном направлении.

Воздушный зазор, воздухооразделяющие щиты, камеры горячего и холодного воздуха, спицы остова проверяются внешним осмотром на отсутствие посторонних предметов. Проверяется крепление фундаментных болтов, целостность и правильность установки фундаментных штифтов на фундаментных плитах.

Перед пуском и на холостом ходу выполняются электрические испытания и измерения. Производится проверка вибрационного состояния генератора.

2-5. Система сетевого планирования капитального ремонта

Эффективность использования установленных энергетических мощностей, надежность снабжения потребителей энергией и экономичность работы энергосистем и электрической станции в решающей степени зависят от качества ремонтного обслуживания.

При вводе новых энергетических мощностей необходимым таковой рост производительности ремонтных работ, при котором ремонт производился бы без увеличения численности ремонтного персонала, поэтому переход к новым организационным системам и методам планирования и управления является неизбежным. От решения этой задачи зависит темп научно-технического прогресса в энергоремонте и в энергетической отрасли в целом. Как показала практика управления ремонтами сложного оборудования, наиболее целесообразной из систем организационного управления для ремонта является система сетевого планирования и управления (СПУ), использующая следующие модели.

С внедрением системы СПУ в энергоремонте повышается четкость, бесперебойность и согласованность деятельности многочисленных участков ремонта, более четкой становится

Ротор. Проверяется состояние крепления обода, остова, опорных рессов обода, отсутствие трещин в сварных соединениях. Проверяется плотность и правильность установки полюсов на обode. Между ободом ротора и сердечником полюса зазор допускается не более 0,5 мм. Внешним осмотром проверяется наличие упоров под хвостовиками полюсов, пружин и целостность швов приварки забивных клиньев к ободу ротора. Сварка забивного клина со встречным клином не допускается.

В демпферной системе проверяется внешним осмотром целостность стержней, короткозамыкающих колец, наск стержней с кольцами, отсутствие трещин на гибких соединениях, самоввинчивание болтов, подгаров и оплавлений, наличие на контактных соединениях полуды.

В междуполосных соединениях внешним осмотром проверяется целостность соединительных пластин, качество пайки, отсутствие затекания припоя в закругленную часть соединения, плотность установки и байджирования распорок, наличие изоляции у крепящих соединения кронштейнов, шпилек, отсутствие ослабления крепления. Смещение пластин соединений соседних полюсов относительно друг друга допускается не более 2—3 мм.

Внешним осмотром проверяется чистота рабочей поверхности контактных колец. Шероховатость поверхности должна быть не более 0,63. Глубина выработки проверяется щупом и угольником. Глубина кольцевой выработки допускается не более 0,5—0,7 мм. Не допускаются на изоляции контактных колец сколы, трещины, расщепления, подгары.

Внешним осмотром гибких токопроводов проверяется отсутствие на них трещин, вмятин, следов отслоения изоляции, ослабления крепления, самоотвинчивания болтов крепления.

Вентиляторы проверяются внешним осмотром на отсутствие трещин, вмятин, забоин, наличие статорных гаек или шайб. У ротора в сборе проверяется статорные всех резьбовых соединений. Измерение сопротивления обмотки постоянному току производится приборами класса не ниже 0,5. Проверяется целостность витковой и корпусной изоляции испытательным напряжением, отсутствием посторонних предметов, сопротивление изоляции.

По картам измерений проверяются отклонения формы ротора, которые должны находиться в следующих пределах: эксцентricность верха и низа обода относительно оси ротора не более 0,5—1,0 мм; отклонение магнитных осей ротора и статора в собранном гидрогенераторе не более 0,5 % высоты статора; масса полюсов не должна различаться более чем на 0,5—1,0 % в диаметральном противоположных точках; отклонение полюсов от окружности ротора не должно превышать $\pm (1,0—1,5)$ мм; отклонение средней линии полюсов относительно средней линии обода ротора допускается не более 5,0—

2) ожидание — процесс, требующий затрат только времени. Ожидание может быть вызвано технологическими причинами (ротор собран, но на статоре ведутся работы и сборка гидрогенератора еще не начата) или организационными (перенос начала работ на более позднее время);

3) фиктивная работа — процесс, не требующий затрат времени и ресурсов, отображает объективно существующие технологические зависимости между ремонтными работами.

В сетевом графике работа изображается сплошной линией, технологические ожидания — флажком, фиктивная работа изображается штриховой линией.

Событие сетевого графика является результатом выполнения ремонтных работ. Оно не только отражает факты завершения входящих в него работ, но и обуславливает возможность начала одной или нескольких выходящих из него работ. Событие в отличие от работы не имеет продолжительности, его характерной является время свершения. Событие подразделяется на следующие: исходное событие — начало выполнения работ, оно не имеет ни одной входящей работы; завершающее событие — окончание работ, оно не имеет выходящих работ; промежуточное событие — окончание всех входящих в него работ и начало выполнения всех выходящих работ.

Основным параметром сетевого графика является продолжительность работы при заданной численности работающих нормируемой специальности. По объему работ на основании норм может быть определена трудоемкость работы в часах, а зная оптимальный состав звена, можно определить продолжительность работы.

В графике должна быть четко отражена технологическая последовательность работ, располагаются они под сплошной линией (работой) в виде краткого изложения технологической последовательности операций. Например: электрические испытания обмотки статора, покрытие эмалью обмотки статора, сборка генератора или другие работы, которые приведены в перечне работ.

Установлением раннего срока свершения завершающего события определяется наибольшее время сетевого графика. Это время называется критическим временем. Цепочка работ, определяющая критическое время, называется критическим путем сетевого графика.

По результатам подсчета суммарной численности работающих можно оптимизировать график потребности трудовых ресурсов по дням. Для выравнивания графика производят сдвиг работ.

Завершающим этапом разработки сетевого графика является приведение его к календарному времени, поскольку отсчет времени на графике производится от определенной календарной даты начала работ. Для каждого события сетевого графика

система материально-технического обеспечения, повышается качество и обоснованность управленческих решений, освобождаются руководители от решения текущих задач по координации действий, обеспечиваются условия для сокращения продолжительности, повышения качества ремонта и роста производительности труда ремонтного персонала, создаются условия для внедрения плановых заданий, повышается качество нормирования труда, руководители приобретают опыт практического использования науки управления.

Ускорение ремонтных работ встречается с рядом ограничений. К ним можно отнести несовместимость некоторых работ по времени, по условиям техники безопасности, по использованию крана маззала, приспособлений, оснастки, а также ограничение размеров ремонтной площадки. (Одним из путей преодоления таких ограничений является переход к двухсменному режиму работы.) Печетность материально-технического обеспечения одна из основных трудностей в проведении ремонтных работ на гидрогенераторе, так как ремонт электрической части сопровождается потреблением большого количества материалов и запасных частей.

Ограничение числа работающих является неременным условием, определяющим организацию ремонта и управление им. Поэтому первоочередной задачей управления является организация наиболее производительного труда, недопущение потерь рабочего времени и простоев, применение всех возможных средств механизации, рациональное использование рабочих на работах, соответствующих их квалификации и специальности, четкое и безотказное обеспечение рабочих мест, улучшение санитарно-гигиенических условий труда, активизация труда путем применения методов материального и морального стимулирования.

Основной системы СПУ являются сетевые модели. Объектами моделирования при этом являются комплексы работ по ремонту гидрогенератора. В системе СПУ сетевая модель связана с необходимой детализацией отображать состав и взаимосвязи всех работ комплекса во времени. Она позволяет составить реальный календарный план, решать задачи рационального использования ресурсов, оценивать фактическое состояние комплекса, своевременно обнаруживать узкие места.

Составной частью сетевой модели является сетевой график, представляющий собой графическое отображение технологического процесса ремонта и дающий информацию о ходе ремонтных работ. Основными элементами сетевого графика являются работы (отрезки) и события (кружки). Различают три вида работ:

1) действительная работа — процесс, требующий затрат времени и ресурсов (трудовых, материальных, энергетических и т. д.);

фика устанавливаются конкретные даты с учетом выходных и праздничных дней, рас- полагаются они над сплошной линией (ра- ботой) в виде решетчатой. Работа по режиму, в котором число смен превышает три, обо- значается в виде дробей, где в числителе указывается число рабочих смен в сутки, в знаменателе — режим работы, а за- дробью следует цифра, показывающая чис- ло рабочих в смене.

Приводим образец сетевой модели ра- бот по капитальному ремонту гидрогенера- тора типа ВГС 525/84-40 (рис. 2-3). Техно- логическая последовательность работ на- графике представлена в виде цифр, распо- ложенных под стрелками (работами).

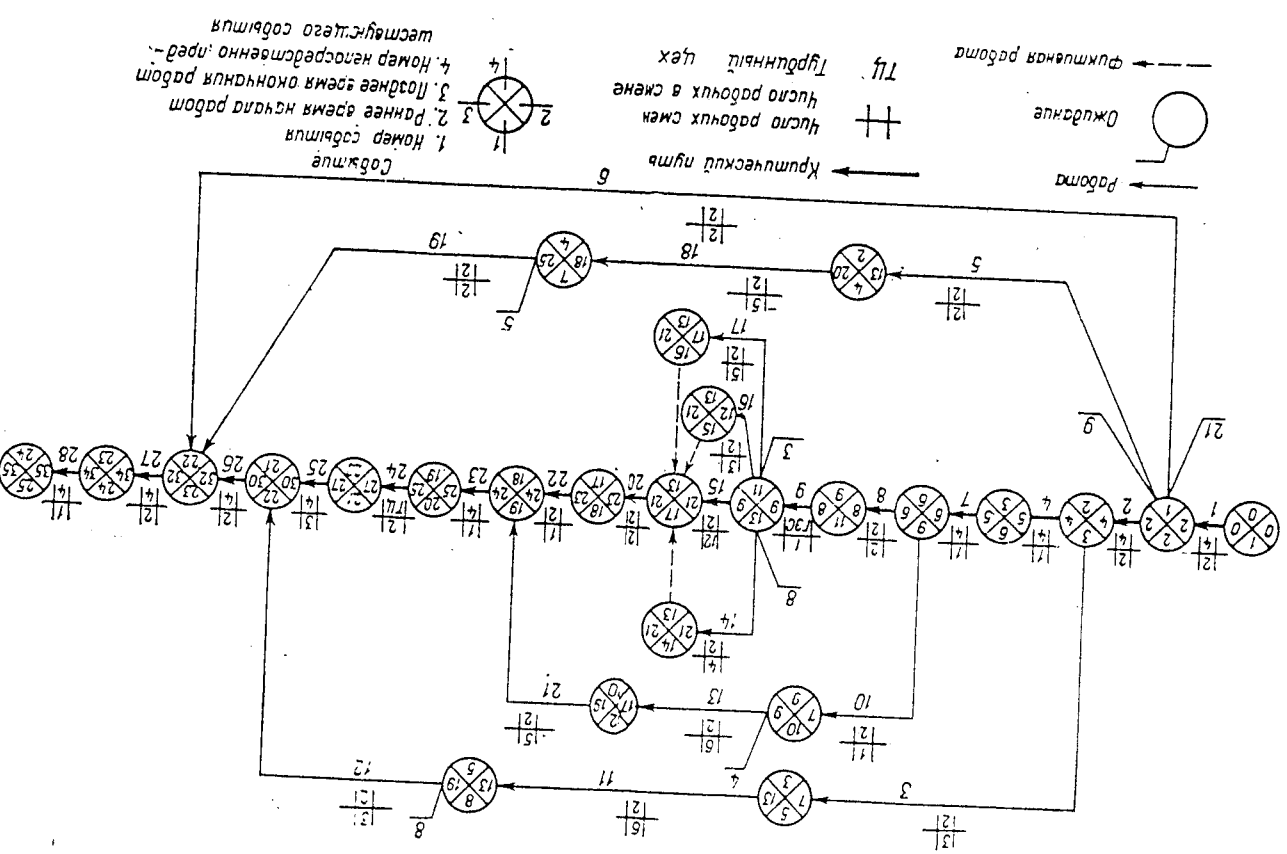
На основании сетевых графиков с целью повышения заинтересованности рабочих ремонтных бригад в выполнении оператив- ных плановых заданий, в росте производи- тельности труда и улучшения качества ра- бот на капитальных ремонтах составляются планы-задания (ПЗ). ПЗ выдаются перед началом работ не реже 1 раза в 2 недели. Оформленное ПЗ передается в бухгалте- рию и является основанием для начисле- ния зарплаты. Фактические трудозатраты по выполненным работам, занесенные в ПЗ, являются основой для совершенствования нормативов трудозатрат.

Основной целью управления ремонтом является коррекция плана и расписания работ, составленных на стадии исходного планирования, необходимая из-за возник- нения в процессе ремонтных работ измене- ний в их составе и объеме; обеспечение трудовыми и материально-техническими ре- сурсами для качественного ремонта гидро- генератора и завершения всех работ в уста- новленный срок.

Для достижения этой цели должны ре- шаться следующие задачи: 1) сбор инфор- мации о выполнении ремонтных работ, со- стоянии ремонтируемого оборудования и об обеспечении работ ресурсами; 2) ана- лиз и оценка всех отклонений от плана работ, обусловленных сетевым графиком; 3) выработка управленческих решений;

Рис. 2-3. График капитального ремонта гидрогенератора ВГС 525/84-40

1 — замеры зазоров, демонтаж регуляторного генератора и воздушных шифтов; 2 — разборка рифленки, воздухоподводящих шифтов и системы пожаротушения; 3 — демонтаж воздухоподводящих шифтов; 4 — проверка формы статора и ротора, замеры воздушных зазоров; 5 — проверка формы ротора и статора, замеры воздушных зазоров; 6 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров; 7 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров; 8 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров; 9 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров; 10 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров; 11 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров; 12 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров; 13 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров; 14 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров; 15 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров; 16 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров; 17 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров; 18 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров; 19 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров; 20 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров; 21 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров; 22 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров; 23 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров; 24 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров; 25 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров; 26 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров; 27 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров; 28 — проверка формы статора и статора, замеры воздушных зазоров.



4) выдача заданий ответственным исполнителям на основании коррекции плана и расписания работ; 5) изменения в составе, объеме, технологии и порядке выполнения работ.

На основании этого в каждом конкретном случае разрабатываются различные решения: увеличение смежности работы, изменение технологии, увеличение числа работающих на некоторых механизмах или участках. По результатам проведенного анализа разрабатываются организационно-технические мероприятия по повышению эффективности и качества ремонтных работ. Таким образом, система СТУ при выполнении ремонтных работ даст возможность: 1) увязывать объемы работ и сроки их выполнения с необходимыми для этого материальными и людскими ресурсами; 2) объективно определять численность персонала, необходимого для выполнения запланированного объема работ в заданный срок, или, что то же, минимальный возможный срок окончания запланированного объема работ при заданной численности персонала; 3) выявлять работы на любой стадии ремонта, задерживающие его окончание; 4) активно управлять ремонтом путем анализа хода ремонтных работ и принятия обоснованных организационно-технических решений, обеспечивающих выполнение работ в плановые сроки с наименьшими затратами.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ СПЕЦИАЛЬНЫЕ ВИДЫ РЕМОНТА ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

3-1. Ремонт статора

1. Повреждения сердечника. Сердечник статора воспринимает вращающий момент и переменные усилия от пульсации магнитного потока. При коротком замыкании эти усилия могут стать десятикратными, поэтому необходима качественная опрессовка сердечника. При недостаточной опрессовке возникает вибрация сегментов отдельных пакетов, в результате чего нарушается изоляция между листами активной стали из-за трения друг о друга и они замыкаются между собой. Наличие в отдельных местах на поверхности между спишки и расточки активной стали контактной коррозии в виде ржавчины является верным признаком недостаточной опрессовки сердечника статора.

При нарушении изоляции сегментов нагрев мест замыкания иногда достигает 250—300 °С, что может привести к развитию очага повреждения, особенно опасному в зубцовой зоне. В по-

врежденных местах возникают токи, вызванные перемещением магнитным потоком, проходящим в замкнутом контуре, образовавшемся вследствие повреждения (рис. 3-1). Эти токи и определяют появление местных перегревов. В зонах нагретых зубцов пазовые клинья, кроме изготовленных из пластмасс и стеклотекстолита, высыхают и легко разрушаются. Покрытие мест контактной коррозии изоляционными лаками положительного эффекта не дает, так как лаковая пленка быстро разрушается. Необходимо сначала устранить повреждения в местах ослабленной опрессовки.

Местная вибрация сердечника в ослабленных зонах также может привести к серьезной аварии из-за обламывания зубцов сегментов вследствие усталости металла. Вибрирующие места сердечника могут постепенно разрушить прилегающую к ним изоляцию, в результате чего может произойти замыкание обмотки на корпус с последующим выгоранием меди обмотки статора и активной стали.

Таким образом, признаками, определяющими необходимость работ по уплотнению зубцовой зоны сердечника статора, являются: 1) ослабление опрессовки зубцовой зоны вследствие усыхания лакового покрытия и взаимной приработки отдельных сегментов; 2) разрушение лакового покрытия отдельных сегментов; 3) самоотвинчивание гаек статорных стяжных спишек или ребер; 4) повышенный перегрев отдельных зубцов; 5) скапливание сегментов в зубцовой зоне; 6) контактная коррозия на поверхности сердечника; 7) повреждение сердечника статора из-за повышенной влажности вращающегося ребра к полкам корпуса статора; обрыв клиньев; частичное выкрашивание активной стали.

2. Ремонт сердечника. Качество опрессовки определяется плотностью пакетов сердечника статора. Проверку плотности производят специальным пожом толщиной 1 мм, срезанным на конце под углом 45° (рис. 3-2). Нож вдвигают сильным нажатием руки между листами сегментов в зубцовой зоне. Опрессовка считается нормальной, если нож заходит в пакет на глубину не более 2—3 мм. При местном ослаблении опрессовки зубцов на небольшой глубине ремонт ограничивается установкой потесок шпальной стюды на лаке БГ-99. При ремонте зубцов пазовые клинья выбиваются.

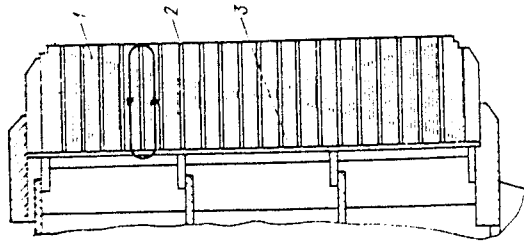


Рис. 3-1. Конгур тока при замыкании листов активной стали пакетов сердечника
1 — пакет активной стали; 2 — вентиляционный канал; 3 — ребро

При ослаблении запрессовки зубцов или снижки активной стали уплотнения производятся токами гетинаксовыми, тек- столитовыми или стеклотекстолитовыми клиньями (рис. 3-3), забиваемыми между листами в ослабленных местах. Если клин забивается в зубец, соседние пазы расклиниваются. В уплот- няющем клине пропиливаются запялки под пазовый клин (рис. 3-4). Уплотняется зубцовая зона, и заклиниваются пазы.

Ремонт опрессовки подтяжкой нажимных гребенок является опасной операцией и может выполняться только в исключи- тельных случаях, так как при этом можно повредить пластично- пазовый части обмотки статора.

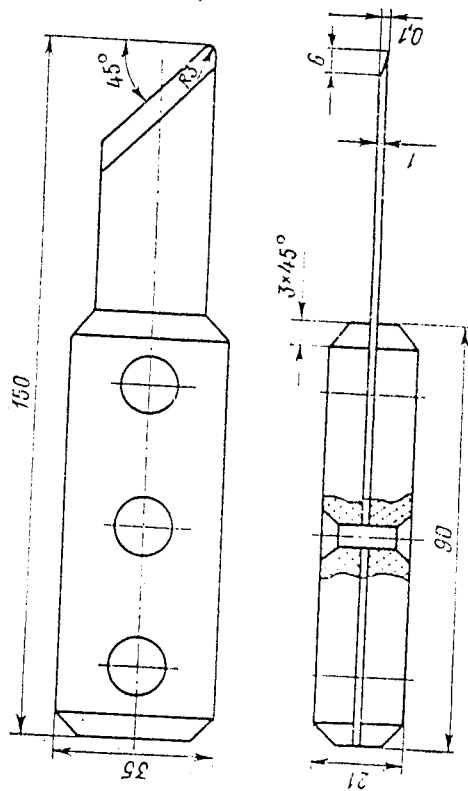


Рис. 3-2. Нож для проверки плотности опрессовки активной стали статора

При недопустимых перегревах и ослабленной опрессовке зубцов на большой глубине верхний стержень или верхний и нижний стержни (катушки) соседних пазов вынимаются из паза. Распорка вентиляционного канала (таврик) выбивается, и зубец распускается на листы. Между листами активной стали прокладываются полосы слюды на лаке БТ-99. В вентиляцион- ный канал забивается гетинаксовая, текстолитовая или стекло- текстолитовая распорка (рис. 3-5) совместно с вентиляционной распоркой, плотно расклинивающей соседние пакеты. Венти- ляционная распорка приваривается электродом марки Э-42 УОНИ или марки ЗЛТ диаметром 2 мм. Изоляционная рас- порка обрабатывается по «ласточку хвосту» под пазовый клин.

При местных оплавлениях зубцов активной стали произво- дится вырубка оплавленной части зубилом или крейцмейселем. Затем с помощью шлифовальной машины производится зачи- стка мелкозернистым абразивным кругом.

При повреждении зубца на длине одного пакета и большей длине после обработки поврежденного места устанавливается заполнитель из стеклотекстолита на клею № 88, БФ или эпо- ксидном лаке ЭЛ-4. Заполнитель изготавливается по форме зубца с пазами под пазовый клин (рис. 3-6) и крепится клин- ями из немагнитной стали, которые привариваются к нажим- ному пальцу и к вентиляционной распорке электродом. Высту-

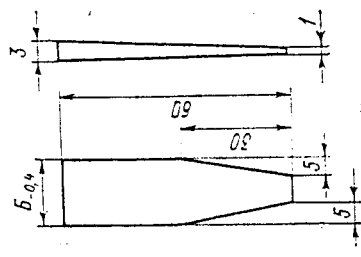


Рис. 3-3. Клин уплот- няющий вершины зуба
Б — ширина зуба

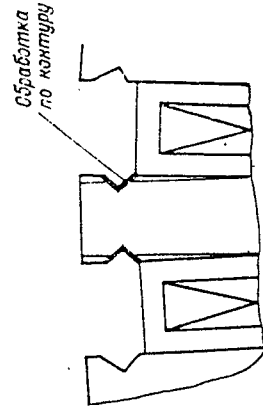


Рис. 3-4. Обработка и установка уплотняющего клина

пающие концы клиньев загнбаются на заплиттель для его удержания. При наличии зазора между нажимными пальцами и зубцами крайних пакетов необходимо установить клиновые распорки из немагнитной стали, аналогичные распорке на рис. 3-6. Крепление распорки производится приваркой электро- дом к нажимным пальцам. Наиболее качественна приварка при работе с электродом марки ЭА-400/10 и токе обратной поляр- ности, равном 60—80 А для диаметра 3 мм, 110—130 А для 4 мм и 150—170 А для 5 мм. Прокалка осуществляется при температуре 270 °С в течение 40 мин.

При обнаружении трещин в сегментах сердечника или ска- лывания части сегментов в зубцовой зоне такие сегменты не- обходимо обломать или вырубить зубилом с последующим уда- лением заусенцев и острых кромок. Пустоты от обломанных сегментов заполняются замазкой на основе эпоксидной смолы марок Л-18, Л-19 или Л-20. Состав замазки: 100 м. ч. смолы и 70 м. ч. маршалита или асбеста молотого хризотилового. За- мазка при 20 °С жизнеспособна в течение 5 ч. Срок отвержде-

ния 24 ч. Для ускорения процесса отвердения к составу добавляется 2 м. ч. полиэтиленполиаминна или СТК. В данном случае жизнеспособность сокращается до 1 ч.

При поврежденных сердечника статора из-за повышенной полюсной вибрации с частотой 100 Гц осуществляются следующие ремонтные мероприятия:

1. Замена поврежденных клиньев сердечника. Сверху сердечника демонтируется нажимная гребенка, прикрывающая пологок поврежденного клина. Газопламенным резаком вырезается часть пологок вокруг поврежденного клина, причем для удобства де-

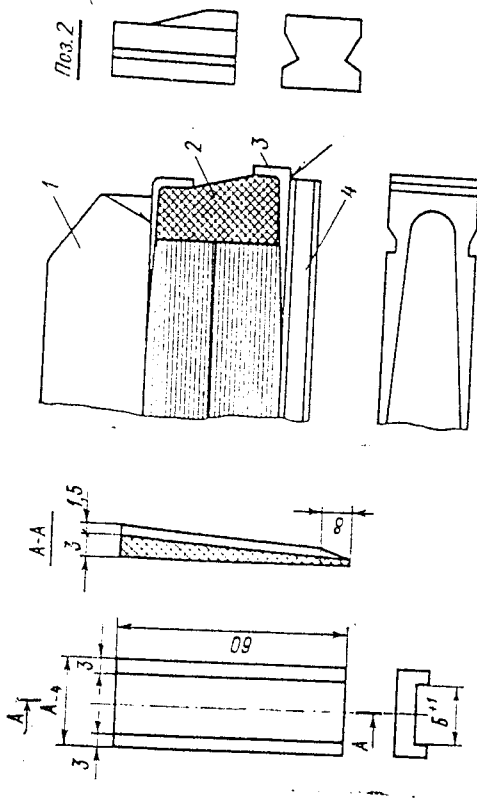


Рис. 3-5. Распорка изоляционная или немагнитная
 А — ширина вершины зубца, В — ширина вентиляционной распорки (табличка)

Рис. 3-6. Установка заполнителя
 1 — нажимной палец; 2 — заполнитель; 3 — немагнитный клин; 4 — вентиляционная распорка

монтажа пологки вырезается вместе с косынками и рез делается под углом 45—55° к низу, а площадь вырезаемых пологок увеличивается кверху статора. К клину приваривают скобу и демонтируют его краном. Для плотной посадки нового клина в паз его изготавливают на 0,5—0,8 мм толще удаленного. Устанавливается новый клин в паз, и восстанавливаются вырезанные пологки. Устанавливаются косынки. Для приварки косынок со стороны горячего воздуха их изготавливают несколько уже клина.

2. Фрезерование заглубленных пазов типа «ласточкин хвост» в спинке сердечника, изготовление и установка новых клиньев. Указанная работа выполняется для устранения радиального смещения стыковых участков сердечника, вызываемого выкрашиванием активной стали в местах посадки на клин, разрывами клиньев, отрывом косынок.

Отремонтированные места сердечника покрываются эмалью ГФ-92 (ХК или ХС), после чего производится испытание сердечника на нагрев индукционным методом.

3. Испытание сердечника. Согласно нормам испытаний электрооборудования испытание активной стали сердечника производится: 1) после 15 лет эксплуатации гидрогенератора и далее через каждые 5 лет; 2) при полной замене обмотки статора во время капитального ремонта; 3) после устранения повреждений.

Испытание активной стали на нагрев осуществляется переменным магнитным потоком, при прохождении которого по замкнутой магнитной цепи активная сталь равномерно нагревается по всему объему за исключением тех мест, где имеются дефекты стали, т. е. замыкания между листами. Длительность испытания при индукции 1 Тл составляет 90 мин, при индукции 1,4 Тл — 45 мин.

Конструктивные данные для расчета намагничивающей обмотки: наружный диаметр активной стали D_a , см; диаметр радиуски статора D_i , см; длина активной стали с вентиляционными каналами $l_{\text{в}}$, см; число радиальных вентиляционных каналов n_r ; ширина радиальных вентиляционных каналов b_r , см; высота зубца h_a , см; толщина листа активной стали статора Δ , мм.

Расчетные данные. Высота спинки активной стали (см)
 $h_a = 0,5 \cdot (D_a - D_i) - h_b$

Коэффициент заполнения (изоляция) K_3 для лака равен 0,93, для бумаги 0,9.

Длина активной стали без вентиляционных каналов (см)
 $l = K_3(n_r - n_b)$

Сечение спинки сердечника статора (см²) $Q = h_a l$
 Длина средней линии спинки активной стали статора (см)
 $l_{\text{ср}} = \pi(D_a - h_a)$

Масса спинки сердечника статора (кг) $G = 7,8 Q l_{\text{ср}} \cdot 10^{-3}$
 Напряжение на намагничивающей обмотке U_1 принимается в пределах от 380 до 500 В.

Необходимая индукция при испытании $B = 1$ Тл или 1,4 Тл.

Число витков намагничивающей обмотки $W_1 = 45(V/Q)B$.

Намагничивающая сила (в амперах) $F = a W_1 I_{\text{ср}}$.

Ток намагничивания (в амперах) $I = F/\omega_1$.

Расчетное напряжение на виток контрольной обмотки (в вольтах) $U_2 = 222 B Q \cdot 10^{-4}$.

Число витков контрольной обмотки ω_2 принимается от 1 до 3.

Мощность источника для испытания (кВ·А) $S = U_1 I / 1000$.

Удельные потери $\Delta P = P/G$.
 Наибольшее превышение температуры активной стали над температурой окружающего воздуха $\Delta \theta_{\text{max}}$, приведенное к индукции B , составляет 45 °С для генераторов, выпускавшихся

до 1958 г., и 25 °С для генераторов, выпускавшихся после 1958 г.

Наибольший перепад температуры в активной стали $\theta = \Delta\theta_{\max} - \Delta\theta_{\min}$, приведенный к индукции B , составляет 30 °С для генераторов, выпускавшихся до 1958 г., и 15 °С для генераторов, выпускавшихся после 1958 г.

При испытании активной стали сердечника статора на нагрев намагничивающая обмотка располагается тремя группами равномерно по окружности статора. Контрольная обмотка рас-

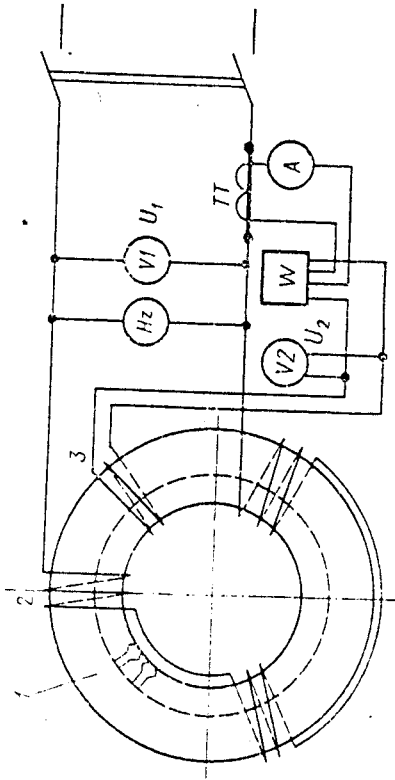


Рис. 3-7. Схема испытания активной стали статора методом кольцевого намагничивания
1 — активная сталь статора; 2 — намагничивающая обмотка; 3 — контрольная обмотка

полагается посередине между двумя группами намагничивающей обмотки (рис. 3-7). Для намагничивающей обмотки применяется изолированный провод (без металлической оболочки)

Таблица 3-1. Сечение провода в зависимости от допустимого тока

Сечение провода, мм ²	Ток, А		Сечение провода, мм ²	Ток, А	
	медь	алюминий		медь	алюминий
1,5	23	18	70	270	210
2,5	30	24	95	330	255
4,0	41	32	120	385	295
6,0	50	39	150	440	340
10	80	55	185	510	390
16	100	80	240	605	465
26	140	105	300	895	535
35	170	130	400	830	645
50	215	165			

сечением 200—400 мм², для контрольной — провод марки ПР2 сечением не менее 2 мм². Сечение провода намагничивающей обмотки подбирается по току (табл. 3-1).

Для определения зоны ремонта наиболее греющейся дефектный участок нагревается парафином, и по началу плавления парафина определяется объем ремонта зубцов.

Работы выполняются при отключенной намагничивающей обмотке. Результаты измерений заносятся в таблицу.

Наибольшее превышение температуры сердечника статора над температурой окружающего воздуха, приведенное к индукции B , $\Delta\theta_{\max} = \Delta\theta_{\max \text{ изм}} (B/B_{\text{ном}})$.

Фактическая индукция при испытании (Тл) $B_{\text{изм}} = BU_2/(U_2' \omega_2)$, где U_2 — измеренное прибором напряжение на вторичной (контрольной) обмотке.

Мощность, приведенная к числу витков намагничивающей обмотки (Вт), $P_1 = P_{\text{изм}} (B/B_{\text{ном}})^2$.

Потери, приведенные к требуемой индукции B , (Вт), $\Delta P = P_1 (B/B_{\text{ном}})^2 \cdot 50/f$.

Фактические удельные потери в активной стали сердечника статора (Вт/кг) $\Delta P = P/G$.

Применяемые приборы регистрируются в таблице, подобной табл. 2-4.

4. Повреждения обмотки статора. Причинами повреждений обмотки статора являются многие факторы, наблюдающиеся при эксплуатации гидрогенераторов. Повреждения обмотки происходят, как правило, из-за нарушений целостности и пробоя изоляции. Аварийность гидрогенераторов вследствие повреждения обмоток относительно высока, и ее не удается заметно снизить только за счет профилактических осмотров и испытаний во время эксплуатации. Повреждения обмоток при аварийных пробоях изоляции и длительные сроки ремонта в таких случаях, а также высокая стоимость ремонта требуют повышения надежности изоляции.

Повреждения изоляции обмотки статора бывают трех видов:

- 1) замыкание обмотки на корпус; 2) замыкание обмотки между фазами; 3) замыкание обмотки между витками одной фазы.
- Витковое и междуфазное замыкание чаще всего происходят в лобовых частях обмотки из-за общего старения изоляции и больших механических воздействий. Замыкание на корпус происходит в большинстве случаев в пазовой части обмотки.

Основные повреждения изоляции обмотки статора вызываются наличием электрического поля:

1. При определенных условиях в пустотах корпусной изоляции могут возникнуть устойчивые искровые разряды, в результате чего образуются местные высокие температуры, 500 °С и более. Разряды в пустотах изоляции, или, иначе, ионизационный износ, опасны тем, что ослабляют корпусную изоляцию стержней. При пробое одной из фаз повышается вероятность

междуфазного короткого замыкания в обмотке с тяжелыми последствиями, т. е. возгоранием изоляции и выгоранием активной стали статора. При ионизации между изоляцией и поверхностью элементарных проводников стержня появляется зазор 0,05—0,5 мм, изоляция проводников высыхает, связующие улетучиваются, поверхность изоляции покрывается серым налетом. Из-за отсутствия связующих элементарные проводники получают свободу перемещения и под действием электромагнитного поля вибрируют, разрушая как собственную, так и корпусную изоляцию. Пробои изоляции происходят в районах крайних пакетов паза или на выходе из паза, на углах стержней верхнего или нижнего его края.

2. Разряды по поверхности изоляции при потере полупроводящим покрытием контакта с активной сталью в пазовой части, а также из-за загрязнения обмотки и попадания масла на нее. Загрязнение обмотки — явление нежелательное, особенно в районе лобовых частей, так как пыль сообщает потенциал, близкий к потенциалу земли, всем ветвям лобовых частей обмотки, в том числе и изоляции мест пазов, изолируемых после укладки обмотки в пазы. Стык изоляции в месте пайки может дать трещину и тогда не выдержит полного напряжения относительно корпуса или между фазами. Тем более, что электрическая прочность изоляции головок меньше, чем электрическая прочность остальной части обмотки.

3. Из-за переменных температурных режимов, вызывающих удлинение и сокращение изоляции и проводников обмотки, происходят повреждения в виде трещин и истирания изоляции о стенки паза в случае возможного перемещения обмотки.

4. В вентиляционных каналах сердечника статора и на выходе из паза с течением времени изоляция разрушается, что может сопровождаться развитием ионизационных процессов и привести к разрушению изоляции.

Повреждения обмотки могут вызываться большими механическими напряжениями, возникающими при следующих анормальных режимах работы: а) пуске (особенно включение гидрогенератора методом самосинхронизации); б) параллельной работе при различных нагрузках; в) сбросах нагрузок; г) асинхронных режимах; д) несимметричных нагрузках; е) несинхронных включениях; ж) внезапных коротких замыканиях. Указанные режимы вызывают в обмотке и в изоляции напряжения, которые могут привести к нарушению механической целостности изоляции и к выходу ее из строя.

Возможные деформации обмоток определяются также плотностью посадки в пазы, прочностью крепления обмотки к бандажным кольцам, наличием распорок между лобовыми частями, ослаблением крепления, что является причиной возникновения повышенной вибрации, вызывающей ударное смятие изоляции.

Крепление обмотки в лобовой и пазовой частях необходимо и для того, чтобы обмотка могла противостоять усилиям, возникающим при коротком замыкании. Стержни одинаковых фаз при коротком замыкании испытывают усилия, направленные к дну паза. Стержни же разных фаз испытывают усилия, отталкивающие стержни друг от друга.

Естественное старение изоляции особенно прогрессирует при перегревах изоляции обмотки. С течением времени под действием короны и тепла изоляция становится более твердой, хрупкой и вследствие этого теряет способность выдерживать механические нагрузки и снижает электрическую прочность при работе гидрогенератора.

Нарушение пазов в местах соединений обмотки из-за недостаточной пропайки, плохого охлаждения, повышенной вибрации и других причин в большинстве случаев приводит к появлению в лобовых частях обмотки. Недостаточно пропаянный контакт имеет не только повышенное сопротивление, но и повышенную механическую прочность. Короткие замыкания, связанные с огромными усилиями, действующими на лобовые части обмотки, могут привести к механическому разрушению паяного контакта. При вибрации и знакопеременных усилиях, действующих на пайки, припой может терять свою механическую прочность.

Нарушение крепления и ослабление опрессовки активной стали, а также местная вибрация отдельных зубцов в пакетах может привести к серьезной аварии из-за обламывания зубцов сегментов вследствие усталости металла. Вибрирующие листы сердечника могут постепенно разрушать прилегающую к ним изоляцию и привести к пробоям.

5. **Определение поврежденной обмотки.** Ремонт обмотки, связанный с устранением повреждений, требует съема полюсов или весьма ротора, т. е. большой затраты времени. Поэтому очень важно определить точное место замыкания с наименьшими трудными затратами. Нахождение места повреждения обмотки статора в зависимости от ее конструкции, наличия измерительной испытательной аппаратуры и источников питания производится различными методами.

Метод измерения напряжения при работе генератора (рис. 3-8) при соединении обмотки статора в звезду позволяет сравнительно точно определить место замыкания в обмотке статора. (Для фазным трансформатором напряжения ТН измеряют напряжение между изолированной нейтральной, выводами каждой фазы и корпусом генератора. По показаниям вольтметра определяется поврежденный стержень. При использовании данного метода возможны затруднения при определении пробоя в конне одного или начале следующего по схеме стержня.

Метод надения напряжения применяется при малом (рис. 3-9) переходном сопротивлении в месте повреждения, до 50—70 Ом.

Поврежденная фаза (полуфаза) обмотки питается от незаземленного источника постоянного или переменного тока. Погрешность в определении места замыкания при постоянном токе будет меньше, чем при переменном токе. Для повышения точности определения места замыкания на переменном токе необходимо измерения производить по 100-вольтовой шкале вольтметра при питании обмотки током 10—15 А. Сопротивление обмотки статора постоянному току мало. Поэтому при измерении напряжения по шкале вольтметра 2,5—3 В необходим большой ток, но в этом случае внутреннее сопротивление вольтметра постоянного тока больше, чем у вольтметра переменного тока.

При измерении на переменном токе полное сопротивление обмотки значительно больше сопротивления постоянному току, поэтому мощность источника тока требуется небольшой; как правило, вполне достаточно обычного трансформатора на 12—36 В. При измерениях на переменном токе пол-

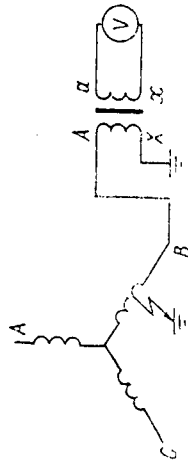


Рис. 3-8. Определение замыкания обмотки статора методом измерения напряжения на работающем генераторе

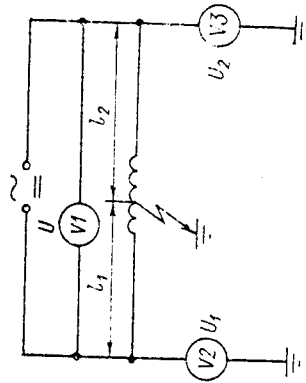


Рис. 3-9. Определение повреждения обмотки статора методом падения напряжения

ное сопротивление обмотки представляет собой сумму сопротивлений пазовой и лобовой частей. При этом из-за различной длины лобовых частей и перемычек, входящих на каждый стержень, не будет пропорциональной зависимости между сопротивлением и длиной обмотки, т. е. погрешность в этом случае увеличится, в отличие от измерения на постоянном токе. Измеряются напряжения U , U_1 , U_2 . Положение точки повреждения определяется по отношению замеренных напряжений U_1/U и U_2/U ; $U = U_1 + U_2$. Относительная длина участков обмотки от места замыкания до линейного и нулевого выводов $l_1 = U_1/U$; $l_2 = U_2/U$. При наличии схемы обмотки получим

$$l_1 = \frac{U_1}{U} l; \quad l_2 = \frac{U_2}{U} l.$$

Метод индикации потоков рассеяния (рис 3-10). К выводу поврежденной фазы (полуфаза) обмотки статора и к корпусу подводится переменный ток 1,5—10 А, который не проходит по

обмотке за местом замыкания, т. е. замыкание обнаружится в месте отсутствия тока при измерении потока в разных местах.

Наличие тока в обмотке определяется по магнитному потоку рассеяния, создаваемому протекающим током у всех стержней дашной фазы (полуфаза) обмотки. Чем больше ток, пропускаемый по обмотке, тем больше поток рассеяния и тем легче его обнаружить. При малом переходном сопротивлении в месте повреждения в качестве источника тока применяется трансформатор на 12—36 В или лабораторный автотрансформатор. При переходном сопротивлении больше 100 Ом требуется трансформатор большого напряжения.

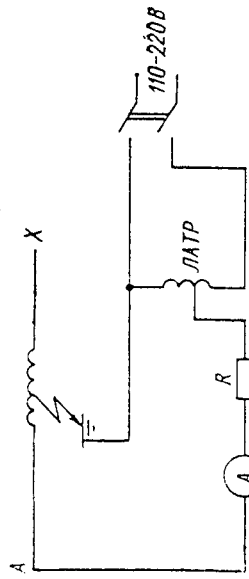


Рис. 3-10. Определение повреждения методом индикации магнитных потоков рассеяния

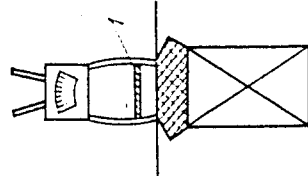


Рис. 3-11. Контроль тока в обмотке статора токоизмерительными клещами

Индикация магнитного потока рассеяния производится токоизмерительными клещами со встроенным прибором выпрямительной системы ВЛФ-85 или Ц30 (рис. 3-11). Магнитопровод клещей необходимо разомкнуть и заложить в зазор медную пластину l толщиной, определяемой из условия, чтобы сердечник клещей не перекрывал соседний паз. Наличие магнитного потока рассеяния у стержней указывает на их неисправность, а его отсутствие — на то, что место повреждения уже пройдено. Аналогично производится индикация потока рассеяния при питании фазы (полуфаза) обмотки с другого конца.

При вытупом роторе индикация потока рассеяния производится над стержнями в пазовой части статора генератора. При вставленном роторе измерения следует производить на лобовых дугах с одной стороны статора. При этом определяется поврежденный виток обмотки. Для определения поврежденного стержня индусируется поток рассеяния у этого витка на лобовой дуге с другой стороны статора. При одновитковых стержнях обмотки статора и вытупом роторе этим методом определяется место повреждения по длине стержня. Если район повреждения

неизвестен, то измерения начинают с того конца обмотки, с которого подается ток, и последовательно обходят всю обмотку до тех пор, пока не обнаружится повреждение.

Мостовой метод (рис. 3-12) заключается в сборке мостовой схемы, где двумя плечами Z_3 и Z_4 служат участки обмотки от выводов до места замыкания, а двумя другими R_1 и R_2 — сопротивления реостата, включенного по схеме реохорда. Можно применить и два магазина сопротивлений. Изменяя отношение R_1/R_2 , можно уравновесить схему. При равновесии мостовой схемы

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{Z_4}{Z_3} = \frac{l_1}{l_2}, \text{ откуда } \frac{R_1}{R} = \frac{Z_4}{Z} = \frac{l_1}{l}, \frac{R_2}{R} = \frac{Z_3}{Z} = \frac{l_2}{l},$$

где $Z = Z_4 + Z_3$ — полное сопротивление обмотки; $R = R_1 + R_2$ — сопротивление плеч реостата или магезинов; l — полная длина обмотки.

Измеряя сопротивления R_1 и R_2 при равновесии мостовой схемы, определим длины участков обмотки до места замыкания: $l_1 = R_1/R_2$ и $l_2 = R_2/R_1$.

Нахождение номера паза с поврежденным стержнем с использованием схемы обмотки статора аналогично при измерении **методом падения напряжения**. В качестве плеч R_1 и R_2 применяют реостат сопротивлением не менее 100 Ом. В качестве указателя применяют гальванометр или микроамперметр с внутренним сопротивлением не более 100 Ом. Питательные схемы осуществляются постоянным током 10 А. При питании схемы переменным током необходим ток 10—20 А, а в качестве указателя используется миллиамперметр типа Э59.

Метод падения напряжения и мостовой метод дают возможность определить зону замыкания; предварительно непосредственно на генераторе отмечаются возможные повреждения (называются места), и зона нахождения замыкания уменьшается. Рассмотрим более точные методы определения места повреждения, позволяющие непосредственно на обмотке или стержне указать место замыкания.

Метод прожига обмотки является наиболее простым и распространенным и не требует применения технически сложных средств измерения. Метод заключается в пропускании тока на корпус через поврежденную обмотку и прожиге нарушенной изоляции напряжением переменного тока или выпрямленным напряжением. Место повреждения обнаруживается по искровому разряду, дыму, возгоранию изоляции. Во избежание повреждения активной стали и изоляции соседней обмотки ток,

пропускаемый через обмотку, должен быть не более 5 А. Прожиг обычно начинают с 1—3 А, а если повреждение не удаётся обнаружить, ток увеличивают. При капитальном ремонте для прожига применяют высоковольтный испытательный трансформатор. Иногда может оказаться невозможным определить место повреждения методом прожига из-за очень малого входного сопротивления, т. е. из-за отсутствия искр, дыма, разрядов.

Акустический метод (рис. 3-13) основан на использовании звуковой энергии разряда емкости через место повреждения. Этот метод применим практически при любом переходном сопротивлении в месте замыкания, от единиц до тысяч Ом. Кепотронный аппарат (КА) типа АКИ-50 или АКИ-70 подключается к поврежденной фазе (полуфазе) обмотки статора.

При повышении напряжения на аппарате происходит заряд конденсатора емкостью 0,5—1,0 мкФ, который должен быть заземлен отдельным проводником. Искровой промежуток на разряднике настраивается на напряжение 5—10 кВ. Напряжение на кепотронном аппарате поднимается до значения, при котором частота пробоя будет одним раз в 3—5 с. При достижении напряжением на конденсаторе пробивного напряжения искровой промежуток (стержневой или шаровой разрядник на напряжение 20 кВ) он пробивается и конденсатор разряжается на поврежденную фазу обмотки. Разрядное напряжение представляет собой импульс высокого напряжения, под действием которого происходит пробой обмотки на корпус. Звук искрового разряда при пробое обмотки легко прослушивается без каких-либо акустических приборов, так как достигает максимальной силы непосредственно над местом повреждения. По окончании разряда конденсатора разрядник отсоединяет конденсатор от обмотки и он вновь заряжается для следующего разряда.

Данный метод применим для глухого металлического замыкания.

Метод прокола изоляции (рис. 3-14). При этом методе измеряется напряжение относительно земли вдоль обмотки статора. По поврежденной части фазы (полуфазы) пропускаться постоянный ток не более 0,7 номинального тока стержня (капустки). Проколами изоляции паяных соединений (головок) острым иглопчатым шупом, соединенным с гальванометром, определяем стержень, в котором гальванометр дает отклонения

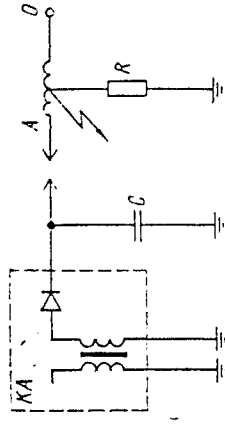


Рис. 3-13. Определение повреждения обмотки статора акустическим методом

в разные стороны при измерениях на различных концах одного и того же стержня. Отклонения в разные стороны будут из-за того, что меняется поляризация при переходе через место замыкания (рис. 3-15). Во избежание мелких проколов предварительно определяется зона повреждения ранее рассмотренными методами. Источником постоянного тока может служить мотор — генератор на 50—100 А. Применяется ампервольтметр Ц52 или Ц56 со шкалой 75 мВ. При небольшом сопротивлении можно использовать аккумулятор, а для измерения напряжения при малых токах — гальванометр М122.

Определение дефектных паяных соединений. Аварии, вызванные нарушением соединений стержней, наносят большой экономический ущерб, на длительный срок выводя из строя гидрогенератор. Анализ показывает, что практически все повреждение происходит в генераторах,

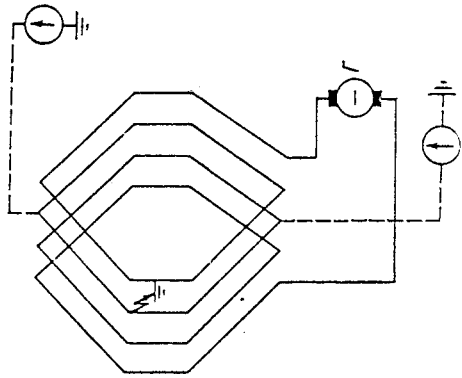


Рис. 3-14. Определение повреждения методом прокола изоляции

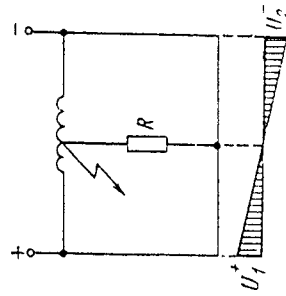


Рис. 3-15. Диаграмма напряжений с замыканием на корпус

лобовые части которых спаяны мягкими оловянно-свинцовыми припоями. Имеются две основные причины повреждения из-за нарушения соединений стержней: плохое качество паяк и старение их в условиях высоких рабочих температур. Нередко обе причины действуют одновременно: дефекты паяк способствуют быстрому старению.

При плохой пайке на значительной части поверхности элементарных проводников, клина и хомутки отсутствует полуда. Кроме того, встречаются такие дефекты, как включения флюса и компаунда, недостаточное заполнение места пайки припоем, большой зазор в месте стыка стержней. В соединениях обмотки, паяных оловянно-свинцовыми припоями, при длительных воздействиях повышенных температур изменяется структура соединений и появляется промежуточный хрупкий слой,

способствующий разрушению пайки. Чем выше температура соединения, тем быстрее происходит старение припоя.

Причинами ненормального высокого нагрева головки могут быть дефекты выполнения или недостаточное ее охлаждение. Последнее возможно как из-за конструктивных недостатков генератора, так и из-за низкой теплопроводности плохо наложенной или расслоившейся в ходе эксплуатации высоковольтной изоляции лобовых частей обмоток.

Известные способы контроля паяного соединения могут быть разделены на две основные группы — контроль переходного сопротивления и контроль выполнения пайки.

Для контроля паяных соединений статора в условиях эксплуатации в настоящее время производится измерение сопротивления обмотки. Для определения дефектных паяк в обмотке статора производятся измерения сопротивления постоянному току методом вольтметра — амперметра или двойным мостом, приборам класса 0,2—0,5. Измеренные сопротивления отдельных фаз обмотки не должны отличаться друг от друга или от ранее измеренных более чем на 1% для гидрогенераторов мощностью 100 МВт и выше и на 2% — для остальных гидрогенераторов. При измерении сопротивления фиксируются 3—5 показаний и берется их среднее значение. При симметричной конструкции обмотки несимметрия сопротивлений по фазам или ветвям указывает на плохую пайку. Если сопротивление обмотки оказывается большим, чем ранее измеренное, это тоже указывает на плохую пайку. Для отыскания мест с плохими пайками по схеме обмотки размечают головки лобовых частей, принадлежащие к той или иной фазе (ветви).

Общезвестно, что эффективность указанного контроля чрезвычайно низка, так как общее сопротивление всей обмотки больше чем на три порядка превышает сопротивление одного паяного соединения. Так можно выявить лишь грубые дефекты.

Одним из наиболее эффективных способов контроля качества паяного соединения является ультразвуковой метод. Для проверки соединения измеряется степень затухания ультразвука в месте пайки. Этот метод удобен при выполнении паяных соединений в заводских условиях. Для профилактического контроля паяк в условиях эксплуатации этот метод непригоден, так как требует снятия изоляции с головок.

В эксплуатационных условиях наиболее удобен контроль методом вихревых токов. Этот метод является бесконтактным; изоляция, находящаяся между индуктивным преобразователем прибора и паяным соединением, измерениям не мешает. На этом принципе работают приборы КВТ-2, ФКП-1 и ИСПД-1, разработанные ОРГРЭС, которые в последнее время получили широкое распространение.

При невозможности проверить пайку стержней прибором ФКП, а катушечных обмоток — прибором ИСПД-1 иногда уда-

ется осмотром внешней поверхности изоляции головок фазы, в которой предполагается дефектный контакт, определить плохую пайку по высохшей или вспухшей изоляции такой головки. В этом случае изоляция снимается и пайка приводится в норму. Если осмотр невозможно выявить плохие неконтролируемые пайки, то применяют и метод прогрева обмотки током, равным номинальному, в течение десяти минут, или 1,5 номинального тока статора, в течение двух минут. Фазы обмотки при этом соединяют последовательно. При питании обмотки статора постоянным током напряжением на генераторе постоянного тока будет небольшим, поэтому в качестве источника тока можно использовать двигатель — генератор или сварочный агрегат постоянного тока.

6. Ремонт обмотки статора. При капитальном ремонте или во время профилактических испытаний в случае повреждения верхнего стержня (катушки) трудозатраты по его ремонту или замене незначительны. При повреждении нижнего стержня или катушки, особенно в пазовой части, необходима их выемка, для чего поднимаются верхние стержни или катушки на длине шага обмотки, и трудозатраты значительно возрастают.

После определения места пробоя обмотку на длине шага освобождают от деталей крепления как в лобовой, так и в пазовой части, т. е. расклинивают пазы при помощи обмоточной лопатки, слесарного молотка и выколотки. Толщина выколотки равна ширине паза минус 1—3 мм. Срезаются шпательные или шпуровые бандажки в лобовых частях, срезается или разбирается и удаляется изоляция с пазных соединений. На лобовые части стержней катушек от паяного соединения (головки) до первого бандажного кольца сверху и внизу статора накладываются один слой стеклянной ленты влонахласта. Затем паяное соединение обкладывается асбестовой бумагой и мокрой асбестовой тестобразной массой. Стеклянная лента и асбестовая бумага наносятся для защиты обмотки от загрязнений.

При распайке обмотки газовой горелкой асбестовую массу рекомендуют наносить перед началом распайки, так как высушенная масса плохо предохраняет изоляцию обмотки от ожогов. Нагрев мест соединений осуществляется одной или двумя газовыми горелками с накопчиком № 5 или 6. Во время расплавления припой удаляется плоскогубцами медный хомут, а место нагрева охлаждается с помощью хлопчатобумажных салфеток, смоченных в воде. Соединения, паяные припоем марки ПОС 40, нагревают переменным током с помощью паяльника с угольным электродом (рис. 3-16). Источником переменного тока для нагрева мест соединений обмотки может служить один передвижной сварочный трансформатор или два одинаковых меньшей мощности, соединенных параллельно (табл. 3-2). Необходимый рабочий ток, как правило, не превышает 600—700 А. При отсутствии трансформатора с соответствующим рабочим

током достаточную мощность нагрева можно получить намоткой другой вторичной обмотки на шихтованный сердечник трансформатора. Время нагрева и оптимальный ток подбирается в процессе пробных нагревов.

Стержни с микалентной компаундированной изоляцией при выемке предварительно нагревают до температуры 80—90 °С на поверхности изоляции для размягчения компаунда с целью предотвращения повреждений. Стержни с терморезистивной изоляцией при нагревании истермопластичны и потому нагрева не требуют, а извлекаются из пазов в холодном состоянии.

Опыт ремонтов показывает, что минимальные повреждения стержней получаются при выемке верхних стержней без предварительного нагрева, что важно для их повторной укладки. Выемка стержней производится следующим образом: на выходе из паза с двух сторон под стержень заводится ремень шириной

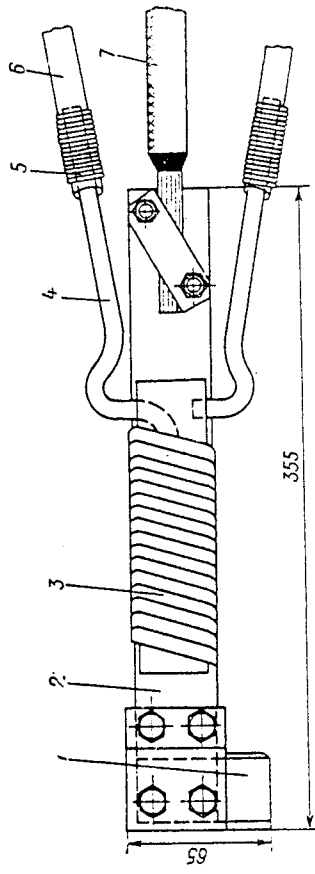


рис. 3-16. Паяльник с водяным охлаждением

1 — угольный электрод; 2 — углерожгатель; 3 — асбестовая лента; 4 — трубка медная; 5 — шпатель; 6 — трубка резиновая для подачи и слива воды; 7 — кабель

50—60 мм, образуя петлю. С помощью двух деревянных рычагов с упором в сердечник статора стержень осторожно поднимают из паза. По мере подъема негли передвигаются по стержню к середине и он постепенно вынимается из паза. Лобовые части при выемке поддерживаются во избежание повреждения.

В случае повреждения нижнего стержня поступают следующим образом. Удаляется верхний стержень из того паза, в котором находится дефектный стержень нижнего ряда. Затем поднимаются из пазов стержни верхнего ряда по шагу обмотки. Под поднятые стержни ставятся подкладки. Вынимается нижний пробитый стержень.

При извлечении секций катушечной обмотки выполняют следующие операции. После расклиновки пазов, снятия изоляции и распайки мест соединений, а также удаления крепления лобовых частей катушки подключают к источнику постоянного или переменного тока для нагрева. Источником постоянного тока служит мотор — генератор на 300—500 А с добавочным сопротивлением для регулирования, а переменного тока — сва-

Таблица 3.2. Типы и характеристики трансформаторов

Тип трансформатора	СТЭ-24	СТЭ-32	СТЭ-34	СА-2	СТАН-1
Потребляемая мощность, кВт·А	24	30	34	38	22
Номинальный сварочный ток при ПВ 65 %, А	350	450	500	600	330
Пределы регулирования тока, А	70—500	100—700	130—700	—	60—480

Продолжение табл. 3-2

Тип трансформатора	СТН-500	СТН-700	ТСД-500	ТСД-1000	ТСД-2000
Потребляемая мощность, кВт·А	32	47	41	76	180
Номинальный сварочный ток при ПВ-65 %, А	500	700	500	1000	2000
Пределы регулирования тока, А	150—700	225—950	200—700	400—1200	800—2200

рочный трансформатор. Ток подбрасывается в пределах 150—200 А или двукратного тока катушки. Нагревается катушка до температуры 80—90 °С на поверхности изоляции. Поочередно поднимаются верхние стороны нагретых катушек, начиная с той, которая лежит над нижней стороной поврежденной катушки. После извлечения из паза сторона катушки отгибается в сторону сердечника статора и временно подвизывается кшсерной лентой к лобовым частям уложенных катушек. Извлекается поврежденная катушка.

За время отыскания повреждения выполняется ряд подготовительных мероприятий. Осматриваются все стержни (катушки), подлежащие укладке, определяется состояние изоляции и целостность полупроводящего покрытия. Калибром проверяются геометрические размеры подготовленных стержней (катушек) по высоте и толщине. При увеличенных размерах сечения стержня (катушки) с компаундированной изоляцией используются после горячей опрессовки.

Испытывается электрическая прочность изоляции каждого стержня (катушки) согласно нормам испытаний электрооборудования (табл. 3-3). Пазовая часть стержней (катушек) испытывается в деревянных угольниках, обитых внутри фольгой и обжатых струбицами (рис. 3-17). лобовые части обертываются

Таблица 3-3. Объем и нормы испытаний изоляции напряжением промышленной частоты при частичной замене обмотки статора

Изоляция	Кратность испытательного напряжения (по отношению к номинальному) изоляции генераторов, проработавших	
	до 10 лет	свыше 10 лет
Обмотка после удаления поврежденных стержней (секции) Запасные и отремонтированные стержни (секции) до укладки в пазы, пазовая изоляция	2	1,7
	2,7	2,7
Лобовые части с нормальной изоляцией » с облегченной изоляцией	1,3	1,3
	1 2,4	1 2,2
Запасные и отремонтированные стержни (секции) после укладки в пазы до соединения со старой обмоткой (пшжные стержни) Сабранная обмотка статора после ремонта (испытание каждой фазы по отношению к корпусу и двум другим элаемленным фазам)	1,7	1,5
	1,3	1,2
Обмотка статора после ремонта, не связанного с подъемом стержней или переключенной пазов (крепление бандажей, уплотнение активной стали, подкраска и т. д.) Обмотка статора после полной или частичной переключенки пазов или перепайки лобовых частей	1,7	1,5

Примечание. 1. Испытательное напряжение собранной обмотки равно 1,2-2,5 U_н для напряжений до 6,6 кВ включительно и 1,2 (2U_н + 3 кВ) для напряжений 10,5 кВ и выше. Повышенным напряжением испытывается в течение 5 мин каждая фаза в отдельности при замкнутых остальных фазах. 2. Длительность прочих испытаний равна 1 мин. 3. До и после испытания повышенным напряжением промышленной частоты или выпрямленным напряжением производится измерение сопротивления изоляции с отсчетом показаний через 15 и 60 с мегомметром напряжением 2500 В. После укладки обмотки и пайки всех соединений измеряют сопротивление обмотки постоянному току.

алюминиевой фольгой до радиуса головки. Стержни (катушки), выдержавшие электрические испытания, маркируются и укладываются в деревянные угольники и на козлы в один ряд. Надрезается электрокартон марки ЭВ, гетинакс или стеклотекстолит для прокладок в пазы. Лакоткань из рулона наматывается в трубки по диаметру и рубится на куски шириной 25—35 мм.

При повреждении изоляции катушек в верхнем ряду и при отсутствии запасных катушек ремонт выполняется без подъема катушек на шаг. Для этого вырезается поврежденная часть полукатушки и заменяется такой же запасной. Разрез проводников катушки производят в лобовой части, по возможности раскатушки отдельные проводники по длине, чтобы не создавать средоточив отдельные проводники по длине, чтобы не создавать массивная пайка. Пайку новой полукатушки производят после подгонки стыков проводников припоем ПСр 15. Места паяк зачищают и изолируют. Для ликвидации повреждения как

временную меру из-за отсутствия резервных стержней (катушек) применяют технологию восстановления корпусной изоляции стержней (катушек).

При устранении повреждения стержней с терморезистивной изоляцией применяется следующая технология. Стержни устанавливаются на стойки (рис. 3-18). В месте повреждения изоляция срезается на конус длиной по 50 мм в каждую сторону по периметру стержня. Место разделки обезжиривают смесью бензина и спирта в соотношении 1:1, подсушивают и покрывают лаком. а изолируют микалентой марки ЛМЧ-ББ или ЛФЧ-ББ толщиной 0,13 мм вполнахлеста. Сверху изоляция укладывается одним слоем киперной ленты вполнахлеста и просушивается в течение 24 ч при температуре 20 °С. Затем киперная лента снимается. Восстанавливается покровная лента и полупроводящее покрытие. После подсушки лобовая часть покрывается эмалью марки ГФ-92ХС или ГФ-92ХК. Длина и порядок наложения полупроводящих покрытий показаны на рис. 1-1, а.

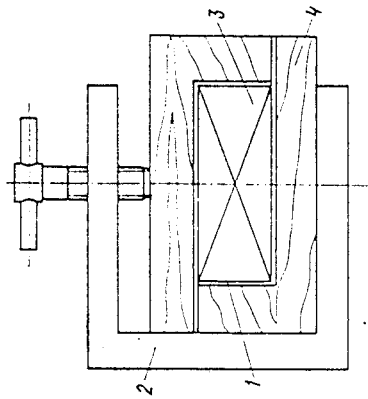


Рис. 3-17. Электрические испытания пазовой части стержней (катушек)
1 — фольга; 2 — струбцина; 3 — сечение пазовой части; 4 — деревянный угольник

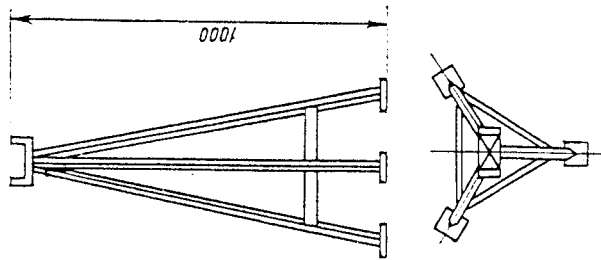


Рис. 3-18. Стойка для изоляции стержней

изоляция покрывается полупроводящей эмалью марки ПЛГ-233 в пазовой части и марки ПЛК-234 в лобовой.

Восстановление корпусной изоляции стержней или катушек с компаундной изоляцией выполняется по следующей технологии. Корпусная изоляция в месте повреждения срезается на конус длиной не менее 50 мм в каждую сторону по всему периметру стержня (катушки). Место разделки обезжиривают смесью бензина и спирта 1:1. Покрывают разделку и каждый слой ленты шеллачным лаком, а изолируют микалентой марки ЛМЧ-ББ или ЛФЧ-ББ толщиной 0,13 мм вполнахлеста. Сверху изоляция укладывается одним слоем киперной ленты вполнахлеста и просушивается в течение 24 ч при температуре 20 °С. Затем киперная лента снимается. Восстанавливается покровная лента и полупроводящее покрытие. После подсушки лобовая часть покрывается эмалью марки ГФ-92ХС или ГФ-92ХК. Длина и порядок наложения полупроводящих покрытий показаны на рис. 1-1, а.

При повреждении поверхностного полупроводящего слоя в пазовой или лобовой части его восстанавливают, предварительно удалив ленту с полупроводящим покрытием и наложив новую в зависимости от конструктивного исполнения обмотки.

Замена корпусной изоляции обмотки статора. Замена изоляции стержней или катушек производится при отсутствии резервной обмотки статора. Выбор изоляционного материала зависит от его наличия и от напряжения обмотки. Замену корпусной изоляции обмотки статора можно выполнять в стандартных условиях, но в связи с большой трудоемкостью изготовления специальной оснастки, большими производственными площадями, особенностями технологического процесса ее рекомендуется производить в условиях завода, ремонтного предприятия или производственной базы. В том случае, когда необходимо восстановление изоляции нескольких стержней (катушек), поврежденных во время профилактических испытаний при капитальном ремонте, эту работу выполняют в условиях электростанции.

Изолировка микалентой ЛМЧ-ББ без компаундирования. Стержень вая обмотка. Стержень устанавливается на стойке (рис. 3-18) и очищается от старой корпусной изоляции специальным ножом (рис. 3-19). Лучшие результаты получаются с предварительным нагревом изоляции до температуры 50—60 °С для размягчения компаунда. Нагрев производится от сварочного трансформатора. Снятие корпусной изоляции начинают с лобовой части. Снимают осторожно во избежание повреждения изоляции элементарных проводников. После снятия изоляции со стержня проводники скрепляют киперной лентой. Затем стержень осматривают, убеждаясь в отсутствии повреждения изоляции элементарных проводников, обрывов, вмятин,

поламнина (отвердитель). Приготовленные компаунда производится сменением компонентов в указанном порядке. Полиэтиленопламин вводится в состав перед самым употреблением, и состав тщательно перемешивается. Для приготовления компаунда желательно иметь плоскую ванночку. Жизнеспособность компаунда 1,5—2 ч при 20 °С. После отверждения компаунда на место повреждения наносится стеклослюдицистая лента марки ЛСК-110 СП или ЛСК-110 СТ вполнахлеста с заходом на 25—30 мм в обе стороны на корпусную изоляцию стержня. Каждый слой ленты после наложения промазывается компаундом без наполнителя. Сверху отремонтированная изо-

оплавления. Поврежденная элементарная изоляция ремонтируется наложением вполнахлеста одного слоя микалента ЛМЧ-ББ толщиной 0,13. Местные повреждения ремонтируют прокладкой полос гибкого миканита.

Обрывы и оплавления проводников запаивают припоем НСр 15, защищают и изолируют. Концы стержней очищают от остатков припоя и раздвигают все проводники с зазором 3—4 мм. С помощью лампы и щупов при напряжении 220 В проверяют отсутствие замыканий между элементарными прокладками. В местах замыканий прокладывают полоски гибкого миканита на лаке БТ-99 или шел-лочном лаке. Переходы проводников в трансформации выравнивают замазкой, состоящей из лака БТ-99 или эмали ГФ-92ХС (ХК) и молотого асбеста в отношении 1:1. Перед приготовлением замазки молотый асбест проверяется магнитом на отсутствие включений железа. Весь стержень покрывают смесью глифталевого (ГФ-95) и бакелитового лака в отношении 1:1, после чего подсушивают в течение 15—20 мин при температуре 20 °С.

Изолируют стержень семью слоями микалента ЛМЧ-ББ вполнахлеста (0,13×25 мм), каждый оборот микалента при этом подтягивают рукой. Все слои накладывают с одной и той же стороны. Каждый слой микалента плотно подтягивают киперной лентой впри-тык, которую затем снимают. Седьмой слой микалента подтягивают киперной лентой вполнахлеста и оставляют на стержне для опрессовки. Помещают стержень в сушильный шкаф (рис. 3-20). За 5—6 ч поднимают температуру в шкафу до 105—110 °С и выдерживают при этой температуре 10—12 ч. Извлекают стержень из сушильного шкафа, покрывают пазовую часть триацетатной пленкой и закладывают в пресс-форму (рис. 3-21), нагревают до температуры 60—70 °С. Равномерно затягивают боковые болты пресс-формы к ее краям, а затем вертикальные, поднимают температуру пресс-формы до 115—120 °С и опрессовывают стержень дополнительной подтяжкой всех болтов в той же последовательности.

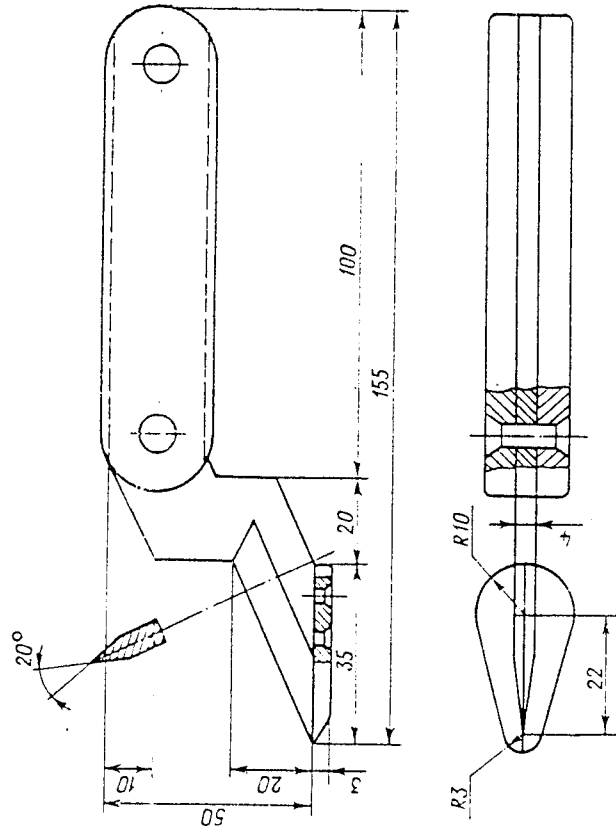


Рис. 3-19. Нож для снятия корпусной изоляции

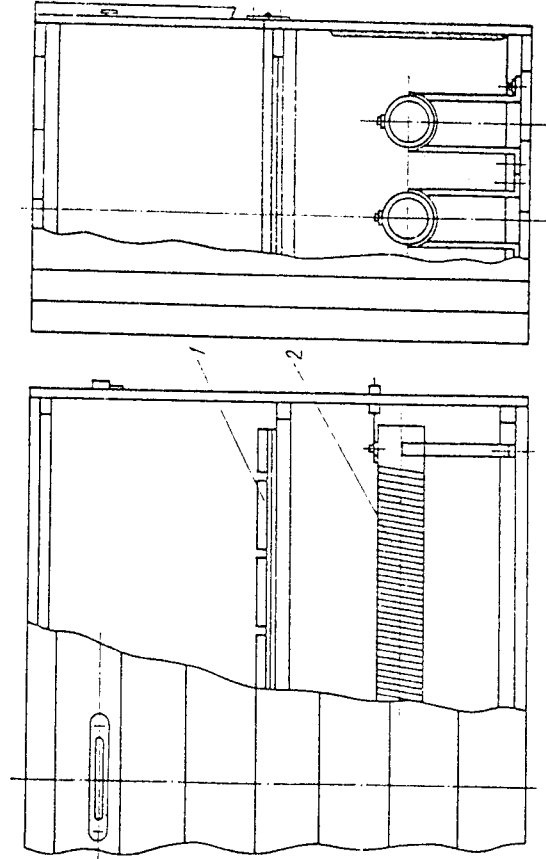


Рис. 3-20. Термостат
1 — полка; 2 — три нагревательных элемента мощностью 5,5 кВт на напряжении 220 В

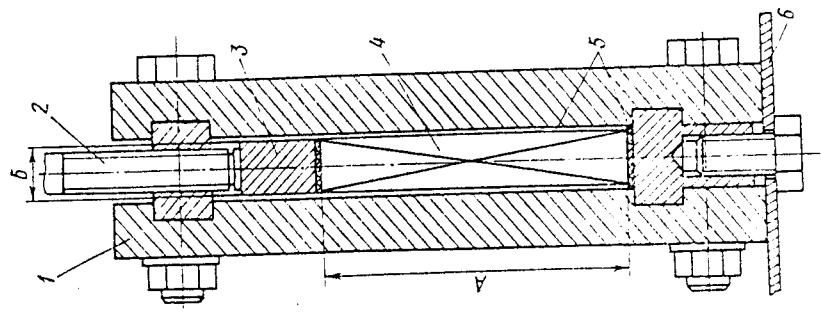


Рис. 3-21. Пресс-форма для опрессовки пазовой части корпусной изоляции стержней
1 — пелка; 2 — нажимной винт; 3 — нажимная планка; 4 — стержень; 5 — изоляционные прокладки; 6 — опора

Лобовые части при этом подтягиваются дополнительным слоем киперной ленты.

Стержень выдерживается в пресс-форме при данной температуре 2—3 ч, затем нагрев прекращается и пресс-форма охлаждается до окружающей температуры. Извлекают стержень из пресс-формы, снимают триацетатную пленку, киперную ленту, проверяют качество опрессовки и состояние изоляции. Выполняют вторую изолировку по указанной технологии. Последний слой микаленты на лобовой части подтягивают одним слоем стеклянной ткани ЛЭС (0,1X X20 мм) вполнахлеста. Общее число слоев микаленты выбирают в зависимости от напряжения (табл. 3-4). Выполняют сушку и опрессовку, как указано выше. В каждом случае число опрессовок для разного напряжения решается отдельно в зависимости от качества опрессовки пробного стержня. При числе опрессовок, большем одной, свободные места в пресс-форме (по ширине *Б* и высоте *А*, рис. 3-21) заполняются стеклотекстолитовыми прокладками. Опрессованный стержень проверяется калибром на соответствие чертежным размерам. Изоляция проверяется на электрическую прочность согласно нормам электрических испытаний (табл. 3-4) и покрывается в пазовой части лентой ЛАЛЭ-1 толщиной 0,35 мм впритык и полупролящими эмальями.

Катушечная обмотка. Катушка устанавливается на стойке (рис. 3-22). Для размягчения компаунда изоляцию разогревают до температуры 40—50 °С от сварочного трансформатора. Пазовая часть очищается от старой корпусной изоляции. Что не нарушилась геометрическая форма катушки, изоляция с середины лобовой части срезается на конус. Иногда изоляция удаляется со всей катушки. В этом случае для исправления

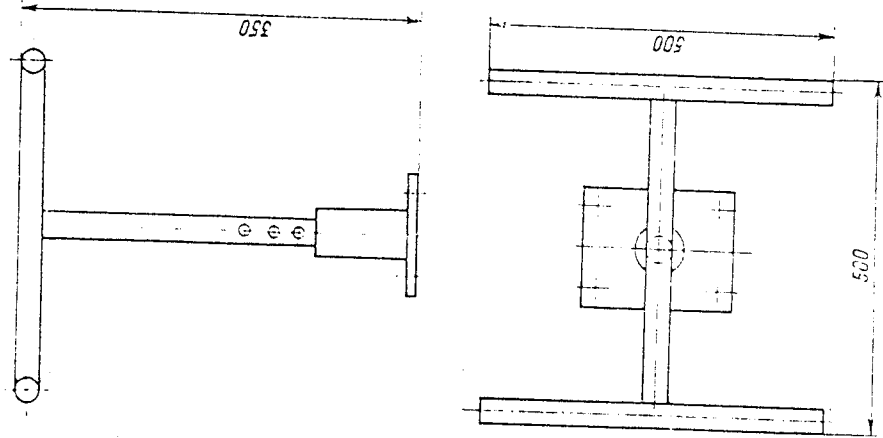
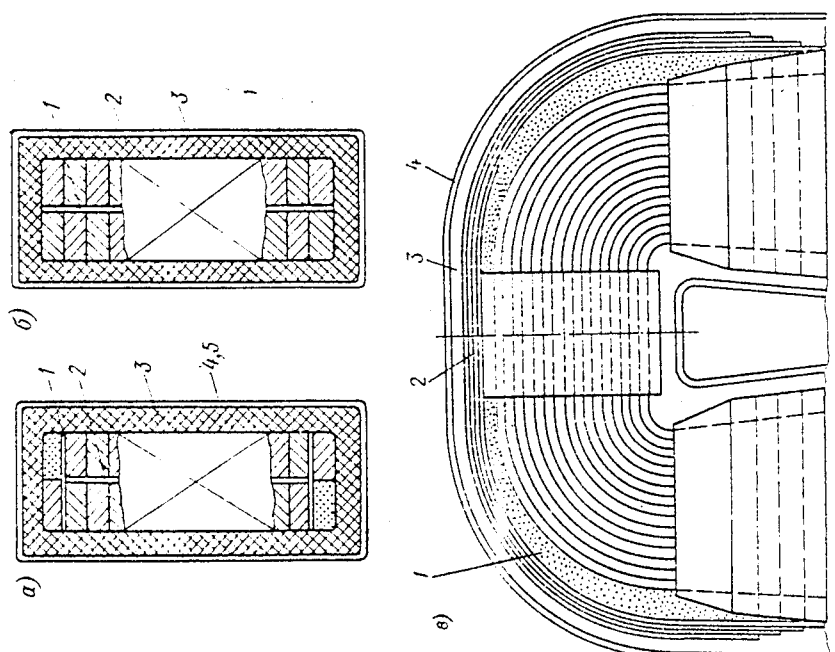


Рис. 3-22. Поворотная стойка для изолирования катушек

Таблица 3-4. Толщина изоляции стержня, мм



Позиция рисунка	Полупролящие изоляции					Номинальное напряжение, кВ					
	3,15	6,3	10,5	13,8	15,75	18	20				
1	Микалит гибкий ГМС толщиной 0,2 мм под переходы					0,4					
2	Микалит гибкий ГМС толщиной 0,2 мм, вертикальная прокладка					0,5					
3	Микалента ЛМЧ-15В толщиной 0,13 мм вполнахлеста					6	8	9,5	10,5	12,0	12,5
4	Лента асболовансовая ЛАЛЭ-1 толщиной 0,35 мм					0,7					
5	Лента стеклянная ЛЭС толщиной 0,2 мм встык					—					
	Лаковое покрытие					0,2					

Пазовая часть (рис. а)

Продолжение табл. 3-4

Позиция	Наименование изоляции	Номинальное напряжение, кВ											
		3,15	6,3	10,5	13,8	15,75	18	20					
	Разбухание изоляции: по ширине по высоте Двойная толщина изоляции: по ширине по высоте Допуск на размеры: ширина высота				0,3 0,5								
	Любовая часть (рис. б)												
1	Микалит гибкий ГМС толщиной 0,5 мм, вертикальная прокладка				0,5								
2	Микалента ЛМЧ-ББ толщиной 0,13 мм вполнахлеста	3,0	5,5	7,5	9,0	10	12	11					
3	Лента стеклянная толщиной 0,2 мм вполнахлеста Лаковое покрытие Разбухание изоляции: по ширине по высоте Двойная толщина изоляции стержня: по ширине по высоте Допуск на размеры: ширина высота				0,8 0,2 2,0 3,0								
	Изоляция головки (рис. в)												
1	Замазка												
2	Микалит коробки толщиной 0,5 мм (число пар)		1	2	2	3	4	5					
3	Стеклолакоткань ЛЭС толщиной 0,2 мм вполнахлеста (число слоев)	3	4		5	8	10						
4	Лента стеклянная ЛЭС толщиной 0,2 мм вполнахлеста (число слоев) Двойная толщина				1								
	Изоляция головки (рис. в)	3,6	5,9	7,3	7,3	9,6	13,7	16,9					

формы катушки необходимо изготавливать деревянный шаблон. Осматривается витковая изоляция. В случае обрывов, трещин, оплавленной элементарных проводников их запаивают припоем ПСр15. При отдельных нарушениях витковой изоляции ставят прокладку между витками из полосок гибкого микалента или слой микалента ЛМЧ-ББ вполнахлеста.

Таблица 3-5. Толщина изоляции катушек, мм

Позиция	Наименование изоляции	Номинальное напряжение, кВ		
		3,15	6,3	10,5
	Пазовая часть (рис. а и б) *			
1	Прокладка из памоточной бакелитропановой бумаги	—	—	0,1
2	Микалента 0,13 мм, 2 слоя	—	—	1,04
3	Вполнахлеста Стеклолента 0,15 мм, 1 слой	—	0,6	—
4	Вполнахлеста Микалента 0,13 вполнахлеста	3,64 (7 слоев)	5,72 (11 слоев) 0,7	6,76 (13 слоев) 0,7
5	Лента асболовасолевая, 1 слой виртык Лаковое покрытие Разбухание изоляции Общая толщина Допуск на размеры: ширина высота	4,74	7,52	9,7
	Любовая часть (рис. в) **			
1	Стеклолента 0,1 мм, 1 слой	—	0,4	—
2	Вполнахлеста Микалента 0,13 мм вполнахлеста	3,12 (6 слоев)	5,2 (10 слоев) 0,8	6,24 (12 слоев)
3	Стеклолента 0,2 мм, 1 слой вполнахлеста Лаковое покрытие Разбухание изоляции Двойная толщина Допуск на размеры: ширина высота	6,52	8,6	10,78
	Допуск на размеры: ширина высота	±1,0	±1,2	±2,0

* На напряжение 3,15 и 6,3 кВ (рис. а) и 10,5 кВ и выше (рис. б).

** На напряжение 3,15 и 6,3 кВ (рис. а) и 10,5 кВ и выше (рис. б).

Поверхность катушки покрывается лаком БТ-99. Пазовая часть изолируется пятью слоями микаленты ЛМЧ-ББ (0,13×25 мм) вполнахлеста. Каждый оборот микаленты подтягивается рукой. Перед изолированием катушка подогревается до температуры 40—50 °С на поверхности изоляции. Каждый слой

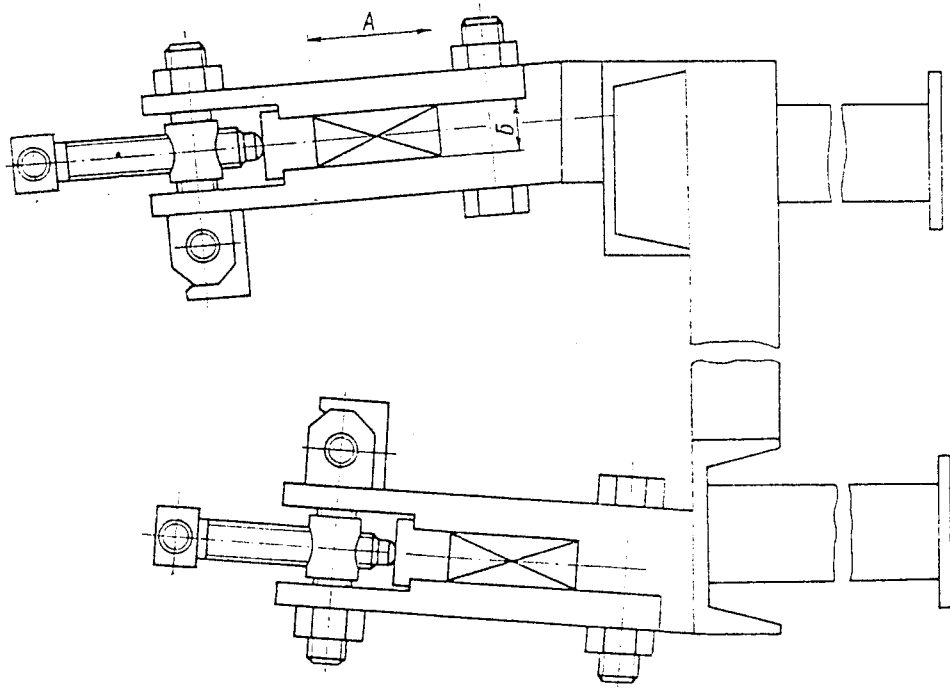


Рис. 3-23. Пресс-форма для опрессовки пазовой части корпусной изоляции катушек
Размеры АХВ — сечение катушки

микаленты подтягивается киперной лентой. После наматывания пятого слоя микаленты изоляция уплотняется одним слоем стеклянной ленты (0,1×25 мм) впритык. Поверхность стеклянной ленты покрывается лаком БТ-99, и накладываются оставшиеся слои микаленты (табл. 3-5). При необходимости опрессовки катушек изготавливается пресс-форма (рис. 3-23). Опрес-

совка изоляции катушек в пресс-форме аналогична опрессовке стержневой обмотки. После окончания изолирования пазовая и лобовая части катушки при напряжении обмотки статора 10,5 кВ и выше покрываются полупроводящим слоем. Катушки на напряжение 6,3 кВ изолируются сверху стеклянной лентой (0,2×25 мм) впритык в пазовой части и вполнахлеста в лобовой. Лента покрывается лаком БТ-99, а затем эмалью ГФ-92ХС (ХК). Катушка перед укладкой в пазы нагревается до температуры 70—80 °С.

Изолировка обмотки стеклослюдяниновой лентой. Подготовка вительные операции до изолирования стержней (катушек) аналогичны рассмотренным. Перед изолированием стержень промазывается компаундом К-110 или смесью глифталевого и бакелитового лаков (1:1). Стержень изолируется стеклослюдяниновой лентой марки ЛС1К-110СТ или ЛС2К-110СТ вполнахлеста:

Номинальное напряжение, кВ	10,5	13,8	15,75	18
Толщина изоляции, мм	9,7	11,5	12,5	14,5
Пазовая часть по ширине	10,8	12,6	13,6	16,6
Лобовая часть по ширине	9,1	10,6	11,6	13,6
Лобовая часть по высоте	9,2	10,7	11,7	13,7

При изолировании обмотки на напряжение 6,3 кВ хорошие результаты даст сочетание лент ЛС1К СП и ЛС1К СТ (1:1). При изолировке необходимо обратить внимание на то, чтобы стеклянные нити подложки не попадали поперек накладываемой ленты. После наложения всех слоев изоляции стержень покрывается триацетатной пленкой и изоляция запекается в пресс-форме при температуре 160 °С в течение 20 ч. Далее стержень покрывается полупроводящим покрытием для напряжения 10,5 кВ и выше.

Проверка полупроводящих эмалей. Перед применением полупроводящих эмалей их тщательно перемешивают и определяют их пригодность.

Эмаль ПЛГ-233. Два образца из стеклоткани размером 0,1×35×200 окунают в эмаль ПЛГ-233. Дают стечь излишкам эмали и помещают в печь, нагретую до температуры 100 °С, на 3 ч. Образцы извлекаются из печи и охлаждаются до окружающей температуры. Концы образцов оборачиваются фольгой (рис. 3-24). Мегомметром замеряется поверхностное сопротивление. Удельное поверхностное сопротивление вычисляется по формуле $2Ra/b$, где R — показания мегомметра, Ом; a — ширина ленты, мм; b — расстояние между электродами, мм. Удельное поверхностное сопротивление должно быть $5 \cdot 10^2$ — $3 \cdot 10^4$ Ом.

Эмаль ПЛК-234. Изготавливаются два образца размером 1×150×120 мм из стеклотекстолита марки СТ. С одной стороны их покрывают эмалью ПЛК-234 и подсушивают 15—

20 мин при температуре 20 °С. Покрывают образцы эмалью второй раз и подсушивают при той же температуре 24 ч. Складывают образцы вместе эмалью наружу и кладут на заземленное основание. В центре пластины устанавливается латунный электрод диаметром 25—30 мм, высотой 30—40 мм. На электрод подается напряжение 28—30 кВ промышленной частоты (рис. 3-25). Поворачивают нижним образцом вверх. Повторяют испытание. Эмаль считается пригодной для применения при отсутствии электрических разрядов между испытываемыми образцами во время приложения напряжения.

Мероприятия по предотвращению повреждений обмоток статора. Во время эксплуатации происходит неравномерный температурный износ микалентной изоляции обмотки статора с по-

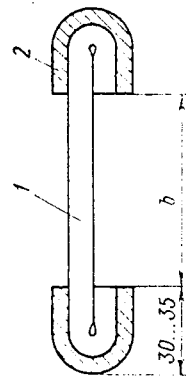


Рис. 3-24. Контроль эмали ПЛГ-233
1 — образец; 2 — фольга

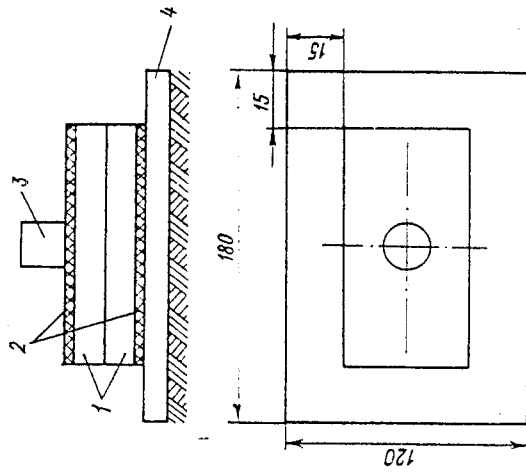


Рис. 3-25. Контроль эмали ПЛК-234
1 — образец; 2 — эмаль; 3 — электрод; 4 — основание

минальным напряжением 10,5 кВ и выше. Главтехуправление Минэнерго рекомендует во время капитальных ремонтов менять местами линейные и нулевые выводы обмотки статора генератора. Главной целью перемены выводов является выравнивание износа и продление срока службы изоляции обмотки статора. При перемене местами нулевых и линейных выводов повреждаемость корпусной изоляции не снижается, но изменяется вероятность перехода повреждений в междуфазные замыкания. При пробое изоляции стержня, соединенного с линейным выводом, происходит увеличение напряжения других фаз относительно корпуса в $\sqrt{3}$ раз, а у стержня, соединенного с нулевым выводом, этого не произойдет. Пробой изоляции стержня, расположенного в нейтрали, т. е. соединенного с нулевым выводом, не вызовет изменения напряжения относительно корпуса и не может явиться причиной пробоя ослабленной изоляции в другой точке обмотки. Таким образом, перемена мест выво-

дов генератора позволяет значительно снизить число пробоев и резко уменьшить вероятность перехода замыкания на корпус в междуфазное короткое замыкание.

Уплотнение обмотки в пазу. При зазоре между стержнем и стенкой паз сердечника, равном 0,3 мм и более для терморезактивной изоляции и 0,5 мм и более для компаундированной изоляции, производится уплотнение обмотки стержней в пазу. Для определения зазора расклинивается паз. Стальными клиньями стержень отжимается на одну сторону, и замеряется зазор. Уплотнение выполняется полупроводящим гофрированным стеклотекстолитом СТЭН-II и плоским СТЭФ-II. Прокладки нарезаются на 50 мм выше пазы или стержня и устанавливаются со сбегающей стороны стержня в зависимости от направления вращения ротора. Прокладки из плоского стеклотекстолита устанавливаются с помощью оправки (рис. 3-26) между стенкой пазы и гофрированной прокладкой. Место стыковки прокладок располагают напротив вентиляционного канала, и между ними допускаются зазор по длине не более 80 мм. После установки стальные клинья, выступающие части прокладок обрезаются, пазы заклиниваются. После окончания работ производятся электрические испытания и измерения.

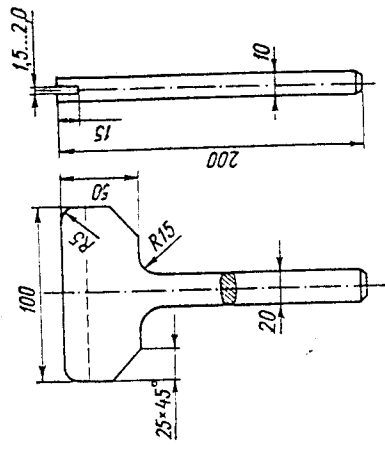


Рис. 3-26. Оправка для установки уплотняющих прокладок в пазы статора

7. Замена обмотки. Перед началом работ по замене обмотки статора генератора выполняются все подготовительные работы. Подготавливается ремонтная площадка, необходимое оборудование, приспособления, аппаратура, инструменты и материалы. Перед укладкой стержня (катушки) размещают на козлах вблизи статора. Полная замена обмотки статора обычно выполняется по проекту, разработанному для конкретных условий электростанции. До начала ремонта предусматривается изготовление необходимой оснастки и приспособлений, запасных частей, организация испытательного стенда для проверки электрической прочности изоляции до укладки и в процессе укладки обмотки, устройство лесов и подмостей, размещение деталей и запасных частей на ремонтной площадке.

При составлении проекта разрабатываются сетевой технологический график замены обмотки, чертеж заполнения пазы, чертеж заклинивки пазов статора, чертежи специальной нестандар-

тизованных оснастки и запасных частей (пазовые клинья, хомутики, изоляционные коробки, дистанционные распорки, упоры для нижних концевых клиньев и т. д.), технология пайки и изолировки соединенной обмотки, перечень основных и вспомогательных материалов, поставляемых электростанцией и ремонтной организацией. Просктом предусматривается размещение на ремонтной площадке основного и вспомогательного оборудования и расположение подготовительных участков. При подготовке к замене обмотки составляется раздельная ведомость на изготовление оснастки и запчастей электростанцией и ремонтной организацией, а также поставку основных и вспомогательных материалов. На время работ предусматривается организация площадок для очистки от старой изоляции и изолировки кронштейнов, перемычек, соединительных и выводных шин, а также очистки и ремонта крепежных деталей. Все участки ремонтной площадки должны соответствовать требованиям безопасности работ и противопожарной безопасности.

Подготовка комплекта обмотки. До начала работ весь запасной комплект обмотки проверяется на соответствие чертежным размерам и на электрическую прочность изоляции согласно нормам испытаний электрооборудования (табл. 3-6). При проверке отклонения размеров стержней (катушек) допускаются в пределах, указанных на чертеже. При больших отклонениях размеров стержней из-за разбухания изоляции в пазовой части производится их исправление подпрессовкой в нагретом состоянии в пресс-форме (см. рис. 3-21). Это относится к стержням с термопластичной изоляцией. Размер стержня по высоте пазовой части, меньшей или большей пределов допуска, компенсируется соответствующими прокладками при укладке стержней (катушек) в пазы. При толщине стержня, меньшей чертежной, по широким граням добавляется изоляция из микаленты ЛМЧ-ББ или из полосок прокладочного микалента на лаке БТ-99. Полоски устанавливаются под полупроводящее покрытие. В отдельных случаях, когда толщина стержня больше допустимой, излишки изоляции осторожно срезают ножом и поверхность зачищают стеклянкой шкуркой. При терморезактивной изоляции излишки изоляции, не превышающие 0,5 мм по широкой грани, снимаются напильником, а поверхность зачищается стеклянкой шкуркой. После осмотра, проверки и ремонта обмотку проверяют на электрическую прочность изоляции.

Во время проверки стержни комплектуются согласно схеме обмотки, например нижние стержни, нижние выводные, верхние и т. д. После испытания на стержень навешивается бирка. Стержни упаковываются в бумагу и укладываются в один ряд на угольниках на козлы.

Демонтаж обмотки статора. Перед демонтажем обмотки статора сверяется чертеж «статор обмотанный» с натурой. Для

Таблица 3-6. Объем и нормы испытаний изоляции при полной замене обмотки статора

Испытуемая изоляция	Кратность испытательного напряжения по отношению к номинальному		Длительность испытания, мин
	до 6,6 кВ включительно	10,5 кВ и выше	
Напряжением промышленной частоты:			
Стержни до укладки в пазы, пазовая часть	3	3	1
Лобовая часть	1,6	1,5	1
Кронштейны до установки	1,2	1,2	1
Бандажные кольца до установки	1,8	1,5	1
Соединительные шины до установки	2,5	2	1
Выводные шины до установки	2,5	2,5	1
Стержни после укладки в пазы	2,8	2,7	1
Каждая фаза по отношению к корпусу и двум другим заземленным фазам полностью собранной обмотки	2,5	2U _н + 3, кВ	1
Обмотка статора после сборки: перед пуском	1	1	1
при снятии характеристик холостого хода	1,5	1,5	5
Выпрямым напряжением после перемотки	1,2 · 2,5U _н , кВ	1,2 (2U _н + 3), кВ	5

Примечание. 1. Для многовитковых стержней и катушек вытковую изоляцию испытывают согласно инструкции по эксплуатации установки ВЧФ-7П-25 (УЗПИ) напряжением 2500 В на виток продолжительностью 0,1 мин.

2. Сопротивление изоляции терморезисторов совместно с соединительными проводами до и после укладки их и шин проверяется мегаомметром на напряжение 250 В; длительность испытания 1 мин.

3. До и после испытаний повышенным напряжением промышленной частоты или выпрямленным напряжением производится измерение сопротивления изоляции с отсчетом показаний через 15 и 60 с мегаомметром на напряжение 2500 В.

4. После укладки и пайки всех соединений проверяют сопротивление обмотки по стояному току.

накопления опыта рекомендуется перед разборкой обмотки провести электрические испытания по специальной программе.

Срубается изоляция с мест паяк соединительных и выводных шин, перемычек; срезается бандаж, расплавляются и снимаются перемычки и шины. Снимается изоляция с головок стержней. Распайка головок, запаянных припоем ПОС 40, выполняется электроугольными клещами, а запаянные твердым припоем МФ или ПСр 15,— газовой горелкой. При распайке удаляются хомуты и медные клинья, если они имеются. Срезается бандаж на упорах нижних концевых клиньев, и клинья удаляются из пазов статора. Клинья и упоры передаются на чистку и дефектацию. Срезаются бандажи с лобовых частей обмотки. Извлекаются из пазов в холодном состоянии верхние стержни (см. п. 6), или поднимается шаг катушечной обмотки. В том случае, когда

стержни плохо поддаются выемке, применяется клин, изготовленный из сухого дерева или текстолита. Стержни с компандированной изоляцией и очень плотной установкой в пазу извлекаются с предельно возможным нагревом электрическим током до температуры 85—90 °С.

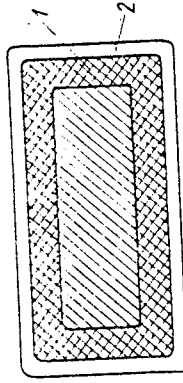
В процессе выемки стержней уточняется расположение терморезанторов в пазах статора в соответствии с заводским чертежом. После этого стержни удаляют. При низком сопротивлении и старении изоляции демонтируется соединительная прокладка. Удаляют из пазов нижние стержни аналогично верхним. Демонтируются кронштейны соединительных и выводных шин. Бандажные кольца очищаются от грязи, масла и проверяются на электрическую прочность изоляции. При хорошем состоянии изоляции можно ограничиться заменой верхнего слоя стекланоной ленты. При пробое изоляции во время электрических испытаний изоляция заменяется полностью или частично, что зависит от общего ее состояния.

Извлеченные недеформированные стержни очищаются, осматриваются, испытываются и передаются на хранение как резервные. Стержни (катушки) с поврежденной изоляцией и деформированные передаются в металллом. Демонтированные перемычки, соединительные и выводные шины очищаются, осматриваются, ремонтируются и испытываются на электрическую прочность изоляции. После проверки укладываются в бумагу и складываются для последующей установки в статор. В процессе разборки обмотки выполняется маркировка всех съемных деталей (шин, перемычек, кронштейнов и т. д.). Краской маркируются пазы начиная с № 1 по часовой стрелке и далее через 10 пазов. Отмечаются пазы, в которых находятся терморезанторы, выводные стержни и перемычки. Все крепежные детали очищаются, осматриваются, поврежденные заменяются новыми.

Подготовка к укладке обмотки. После демонтажа обмотки убираются все посторонние предметы, мусор, остатки изоляции. Сердечник очищается от масла и продувается сухим сжатым воздухом. Осматривают сердечник со стороны расточки и спинки, нажимные плиты, пазы, зубцы. Проверяются размеры пазов сердечника и плотность запрессовки активной стали. В случае ослабления запрессовки ее устранение производится, как отмечено выше (см. п. 2). После очистки и ремонта сердечник испытывается на нагрев и потерю методом кольцевого намагничивания, как сказано в п. 3. Сердечник со стороны расточки покрывают из краскораспылителя тонким слоем лака БТ-99 или эмали ГЛ-92ХК. Подготавливаются все детали крепления (болты, шпильки, гайки, распорки, клинья, упоры, хомутки и т. д.), прокладки из картона ЭВ, гетинакса или текстолита, предназначенные для установки в лобовой части обмотки, на дно пазов, между стержнями в пазу. Прокладки из картона ЭВ пропитывают лаком БТ-99. Лыняной крученный шнур

и шнур из стекляных нитей пропитывается лаком БТ-99 в базах, высушивается, а затем сматывается в клубки. Переволоки, руются и вновь испытываются бандажные кольца, перемычки, соединительные и выводные шины, не выдержавшие электрических испытаний (табл. 3-7).

Таблица 3-7. Толщина изоляции деталей статора, мм



Позиция элементов	Наименование	Номинальное напряжение, кВ				
		10,5	13,8	15,75	18	20
Бандажные кольца						
1	Лента стеклослюдянистая толщиной 0,17 мм вполнахлеста	6,1	7,5	8,8	10,9	12,2
2	Лента стекланоная ЛЭС толщиной 0,2 мм вполнахлеста			0,8		
	Двойная толщина изоляции	6,9	8,3	9,6	11,7	13
Выводные и соединительные шины; перемычки						
1	Лента стеклослюдянистая толщиной 0,17 мм вполнахлеста	6,8	8,2	9,5	12,2	14,3
2	Лента стекланоная ЛЭС толщиной 0,2 мм вполнахлеста			0,8		
	Двойная толщина изоляции	7,6	9,0	10,3	13	15,1
Соединения шин с обмоткой и друг с другом						
1	Лента стеклослюдянистая толщиной 0,17 мм вполнахлеста	7,5	8,8	10,2	11,6	12,9
2	Лента стекланоная ЛЭС толщиной 0,2 мм вполнахлеста			0,8		
	Двойная толщина изоляции	8,3	9,6	11,0	12,4	13,7

* 1 — корпусная изоляция; 2 — защитный слой.

Поверхность изоляции покрывается эмалью ГФ-92ХК. Нарезается стеклолакоткань на ленты шириной 30—40 мм. Резка производится под углом 45° к кромке, чтобы нити основы располагались под тем же углом. Такими лентами достигается равномерное и плотное наложение изоляции. Подготовленные кромки и шпндержатели устанавливаются на свои места и закрепляются болтами или шпильками в зависимости от конструкции (рис. 3-27). Проверяется соответствие чертежу. Изолуруются места сопряжений. Мегомметром проверяется отсутствие замыкания кронштейнов и шпндержателей на корпус.

Укладка обмотки с микалентной изоляцией. Берут пять нижних стержней. С обеих сторон прямолинейной части стержня отмечают мелом начало активной стали. Помещают стержни в термостат с температурой в нем 120—130 °С. Стержни нагреваются до температуры 80—90 °С на поверхности изоляции. Время нагрева 30—40 мин. На дно пазов устанавливаются пре-

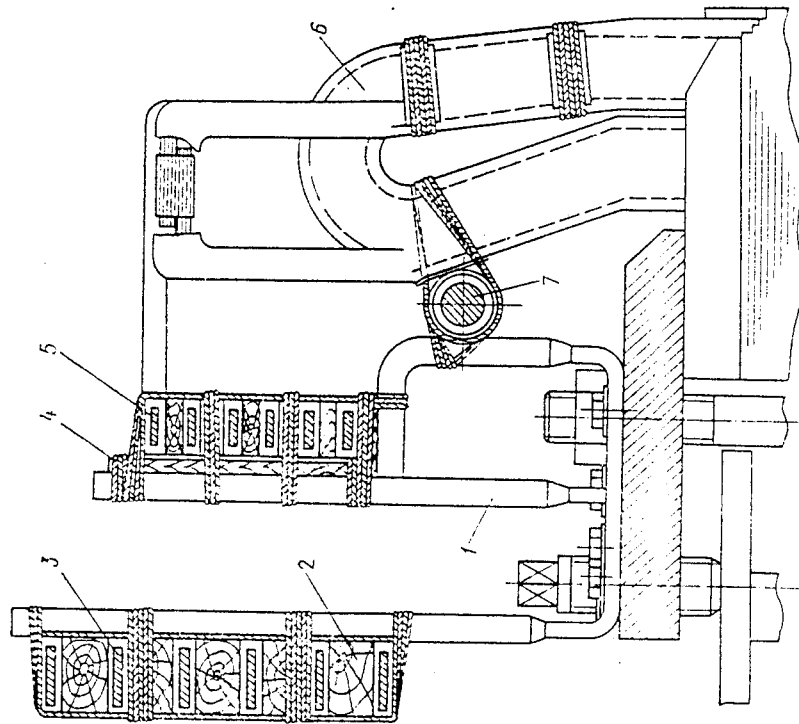


Рис. 3-27. Установка и крепление выводных и соединительных шин
1 — винт; 2 — распорка; 3 — выходящая шина; 4 — шпуровый бандаж; 5 — соединительная шина; 6 — лобовая часть обмотки; 7 — бандажное кольцо

кладки из картона ЭВ. Берется из термостата первый стержень, лобовая часть натрачивается миканитовым мылом и укладывается в паз статора. Стержень осаживается в лобовой части до середины паза равномерными ударами молотка массой 1,5—2,0 кг через прокладку из резины или транспортерной ленты. Пазовую часть стержня осаживают до отказа ударами молотка через осадочную доску, изготовленную из сухого дерева или текстолита. Выравниваются лобовые части стержня с помощью вилки

и обмоточной лопатки. Лобовая часть стержня плотно осаживается на бандажные кольца.

Сверху уложенного стержня ставятся временные прокладки из картона ЭВ толщиной 0,5—1,0 мм. Стержень закрепляется в пазу временными ветрышными деревянными клиньями в трех-четырёх местах. Набор лакированных прокладок из картона ЭВ скрепляется стекляной лентой вразбежку и покрывается эмалью ГФ-92ХК. Концы набора располагаются уступом со сдвигом 50—60 мм. Набор прокладок крепится к бандажным кольцам вразбежку стекляной лентой, а лобовые части — шнуром диаметром 2 мм. Под шнур на изоляцию устанавливается прокладка из картона ЭВ толщиной 0,2 мм. Бандаж накладывается в два параллельных ряда, в пять рядов с плотной утяж-

кой, так как при влезании к. з. в лобовых частях возникают усилия, стремящиеся отогнуть лобовые части к активной стали статора. На расстоянии шага укладываются в паз верхний стержень, нагретый в термостате. В паз вместо нижнего стержня укладывается деревянная доска. Производится проверка совпадения головок стержней, вылета лобовых частей и расположения головки против середины паза обмотки. Устанавливается второй нижний стержень. Устанавливаются

дистанционные распорки между лобовыми частями соседних стержней. Коррекцию придают лобовым частям специальными домкратами через прокладку (рис. 3-28). Крепятся лобовые части к бандажным кольцам (рис. 3-29), а в местах установки распорок накладывается бандаж целной вязки из шнура диаметром 2 мм (рис. 3-30). Бандаж покрывается лаком БТ-99. Таким образом выполняется укладка всех нижних стержней обмотки.

По мере укладки нижних стержней устанавливаются терморезисторы. Концы проводов терморезисторов и концы проводки соединяют скруткой. Места соединений смещают относительно друг друга на 30—50 мм (рис. 3-31). Пайка выполняется при помощи ПОС 40, изолируется шелковой лакотканью ЛШС и покрывается лаком БТ-99. Перед установкой в паз до доск зажимов у терморезисторов и проводки измеряется сопротивление изоляции мегомметром напряжением 250 В (см. табл. 3-6) и выполняется проверка на обрыв. После установки терморезисторов в пазу между проводами и по длине паза устанавливаются

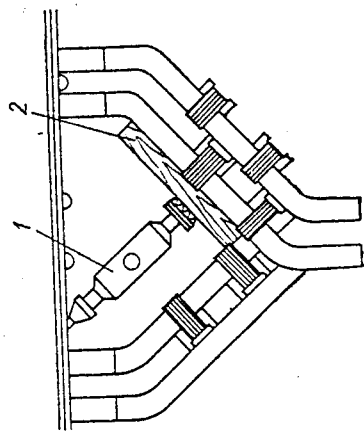


Рис. 3-28. Укладка лобовых частей
1 — домкрат; 2 — прокладка

ются выравнивающие прокладки из картона ЭВ толщиной 2 мм. В месте выхода проводов в вентиляционный канал прокладывается картон ЭВ толщиной 0,2 мм.

По мере укладки нижних стержней проводятся электрические испытания. При испытании между головками ранее испытанных стержней и новой группой прокладывается миканит, а корпус статора заземляется. Удаляются из пазов временные клинья и прокладки. Устанавливаются прокладки из картона ЭВ по чертежу заполнения паза. По указанной выше технологии укладываются в пазы верхние стержни. Между верхним и нижним слоями стержней в лобовой части против бандажных колец устанавливаются наборы прокладок из картона ЭВ, герникаса или стеклотекстолита толщиной 1,0—1,5 мм, длиной 700—1000 мм. Прокладки устанавливаются по мере укладки верхних стержней. Прокладки собираются в набор ступеньками. Соединение наборов производится встык и бандажируется стек-

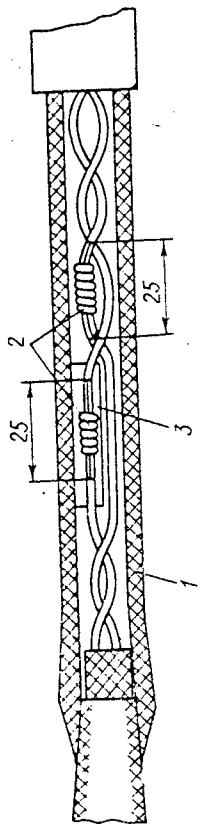


Рис. 3-31. Соединение терморезисторов с проводом
1 — изоляция; 2 — скрутка концов

лянной лентой вразбежку. Между нижними и верхними стержнями в пазы устанавливаются терморезисторы согласно схеме. При наличии распорок между стержнями на выходе из пазов их бандажируют к стержням по мере укладки обмотки.

Укладку стержней с терморезистивной изоляцией выполняют аналогично укладке стержней с компаундированной изоляцией, только без предварительного подогрева.

Укладка катушечной обмотки выполняется, как и укладка стержневой, с небольшой особенностью. Прокладываются по дну паза на длине шага деревянные рейки вместо нижних стержней катушек. К верхним сторонам лобовых частей бандажируются распорки согласно чертежу. У предварительно нагретых катушек укладывается в паз нижняя сторона, а верхняя сторона катушки заводится в паз верхней рейки. Для контроля вылета лобовых частей статора применяется приспособление (рис. 3-32). Лобовые части нижних сторон катушек крепятся к бандажным кольцам с установкой распорок между соседними катушками и на выходе из паза и с установкой бандажа целной вязки. Если конструкцией статора бандажные кольца не предусмотрены, целной бандаж и распорки устанавливаются между нижними сторонами лобовых частей соседних катушек. В конце укладки верхние стороны предварительно нагретых катушек

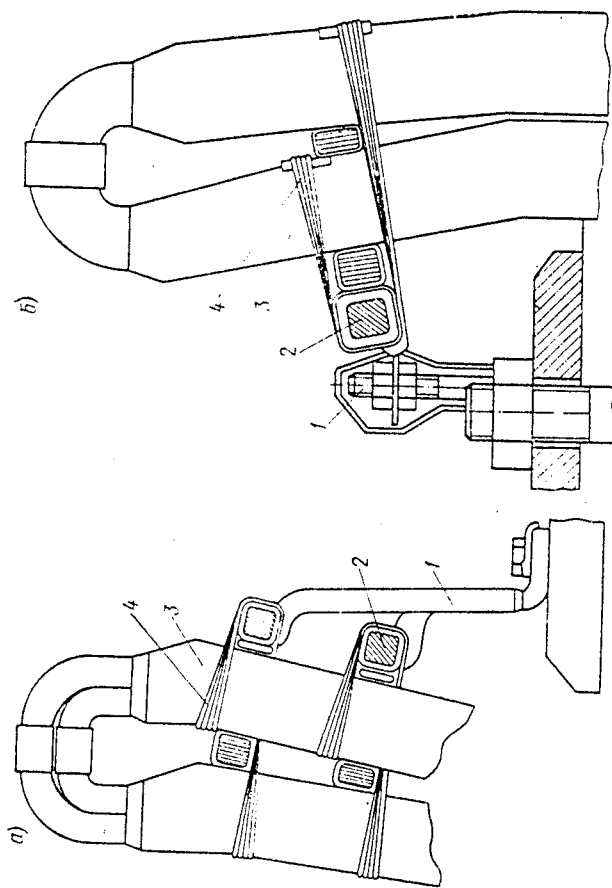


Рис. 3-29. Крепление лобовых частей к бандажным кольцам: а — установленным на крошнейнах; б — установленным на шпильках
1 — крошнейна; 2 — установленное кольцо; 3 — лобовые части обмотки; 4 — шпилька

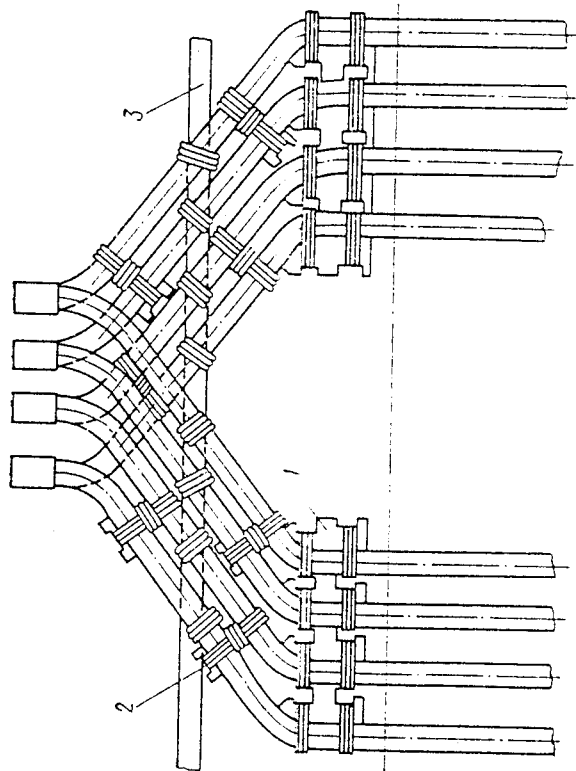


Рис. 3-30. Целная вязка бандажа
1 — распорка; 2 — шпилька; 3 — бандажное кольцо

первого шага отгибаются в сторону сердечника, удаляются деревянные рейки, и на дно пазов укладываются нижние стороны последних катушек. Затем укладываются верхние стороны катушек первого шага. По мере укладки выполняются электрические испытания и измерения.

Установка постоянных клиньев в пазы сердечника статора. Удаляются из пазов временные деревянные встречные клинья и прокладки. На верхний стержень устанавливаются прокладки из картона ЭВ, покрытые лаком БТ-99, и стеклотекстолита СТЭФ на напряжение 6,3 и 10,5 кВ; комплект прокладок на напряжение 13,8 кВ и выше прошивается полупроводящей эмалью ПЛГ-233. Толщина набора прокладок под клин определяется чертежом заполнения паза. Сначала устанавливаются средние, а затем крайние клинья, от середины к краям сердечника статора. Клинья забиваются в паз молотком массой 1,5—2,0 кг через специальную выколотку, изготовленную из текстолита или стеклотекстолита, либо пневмомолотком со специальной оправкой. Против заклиниваемых пазов в лобовых частях прокладывают картон ЭВ для защиты изоляции от повреждений. Клинья устанавливаются таким образом, чтобы пролезли в них и вентиляционные каналы сердечника совпали, а скосы в клиньях соответствовали вращению ротора и потоку воздуха, входящему в вентиляционные каналы статора. Плотность заклиновки, особенно концевых клиньев, контролируется легкими ударами молотка. Клин при ударе должен издавать глухой звук, а при касании рукой должно отсутствовать дребезжание. В случае ослабления клина под верхнюю прокладку устанавливается дополнительная прокладка из картона необходимой толщины. Обычно подклиновые прокладки устанавливаются таким образом, что клин до своего места по пазу двигается свободно, а упирается только в месте установки. После заклиновки прокладки сверху и снизу статора обрезаются заподлицо с клином, а с торца нижних клиньев устанавливаются упоры с креплением их к стержням (катушкам) клиньев упоры препятствуют выпадению их из пазов. Упоры и клинья изготавливаются из гетинакса, текстолита, стеклотекстолита или пресс-материала АГ-4.

Пайка головок обмотки. Пайка мест соединений обмотки статора крупных гидрогенераторов с поверхностным охлаждением выполняется серебряным припоем марки ПСр 15. Ральше

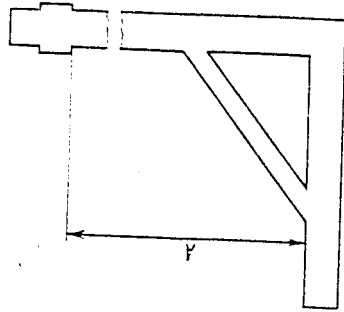


Рис. 3-32. Приспособление для контроля вылета лобовых частей
А — расстояние от нижнего вентиляционного канала до верха обмотки

пайку соединений производили мягким припоем марки ПОС 40 или ПОС 61, который не всегда обеспечивал длительную эксплуатацию генераторов; соединения нарушались из-за старения припоя, вибраций, шзкого предела механической усталости и т. д. Поэтому припой ПОС 40 или ПОС 61 применяется в настоящее время при пайке генераторов небольшой мощности и пайке болтовых соединений соединительных и выводных шин. В последние годы многие ремонтные предприятия применяют для пайки мест соединений (головок) гидрогенераторов с поверхностным охлаждением припой — сплав меди с фосфором марки МФ-3 или МФ-7. Для улучшения механических свойств в медно-фосфорный припой при плавлении добавляют 2 % серебра в виде припоев ПСр 15 или ПСр 45. При пайке твердыми припоями применяется флюс 209.

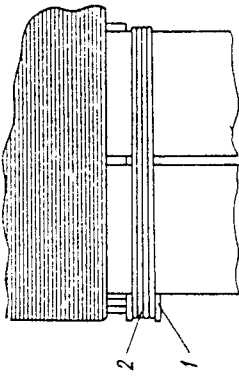


Рис. 3-33. Крепление нижних концевых пазовых клиньев
1 — упор; 2 — шпуровой бабдаж

Перед пайкой стержневой обмотки все лобовые части стержней от бандажного кольца до конца изоляции головок изолируются стеклотекстолитом или лентой вполнахлеста. Головки стержней стягиваются струбциной (рис. 3-34) и собираются в хомуты. Хомутки изготавливаются из меди марки М1 толщиной 3 мм и шириной 30—35 мм без учета медного клина. Перед установкой хомутки отжигаются и охлаждаются в воде. Места вокруг паек обкладываются асбестовой бумагой и мокрой тестобразной асбестовой массой. Пайка выполняется двумя газовыми горелками с наконечниками № 5 или 6. Сначала заполняется припоем МФ-3 или МФ-7 стык, затем хомуты обжимается клещами и пропаннается по периметру с двух сторон. Не рекомендуется воздействовать пламенем горелки на припой во время пайки. После окончания пайки соединские охлаждаются ветошью, смоченной в воде. При наличии в одной головке двух или трех хомутиков (рис. 3-35) вначале производится пайка хомутика со стороны сердечника статора. Пайка головок припоем ПСр 15 выполняется обычно без хомутика внахлест либо

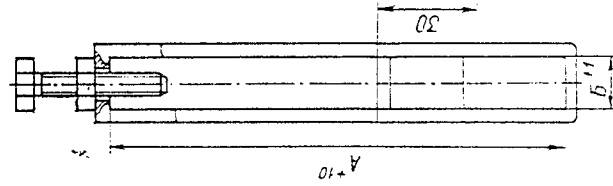


Рис. 3-34. Струбцина
А — ширина головки; Б — толщина

выполняется обычно без хомутика внахлест либо

выполняется проводниками. Пайка стык предпочтительна из-за меньшего расхода припоя, более надежного соединения и лучшего визуального контроля.

В связи с тем что припой МФ является самофлюсующимся, при пайке не требуется удаления припоя ПОС 40 (в случае лужения элементарных проводников стержней). При пайке припоем-ПСр 15 требуется удаление полуды с элементарных проводников, так как в жидком состоянии она затекает в места слая и снижает его качество. Для очистки проводников от полуды применяется пневматическая шлифовальная машинка

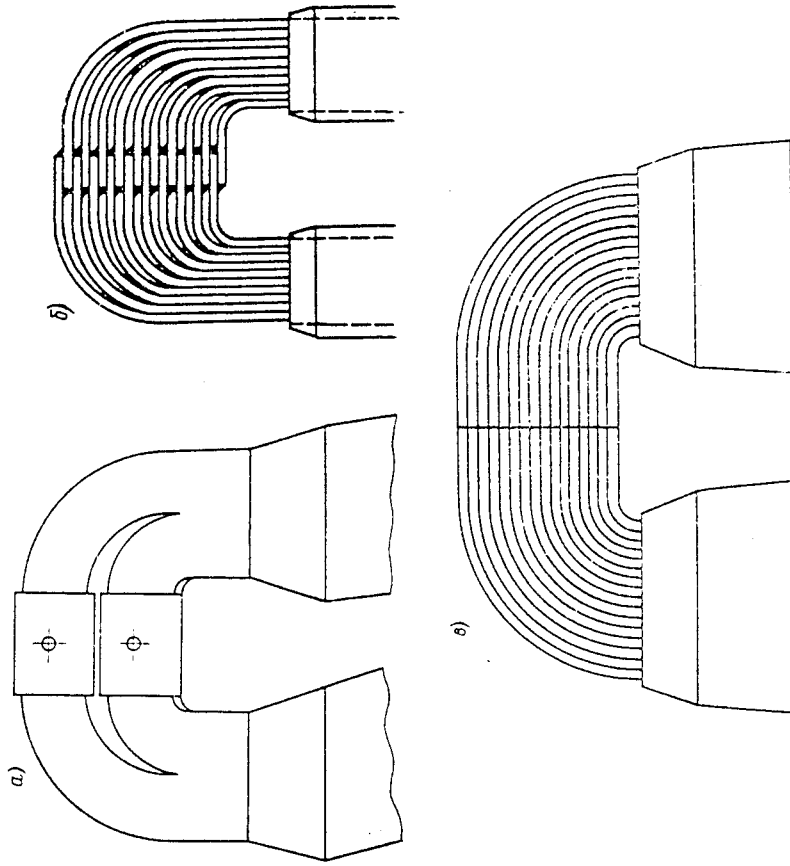


Рис. 3-35. Сборка и пайка головок стержней обмотки: а — с двумя хомутками; б — внахлест; в — встык

типа ИП-2009 с цилиндрическими и коническими фрезами. Проводники зачищаются на длине 20—25 мм у верхних и 30—40 мм у нижних стержней. По окончании пайки головок выполняется пайка перемычек и косых хомутиков аналогичным образом.

Соединение катушечной обмотки. Размечаются по схеме концы катушек и соединяются в катушечные группы. При пайке в одном межкатушечном соединении несколько паяк вначале производится пайка хомутка, ближнего к сердечнику

статора, а затем последовательно всех остальных. При соединении катушечных групп проверяется расстояние до головок по чертежу, чтобы в одном межкатушечном соединении не попали на один уровень два хомутка. После пайки и очистки соединения от асбеста и напылов припой прокладывается изоляция между витками, заваяными в отдельные хомутки, и все соединения изолируются. Далее отгибаются концы катушек и междуполосные перемычки соединяются в хомутки внахлест с элементарными проводниками. Для того чтобы расстояние от перемычек до сердечника соответствовало чертежу и было постоянным, применяется приспособление (рис. 3-36). При установке перемычек отгибаются концы катушечных групп по месту, обрезаются лишняя длина концов элементов проводников и соединяются внахлест в хомутки с проводниками перемычек. Производится подготовка к пайке, пайка и изолировка. Устанавливается второй ряд перемычек, запаивается и изолируется аналогично первому. Затем устанавливается третий и четвертый ряд перемычек. В процессе установки третьего и четвертого ряда перемычек устанавливаются и бандажируются дистанционные распорки между ними.

Изолировка паяных соединений обмотки с микалентной изоляцией. Средается подгоревшая в процессе пайки изоляция головок рядом с хомутиком. Изоляция стержней в районе головок выравнивается двумя-тремя слоями микаленты ЛМЧ-ББ вполнахлеста. Осматриваются и опиливаются нанильником все острые выступы и напылы припоя. Поверхность головок выравнивается асбестовой замазкой на лаке БТ-99 или на эмали ГФ-92ХК. Устанавливаются на головки изоляционные миканитовые коробочки. Поверхность коробочки изолируется стеклолакотканью и стеклянной лентой (см. табл. 3-5) вполнахлеста. Сверху стеклянная лента покрывается лаком БТ-99 или эмалью ГФ-92ХК. Изоляция головок должна покрывать изоляцию стержней на 25—40 мм.

Заготавливается изоляция для паяк косого хомутка (рис. 3-37) на гибкого миканита или стекломиканита толщиной 0,5 мм по специальному шаблону (рис. 3-38). Надрезы на шаблоне уточняются по месту в соответствии с размером пайки. Изоляция паяк хомутка должна покрывать изоляцию стержня и шейки хомутка на 25—30 мм. Сверху миканита пайка изолируется стеклолакотканью или стеклянной лентой. Места соединений перемычек со стержнями изолируются микалентой ЛМЧ-ББ. Перемычки предварительно выравниваются

лентой ЛМЧ-ББ. Перемычки предварительно выравниваются

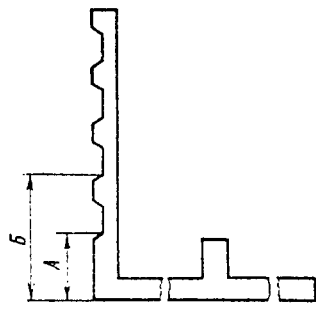


Рис. 3-36. Приспособление для установки перемычек А — расстояние от расточки статора до первого ряда перемычек; Б — до второго ряда

асбестовой замазкой, затем изолируются стеклолакотканью и стеклянной лентой (см. табл. 3-5).

Установку соединительных и выводных шин начинают с первого ряда, считая от сердечника. Устанавливаются изоляционные колодки на шпильках крепления. Шины закрепляются в колодках (рис. 3-39). Изолировка наск шин со стержнями аналогична изолировке наск косых хомутиков. Изоляция конца стержня должна перекрываться изоляцией пайки на 30—35 мм. Крепление выводов с выводными шинами осуществляется с помощью болтового соединения (рис. 3-40). Вначале соединение закрепляют болтами и с помощью электроугольного паяльника запаивают припоем ПОС40 с применением флюса ЛТИ. Состав флюса: спирт — 73 %, ка-

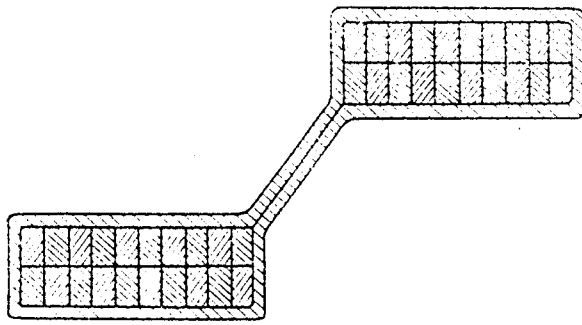


Рис. 3-37. Косой хомутик

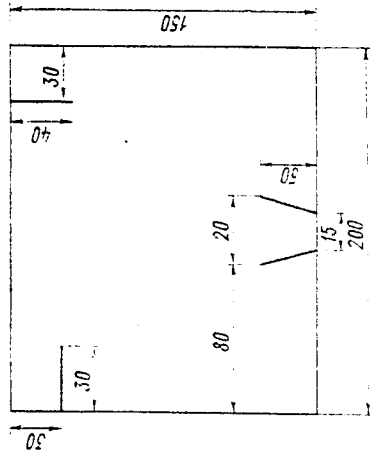


Рис. 3-38. Шаблон для раскройки изоляционной косого хомутика

нифоль — 20 %, диэтиламин — 5 %, триэтиламин — 2 %; приготавливают флюс в указанном порядке. Неровности выравниваются асбестовой замазкой, и пайка изолируется. После окончания всех работ убирается мусор, остатки изоляции и статор тщательно продувается сжатым воздухом. Проводятся электрические испытания и измерения. Вся обмотка покрывается из краскораспылителя эмалью ГФ-92ХК и сушится не менее 6 ч.

Изолировка головок стержней компаундом марки КЛСЕ-355 выполняется на напряжение 10,5 кВ. Головки стержней и внутреннюю часть коробок, изготовленных из компаунда марки КЛСЕ-355, покрывают смесью катализатора марки К-10С с бензином или ацетоном в отношении 1:9. Покрытие подсушивается в течение 20—30 мин. Поверхность головок промазывается за-

мазкой на основе компаунда КЛСЕ-355 состава: компаунда КЛСЕ-355 — 100 ч. (по массе), талька — 85 ч., катализатора К-1 — 4—5 ч. Жизнеспособность замазки 2—3 ч при температуре 20 °С. Коробки надеваются на головки. На выходе из коробок стержни уплотняются замазкой и вся пайка изолируется стеклянной лентой вполнахлеста и покрывается эмалью ГФ-92 ХК.

Изолировка паяных соединений обмотки с терморезистивной изоляцией. Завязанные головки стержней очищают от остатков асбеста и подгоревшей изоляции. Концевую часть стержней выравнивают микалентой ЛМЧ-ББ или стеклослюдинитовой лентой с промазкой каждого слоя

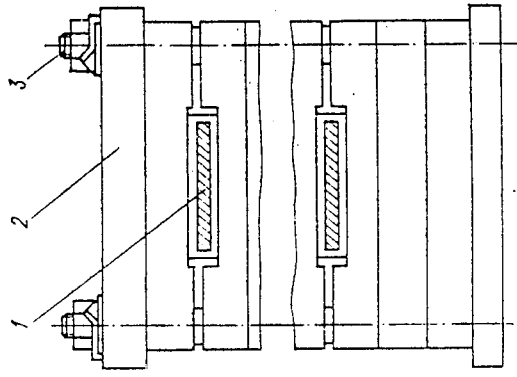


Рис. 3-39. Крепление соединительной обмотки колодками
1 — шпилька; 2 — колодка; 3 — шильник

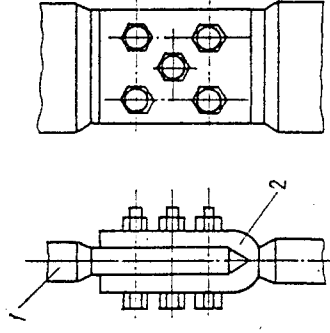


Рис. 3-40. Соединение выводов с выводными шинами
1 — выводная шпилька; 2 — вывод

эпоксидным клеем марки ЭК-2 состава: смолы ЭД-6—85 ч. (по массе), полэффира ТГМ-3 — 15 ч., ацетона — 35 ч. Затем перед применением клея вводится смола Л-19 или смола Л-20 — 50 ч. Клей ЭК-2 отверждается при температуре 20 °С в течение 4—5 сут, а при температуре 50—70 ° в течение 5 ч. Число слоев ленты устанавливается по месту в зависимости от состояния изоляции. Все неровности выравнивают замазкой, состоящей из лака БГ-99 — 40 ч. (по массе), талька молотого — 55 ч., асбеста хризотилового — 5 ч., или эпоксидной замазкой, состоящей из шпатлевки ЭП-00-10 — 100 ч. (по массе), полиэтиленполимина — 8,5 ч. и маршалита — 140 ч.

На междуфазные головки гидрогенераторов напряжением 15,75 кВ и выше устанавливаются микалитовые коробки толщиной 0,6 мм, которые скрепляются вразбежку стеклолакотканью ЛСЭ, или изоляционные коробки из пресс-материала

ЛГ-4, которые на стыке и на выходе из них стержней уплотняются эпоксидной замазкой или замазкой на основе компаунда КЖСЕ-355 и изолируются стеклолакотканью и стекляной лентой. Каждый слой стекляной ленты промазывается эпоксидным клеем ЭК-2. Обе половины коробок бандажируются лавсановым шнуром или стеклотканью с промазкой клеем ЭК-2 (рис. 3-41). Изолировка выполняется согласно таблице на стр. 65. При изолировке каждый слой лент промазывается клеем ЭК-2 и уплотняется киперной лентой. После изолировки стекляной лентой изоляция также уплотняется киперной лентой и запечатывается при температуре 160 °С в течение 20 ч. После запекания снимается киперная лента, изоляция покрывается эмалью ГФ-92ХК и промазываются электрические испытания.

8. Исправление форм статора. В нормальных режимах при эксплуатации генератора на статор действуют электромагнитные возмущающие силы: сила взаимодействия ротора и статора генератора, т. е. сила магнитного тяжения; сила, вызванная неравномерностью воздушного зазора между ротором и сердечником статора; обусловленная обмотки полюсов ротора; возникающая при несимметричных режимах работы генератора; возникающая при асинхронном режиме работы; появляющаяся при режимах синхронизации генератора с сетью; возникающая из-за неравномерности магнитодвижущей силы, обусловленная дробным числом пазов на полюс и фазу обмотки статора.

Под действием перечисленных сил в статоре, как в колебательном контуре, возникают вибрации различных частот. При вращении ротора по окружности статора образуются две волны, которые перемещаются со скоростью вращения ротора, но в противоположном направлении. Активная сталь при этом подвергается вибрации с частотой, равной удвоенному числу оборотов ротора в секунду, т. е. с полюсной частотой. Эта частота вибрации активной стали, вызываемая магнитным тяжением между ротором и статором, равна 100 Гц, а сама вибрация не должна превышать 0,03 мм.

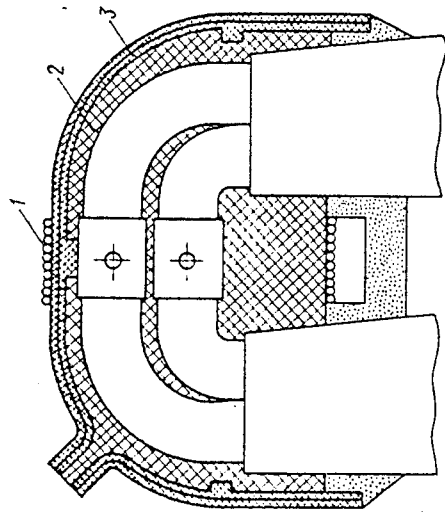


Рис. 3-41. Изолировка и крепление головки обмотки с терморезистивной изоляцией: 1 — шнуровой бандаж; 2 — замазка; 3 — изоляционные коробочки

На возникновение полюсной вибрации влияет также конструкция обмотки статора, выполненная с дробным числом пазов на полюс и фазу. Уровень вибрации при этом будет зависеть от нагрузки, а также от температуры статора генератора. При этом вибрация статора возникает при наличии тока в статоре, т. е. является следствием неравномерности МДС обмотки статора, имеющей дробное число пазов на полюс и фазу. МДС таких обмоток создает по окружности генератора неравномерное магнитное поле, которое, складываясь с основным полем ротора, приводит к неодинаковому тяжению отдельных полюсов. С повышением или понижением температуры статора вибрация уменьшается, что указывает на наличие резонансных условий.

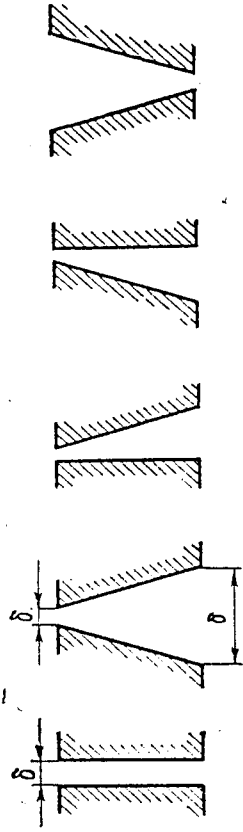


Рис. 3-42. Варианты раскрытия стыков сердечника статора

Причиной повышенной вибрации с полюсной частотой (100 Гц) является также плохое состояние стыков статора, а это может привести к значительным повреждениям сердечника. В этом случае при изменении (вследствие перемещения полюсов относительно стыка) потока, замыкающегося через неплотный стык, разъемные части статора испытывают тангенциальные усилия, меняющиеся с полюсной частотой. На генераторе с неплотной стыковкой секторов статора при нагревании последних зазоры в стыках могут закрываться до упора, т. е. до полной выборки зазора. При этом монолитность сердечника повышается, а вибрация снижается или практически исчезает.

На рис. 3-42 показаны примеры фактических зазоров δ в стыках сердечника статора. При плотной стыковке уменьшается вибрация при нагреве активной стали не наблюдается и амплитуда вибрации с частотой 100 Гц бывает порядка 0,01 мм. На гидрогенераторах, имеющих зазоры в стыках активной стали, полюсная вибрация с частотой 100 Гц на холостом ходу может достигнуть 0,10—0,20 мм, что значительно выше нормы. Такая вибрация может явиться причиной разрушения сварных швов, отрыва косынок, крепящих клинья к полкам статора, обрыва клиньев, контактной коррозии спинки и частичного выкрашивания активной стали, а также смещения стыкового участка в сторону воздушного зазора.

Причинами ухудшения состояния стыков статора в эксплуатации являются: тепловые деформации сердечника и корпуса (по данным Союзтехэнерго разница между температурой сердечника и обливки корпуса статора составляет примерно 20 °С), а также неравномерность нагрева крайних и средних пакетов, достигающая 25 °С, из-за чего механические напряжения крайних пакетов будут больше, чем средних; отсутствие контроля над усилиями затяжки шпилек стыковых плит; старение материала, заложеного встык.

В связи с этим при эксплуатации плотность стыков нарушается, появляются зазоры в стыках и сердечник статора как колебательная система становится не сплошным, а составным кольцом значительно пониженной жесткости. Прокладки на стыках активной стали подвергаются заметному смятию, до 20—50 % толщины прокладки. Смятие прокладки превышает пределы ее упругой деформации и приводит к потере стыком его механической устойчивости.

Для диагностики ослабленной стыковки сердечника вибрацию необходимо измерять в режиме холостого хода при различных уровнях возбуждения и температуре статора, не превышающей 40 °С. Силы магнитного тяжения несущественно отличаются при работе гидрогенератора, так как определяются примерно постоянной индукцией в зазоре, приближенно равной индукции, соответствующей номинальному напряжению холостого хода (х.х.).

Поэтому при х.х. вибрация сердечника с полюсной частотой даже в начальной стадии ослабления стыковки могут значительно превышать допустимые значения.

Оценка состояния стыков по результатам контроля вибрации в режимах х.х. более надежна потому, что при этом исключается влияние вибрации, возникающих под действием сил магнитного тяжения и из-за дробности числа пазов на полюс и фазу. Опыт работы показывает, что дополнительная подтяжка гаек стяжных шпилек стыковых пакетов без замены изоляционной прокладки в стыке не дает желаемого эффекта. После этих мероприятий вибрация может даже значительно увеличиться. Ремонт с заменой прокладок в стыках на новые фигурные прокладки, изготовленные в соответствии с геометрией зазора стыка, значительно снижает вибрацию.

При нормальных режимах работы генератора и неравномерном воздушном зазоре под отдельными полюсами на активную сталь статора воздействует также сила магнитного тяжения поля ротора, изменяющаяся с частотой, равной числу оборотов вала в секунду (так называемая оборотная частота) или иногда кратной ей. Вибрация с оборотной частотой вызывается несудов-кратной частотой балансирующей ротора, а с двойной оборотной частотой — неправильной центровкой валов генератора и турбины.

Для уменьшения вибраций с оборотной частотой проводятся работы по исправлению формы ротора, которые рассматриваются в § 3-2, п. 3. Для уменьшения вибраций сердечника с полюсной частотой проводятся работы по исправлению формы статора и замене прокладок в стыках. Практически это сводится к выполнению следующих операций.

До вывода ротора из расточки статора для выполнения измерений, в частности замеров формы, размечают эмалью каждый сектор статора не менее чем в трех точках по верхней и нижней окружности сердечника. Размечают середину сектора и второй или третий зубец активной стали от стыка сердечника. На всех стыках демонтируются воздухоохладители. Газовой горелкой по стыку разрезаются короба воздухоохладителей. Замеряется зазор между стыковыми плитами статора со стороны спинки сердечника статора (рис. 3-43) и заполняется таблица. Измеряется зазор между основанием статора и фундаментными плитами (рис. 3-44). Данные измерения заносятся в соответствующую таблицу.

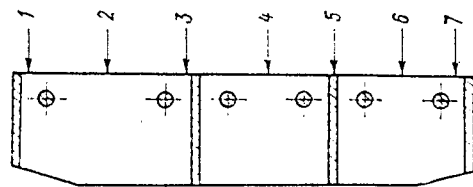


Рис. 3-43. Замеры зазоров между стыковыми плитами. Стрелками указаны места замеров:

Точка замера	1	2	...	6	7
Зазор, мм	0,4	0,2	...	0,5	0,0
Стык 1	0,2	0,0	...	0,3	0,0
→ 2	0,5	0,1	...	0,2	0,2
→ 4	0,2	0,3	...	0,2	0,4

С помощью инвентря выполняется инвентровка фундаментных плит статора, и заполняется таблица. По этим данным определяется положение фундаментных плит статора по высоте на схеме развертки (рис. 3-45). При инвентровке в качестве измерительной линейки применяется ровная деревянная рейка, в верхней части которой закрепляется металлическая линейка, а деления подвешиваются лампочкой.

После вывода ротора размечаются и расklinиваются пазы статора на величину шага обмотки над стыком сердечника. Удаляются верхние стержни (верхние стороны катушек), а затем нижний стержень (катушка) из стыковых пазов.

При отклонении формы статора от цилиндрической в рас- точку устанавливается стрела (см. рисунок в таблице 2-5). В гидрогенераторах зонтичного исполнения стрела закрепляется на ступице вала, а в гидрогенераторах подвесного исполнения — на нижней крестовине или на перекрытии шахты турбины. Стрелу необходимо отцентровать относительно оси статора по отвесу массой 2—3 кг, погруженному в емкость с ма- шинным маслом (рис. 3-46). Отвес устанавливается в центре

статора по двум взаимно перпендикулярным струнам, натянутым поверх статора генератора (вторая струна перпендикулярна плоскости чертежа).

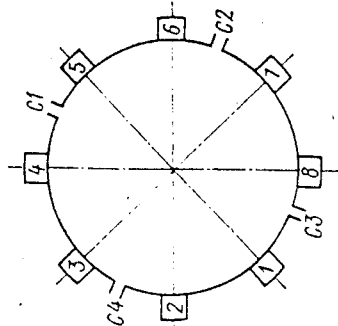
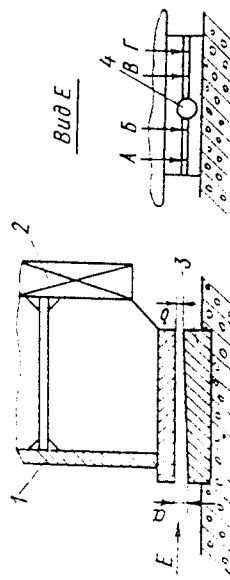


Рис. 3-44. Замеры зазоров между статором и фундаментными плитами
1 — корпус статора; 2 — активная сталь; 3 — фундаментная плита; 4 — штифт; C1 — C4 — стыки статора

Точка замера	Зазор, мм	Номер плиты							
		1	2	...	7	8			
А	a	0,4	0,2	...	0,8	0,5			
	b	0,1	0,0	...	0,2	0,3			
Б	a	0,4	0,2	...	0,7	0,5			
	b	0,1	0,1	...	0,3	0,3			
В	a	0,5	0,2	...	0,7	0,3			
	b	0,0	0,0	...	0,2	0,2			
Г	a	0,4	0,2	...	0,7	0,5			
	b	0,1	0,0	...	0,2	0,2			
Средний зазор, мм		0,25	0,10	...	0,50	0,35			
Толщина прокладки, мм		0,3	—	...	0,5	0,4			

Перед измерением формы статора стрелой необходимо разметить эмалью зубцы сердечника в трех точках по высоте и в трех точках по диаметру, на каждом секторе (на втором-третьем зубце от стыка и в середине). Высота гребенки разме-

ченных зубцов не должна превышать 0,2—0,3 мм. Форма статора замеряется стрелой по верху, середине и низу сердечника в размеченных точках. Полученные данные записываются в табл. 2-5. Подсчитывается отклонение формы сердечника, ступенька на стыках секторов, конусность расточки и отклю-

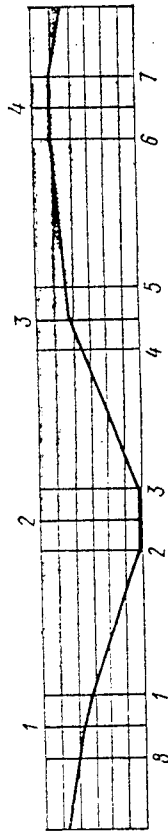


Рис. 3-45. Развернутая схема установки прокладок в верхней части схемы цифрами обозначены номера стыков, в нижней — номера фундаментных плит

нение от вертикальности. Далее замеряются зазоры в стыках сердечника по каждому пакету со стороны пазов (рис. 3-47) и заполняется таблица. По дну стыковых пазов замеряется ступенька в пяти-шести пакетах по высоте сердечника, заполняется таблица. В зоне стыка ослабляется крепление кронштейнов бандажных колец. Демонтируются фундаментные болты с двух сторон краном приподнимается статор в районе стыка и с двух сторон удаляются радиальные штифты фундаментных плит и прокладки.

По данным таблицы устанавливаются новые прокладки, изготовленные по образцу из стали Ст. 3, позволяющие выровнять статор в горизонтальной плоскости. Иногда для выравнивания статора приходится устанавливать прокладки толщиной до 5—6 мм. Прокладки обычно изготавливают из стального листа толщиной 0,5—1,0 мм. Проверку высотного положения статора необходимо производить до центрирования его относительно оси агрегата. После инвентирования замеряется форма сердечника статора стрелой. В таблице отмечается изменение, связанное с установкой новых прокладок на фундаментах плиты. Газовой горелкой или пневматическим зубилом удаляется сварной шов на гайках стягивающих шпилек. Затем удаляются оба ряда гаск накидным ключом и шпикел, стягивающих стыковые плиты. Мостовым краном приподнимается

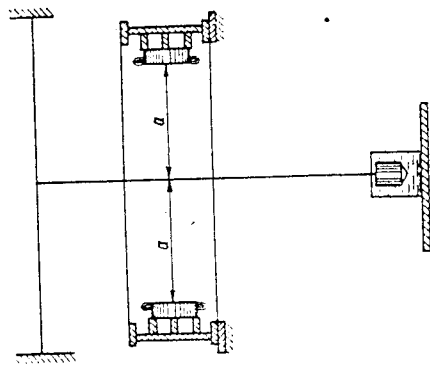


Рис. 3-46. Определение центра статора

статор в районе стыка до образования зазора вверху сердечника, не меньше 10—15 мм. Проверяется сварка вертикальных и горизонтальных штифтов корпуса статора с тем, чтобы они были приварены к одному сектору. В образовавшийся зазор в верхней части сердечника устанавливается металлическая пластина. Под стык устанавливается выкладка из брусков. Статор опускается, и образуется зазор по всей высоте сердечника. Из стыка удаляются старые прокладки. В соответствии с ранее выполненными замерами изготавливается новая фигурная прокладка. Толщину прокладки выбирают с учетом натяга на каждом пакете 0,6—0,8 мм.

Прокладки изготавливают из электрокартона, устанавливая их на клею № 88; из стеклоткани, пропитывая каждый слой компаундом, состоящим из смолы ЭД-5 или ЭД-6—100 м. ч.,

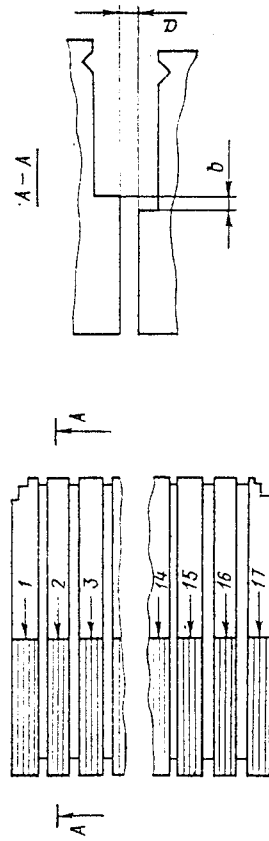


Рис. 3-47. Зазоры и смещение сердечника по пазу статора

Точка замера	1	2	16	17
Замер мм	0,00	0,10	0,20	0,15
a	0,50	0,30	0,00	0,20
b				

полиэтиленполиамин — 10 м. ч.; дибутилфталата — 10 м. ч. Потом прокладку прессуют между двумя планками, обернув предварительно триацетатной пленкой в течение 15—20 мин. Применяют для прокладок фибру различной толщины, набирая пакет на клею № 88. Прокладку устанавливают со стороны шпильки или сверху, протягивая ее за привязанный шпатель. Максимальная допустимая толщина прокладки 2,0—2,5 мм.

При наличии ступеньки на дне стыковочных пазов исправление ее производится скобой и двумя встречными клиньями. Скоба приваривается к одной стороне корпуса сектора статора на стыке, сверху или снизу по высоте корпуса. Для исправления ступеньки применяют также гидравлические или винтовые домкраты. Ступенька по дну паза должна быть не более 0,3 мм.

Если перемещение паза одного из секторов статора нежелательно, то необходимо зафиксировать его фундаментными болтами. Не снимая давления домкратов или скобы с клиньями, устанавливают и стягивают шпильки стыковочных плит. Затяжку шпильки начинают с первого ряда, от середины вверх

и вниз. Затяжка выполняется до упора стыковочных плит. Стрелой замеряется форма статора. По табл. 2-5 определяется максимальное отклонение формы сердечника статора от окружности. Для наглядности и удобства работы по исправлению формы статора строят форму статора на формуляре (рис. 3-48). При отклонении формы сердечника статора от окружности (разность диаметров верха и низа превышает 1,5—2,0 мм) оно уст-

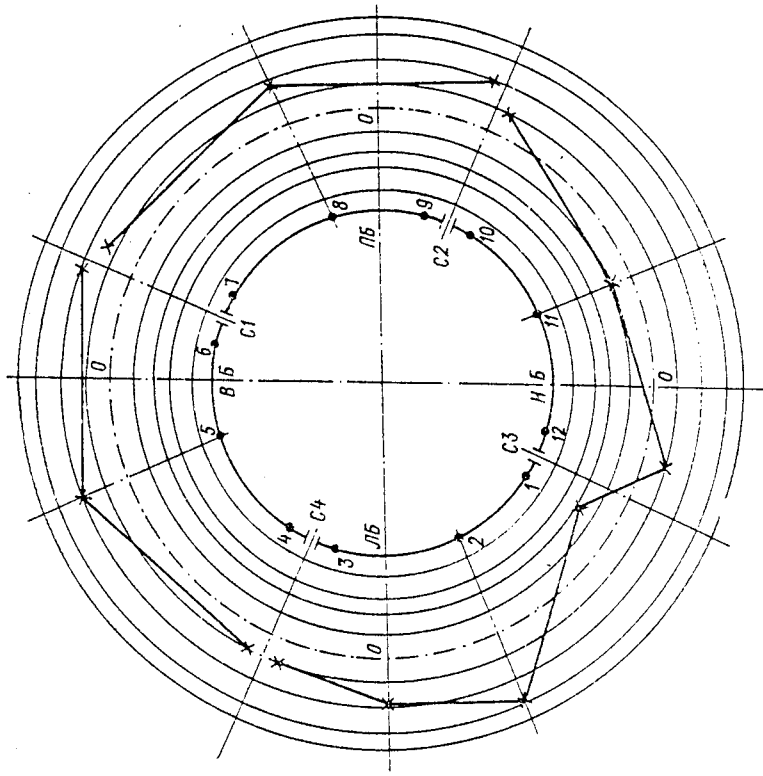


Рис. 3-48. Построение формы статора

1—12 — точки замера; прочие обозначения — те же, что на рис. 2-1

раивается при помощи вновь изготовленных стальных прокладок, устанавливаемых на соответствующие фундаментные плиты, после чего форма статора вновь проверяется стрелой. Если максимальные отклонения формы сердечника статора от окружности не превышают $\pm(1,0—1,5)$ мм при разности абсолютных отклонений в диаметры противоположных точек, не большей 0,5 мм, исправление формы статора считается законченным. При этом эллипсность статора, т. е. разность двух диаметров, должна быть не более 2—3 мм.

воздушные зазоры. При повороте ротора замеряется форма статора. Устанавливаются все фундаментные болты. Восстанавливаются все ранее разрезанные по стыкам короба воздухоходоудалителей.

Установка прокладок в стыки статора без вывода ротора. Выполнение инженерно-технических операций производится при компаундированной изоляции обмотки статора. Перед началом работ следует убедиться в выполнении соответствующих мер безопасности: во избежание самопроизвольного поворота ротора из-за протечки воды через направляющий аппарат ротор поднимают на тормоза. После подъема ротора цилиндры тормозов заклиниваются скобами, а давление масла снимается. Размещаются и демонтируются вентиляторы, а также 3—4 полюса против каждого стыка. Расклиниваются лапы статора. Число полюсов равно шагу обмотки над стыком статора. Извлекаются из полюсов верхние стержни (верхние стороны катушек), затем нижний стержень (катушка) из стыкового паза. С двух сторон стыка демонтируются фундаментные болты. Верхняя крестовина поднимается краном на 10—12 мм над корпусом статора и устанавливается на упоры. Упоры располагаются под лапами и крестовины и на обode ротора, желательнее над тормозами.

Стык сердечника статора разводится одним из следующих способов. После удаления всех стяжных шпилек на стыке на 3—4 отверстия одного из секторов навариваются стальные заглушки. При закручивании шпилек стыка они упрутся в заглушки соседнего сектора и разведут стык. Под стык статора устанавливаются домкраты типа ДГ-100 с гидронасосом ГН-850-250. В районе стыка поднимается статор до образования требуемого зазора вверху сердечника. Требуемое усилие для разведения стыка до минимального зазора равно примерно 0,6 МН (400—450 кгс/см² по показанию манометра). В образовавшийся зазор устанавливаются стальные пластины толщиной 5—8 мм, и снимается давление домкратов. Получается зазор по всей высоте сердечника. Оба сектора поднимаются краном. Под стык устанавливается выкладка из деревянных шпал. Статор опускается, и в стыке образуется зазор. Во избежание смятия шпальной выкладки сверху устанавливаются стальную пластину.

После разведения стыка удаляются старые прокладки, а шпильки внутреннего ряда стыковых плит затягиваются по всей высоте. Замеряется фактический зазор во всех стыках между пакетами сердечника, по всей высоте со стороны расточки и шинки статора. Согласно замерам изготавливается новая фигурная прокладка, которая устанавливается в стык. Дальнейший порядок работ — как указано выше.

9. Повреждения в системе вентиляции и ее ремонт. Температура входящего в гидрогенератор охлаждающего воздуха должна поддерживаться в определенных границах. При эксплуатации обмотки статора с компаундированной изоляцией не

устанавливаются новые радиальные штифты на фундаментные плиты. Штифты изготавливаются по фактическим размерам отверстий по 5-му классу точности. Штифты дают возможность статору при изменении температуры равномерно изменить свои диаметранные размеры без нарушения целостности штифтов. Устанавливаются вертикальные и горизонтальные штифты на стыках статора. Укладывается обмотка в стыковые пазы.

Установка равномерного зазора генератора. Заводят ротор генератора в расточку статора. Замеряют воздушный зазор между каждым полюсом и сердечником статора по верху и низу генератора. Замеры выполняются только после окончания всех работ по центровке линии вала агрегата. Определяется средний воздушный зазор, величина и направление смещения статора. Перед выполнением работы составляется схема центровки статора с указанием мест установки домкратов, упоров, ограничивающих перемещение нижнего фланца статора заданным значением. Перпендикулярно направлению перемещения в диаметрально противоположных точках устанавливаются скользящие упоры, исключаются перемещение нижнего фланца корпуса статора. На середине корпуса статора устанавливаются домкраты, исключаются вынужденные перемещения (рис. 3-49).

Для перемещения статора устанавливаются два-три гидравлических домкрата типа ДГ-100. Ротор устанавливается на тормозах, которые необходимо зафиксировать упорами. Верхняя крестовина поднимается на 10—15 мм над фланцем статора и устанавливается на упоры. Упоры необходимо установить на обод ротора над тормозами. Демонтируются боковые упоры у лап верхней крестовины согласно схеме центровки. При выполнении указанных работ на гидрогенераторах зонтичного исполнения верхняя крестовина устанавливается после окончания работ по центровке статора. Для контроля перемещения корпуса статора устанавливаются индикаторы часового типа на всех фундаментных плитах. Корпус статора приподнимается краном на 1—2 мм над фундаментными плитами, в сторону которых производится перемещение. Перемещают статор на необходимую величину согласно схеме центровки. Замеряются

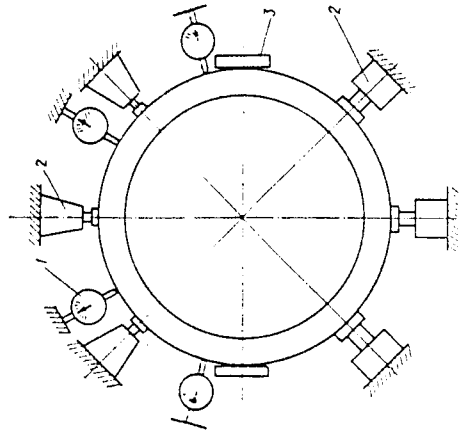


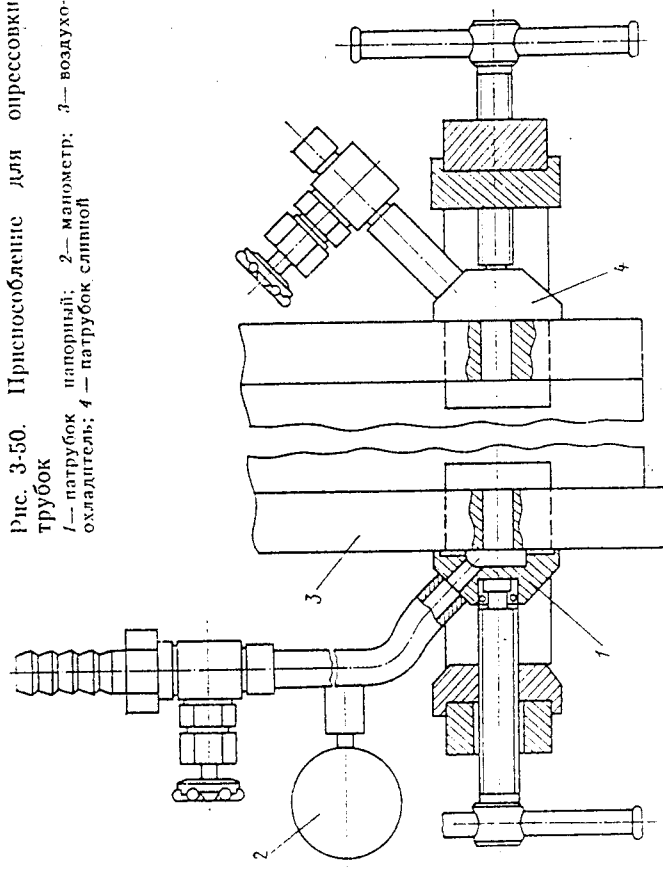
Рис. 3-49. Перемещение статора
1 — индикаторы часового типа; 2 — домкраты; 3 — упоры

рекомендуется работать при температуре охлаждающего воздуха ниже $+20^{\circ}\text{C}$, а при терморезактивной изоляции — ниже $+10^{\circ}\text{C}$. Температуру воздуха ограничивают, исходя из условий эластичности компаундированной изоляции, а также возможного выделения влаги на конструктивных деталях гидрогенератора, особенно на воздухоохладителях. Отпотевание воздухоохладителей происходит вследствие подсоса влажного воздуха из машинного зала станции, а также из-за понижения температуры питающей охлаждающей воды за точку росы. Современный гидрогенератор внутри устроен так, чтобы исключалось поступление воздуха извне и выход этого воздуха наружу. Практически в гидрогенераторе всегда имеются неплотности, через которые происходит обмен воздуха между атмосферой и системой вентиляции. Причем через неплотности из машинного зала станции попадает значительное количество воздуха повышенной влажности и при этом точка росы оказывается более высокой, чем температура трубок воздухоохладителя, охлаждаемых холодной водой. Поэтому теплый и влажный воздух при соприкосновении с холодными трубками охладителя выделяет на них влагу. Отпотевание охладителя чаще происходит в зимнее время при питании его водой низкой температуры, около 4°C . Конденсирующаяся влага может заноситься охлаждающим воздухом в гидрогенератор и увлажнять изоляцию обмоток, а также подвергать коррозии конструктивные детали. Отпотевание охладителей является ненормальным явлением, подлежащим устранению. Для устранения отпотевания охладителей необходимо принимать меры к максимальному уплотнению всего перекрытия статора (рифленки) с целью устранения подсоса воздуха из машинного зала.

Ремонт воздухоохладителей. Воздухоохладители изготавливаются из латуны или биметаллических трубок, на которые намотана и припаяна медная проволоочная спираль или медные шайбы. Концы трубок развальцованы в отверстиях трубных досок. Крышки охладителей обычно стальные сварной конструкции. При сильном коррозировании крышки выполняют литыми из чугуна. При эксплуатации гидрогенератора в работе воздухоохладителей могут быть несправности: 1) течь воздухоохладителя, 2) внутренняя коррозия, 3) засорение трубок. Течь может возникнуть из-за разрушения трубки или нарушения плотности развальцовки вследствие механических повреждений, повышения давления в системе или усиления вибрации. Указанные дефекты охладителя обнаруживаются гидравлическими испытаниями. Испытательное избыточное давление воды принимают равным двукратному номинальному, но не меньшим $0,3\text{ МПа}$ (3 кгс/см^2), и действует в течение 30 мин. Обнаруженные дефектные трубки заглушаются с обеих сторон пробками, изготовленными из свинца, меди или латуны. В случае затруднений с обнаружением дефектной трубки проводят опре-

совку водой каждой трубки в отдельности с помощью специального приспособления (рис. 3-50). При нарушении развальцовки трубок в трубных досках иногда удается восстановить герметичность дополнительной развальцовкой. При сильной коррозии трубных досок и крышек охладителя под действием воды с повышенной химической агрессивностью рекомендуется установка под крышки охладителя протекторы из цинкового листа, меняя их по мере выхода из строя. Вода, питающая охладители, очищается с помощью фильтров. Однако при засорении филь-

Рис. 3-50. Приспособление для опрессовки трубок
1 — патрубок паровый; 2 — манометр; 3 — воздухоохладитель; 4 — патрубок сливной



и его чистке в охладитель могут заноситься загрязняющие частицы. На стенки трубок могут наслаиваться органические и неорганические отложения. Из-за отложений уменьшается сечение трубок и увеличивается температурный перепад от воды к трубкам. Увеличение разности температур входящей и выходящей воды является показателем засорения охладителей. Чистку отложений рекомендуется производить сразу после снятия обеих крышек, не допуская их высыхания. Хорошие результаты дает применение пневмогидропистолета, к которому подсоединяется вода под давлением $0,3\text{--}0,4\text{ МПа}$ ($3\text{--}4\text{ кгс/см}^2$) и сжатый воздух под давлением $0,5\text{--}0,6\text{ МПа}$ ($5\text{--}6\text{ кгс/см}^2$) (рис. 3-51). При сильном загрязнении трубок воздухоохладителя рекомендуется чистка пневмогидропистолетом с подсосом только воздуха и пыжей, изготовленных из технического войлока тол-

ной 15—25 мм. С одной стороны охладителя по все трубки устанавливаются пыжи, а с другой закрепляется лист резины или картона. Пыжи изготавливаются с помощью специальной просечки, закрепленной в патроне сверлильного станка. Наконечник пневмогидропистолета 1 вставляется в трубку охладителя. При нажатии курка 2 подается воздух и войлочный пыж, вставленный в трубку, выстреливается на противоположную сторону охладителя. При нажатии на пневмогидропистолет в наконечнике совмещаются отверстия для подачи воды, которой промывается трубка воздухоохладителя. Совмещая подачу воды и воздуха, можно создать турбулентное движение смеси, которое очищает трубки воздухоохладителей без применения других приспособлений.

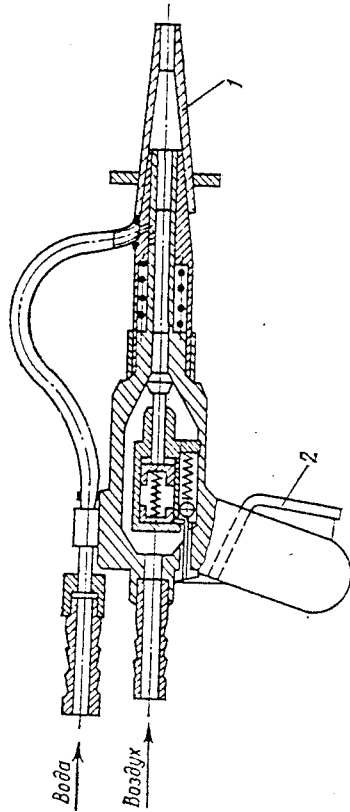


Рис. 3-51. Пневмогидропистолет
1 — наконечник; 2 — курок

10. Сушка обмотки гидрогенератора. Если результаты измерений свидетельствуют о недопустимости включения генератора без сушки после капитального ремонта, то генератор следует подвергнуть сушке. Генератор может быть включен без сушки, если выполняются следующие условия:

1. Сопротивление изоляции (измеряемое мегомметром напряжением 2500 В через 60 с после включения прибора) не ниже значения, рассчитанного по формуле (МОм)

$$R_{60} = \frac{U_n}{1000 + 0,01 P} K_T,$$

где K_T — коэффициент, учитывающий температуру, при которой измерялось сопротивление изоляции; U_n — номинальное напряжение генератора, В; P — номинальная мощность генератора, кВт·А.

Значения коэффициента K_T таковы:

Температура, °С	75	70	60	50	40	30	20	10
K_T	1,0	1,2	1,7	2,4	3,4	4,7	6,7	9,4

2. Коэффициент абсорбции при температуре 10—30 °С не ниже 1,3.

3. Коэффициент нелинейности, определяемый по зависмости токов утечки от испытательного напряжения, не более 3.

4. Характеристика токов утечки не имеет крутого изгиба. Во избежание местных перегревов изоляции токами утечки выдержка напряжения на очередной ступени допускается лишь в том случае, если ток утечки на данной ступени напряжения не превышает следующих значений:

Кратность испытательного напряжения по отношению к U_n	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
Ток утечки, мкА	250	500	1000	2000	3000	3500

Ток утечки измеряется на каждой ступени через 15 и 60 с после повышения напряжения на данном интервале. Измерение тока утечки производится, если выполняется условие 1 или 2.

По измеренному значению токов утечки определяется коэффициент нелинейности

$$K_{nl} = \frac{I_{\max}}{I_{\min}} \cdot \frac{U_{\min}}{U_{\max}},$$

где I_{\max} , I_{\min} — 60-секундные значения токов утечки при напряжении соответственно U_{\max} и U_{\min} ; U_{\min} — напряжение первой ступени; U_{\max} — напряжение последней ступени; U_{\min} берется равным 0,2 U_{\max} с таким расчетом, чтобы в пределах от 0 до U_{\max} было 5—6 ступеней напряжения.

Ротор гидрогенератора не подвергается сушке, если сопротивление изоляции обмотки, измеренное при температуре 10—30 °С, составляет не менее 0,5 МОм. Сушка обмоток статора и ротора собранного генератора осуществляется следующими наиболее распространенными способами: 1) методом короткого замыкания; 2) постоянным током от постороннего источника; 3) вентиляционными потерями.

Максимальная допустимая температура нагрева при сушке должна быть: а) для обмотки статора с изоляцией класса В (компаундированной и некомпануандированной) не выше 90—95 °С; б) для обмотки ротора при косвенном и форсированном охлаждении с изоляцией класса В и измерении температуры по сопротивлению обмотки — не выше 100—150 °С, а при измерении температуры ротора термометрами или термометрами расширения — не выше 90—95 °С; в) температура выходящего из генератора воздуха не должна превышать 65 °С. Сушка производится при температурах, близких к максимальным допустимым, но не ниже 80 °С, замеренных по терморезисторам, и 70 °С, замеренных термометрами.

Выделяющееся при нагреве обмоток статора и ротора тепло не успевает распространиться по всей изоляции, и происходит интенсивный нагрев меди обмотки. Поэтому необходимо следить за тем, чтобы температура не превышала указанных пределов. Для ограничения нагрева ротора или обмотки статора произ-

водятся периодические отключения и включения источника питания. Контроль над температурой осуществляется по заводским терморезисторам в пазовой части статора и по 6—8 термометрам или термометрам, установленным по окружности в лобовой части обмотки. Контроль над температурой обмотки ротора ведется методом сопротивления и по термометрам или термометрам, установленным на обмотку в 10—12 точках по окружности. В процессе сушки каждые 2—3 ч измеряется сопротивление изоляции с отсчетом через 15 и 60 с и два раза в сутки определяется коэффициент абсорбции. Сушку обмотки статора прекращают, когда сопротивление изоляции и коэффициент абсорбции остаются неизменными в течение 3—5 ч при неизменной температуре. При необходимости разрешается прекращать сушку, если сопротивление изоляции при неизменной температуре возрастает и составляет не менее 1 МОм на 1 кВ номинального напряжения генератора. Сушку обмотки ротора прекращают, если сопротивление изоляции после подъема не изменяется в течение 3 ч и составляет не менее 0,5 МОм.

Для контроля над сопротивлением изоляции обмотки статора в процессе сушки применяется мегомметр напряжением 2500 В, а изоляции обмотки ротора — мегомметр напряжением 1000 В.

В процессе сушки ведется дежурство и журнал сушки, в который записывается каждые 2—3 ч время, ток статора и ротора, напряжение обмотки ротора, открытые патрубки выхода горячего воздуха в машинный зал, измеряемая температура и сопротивление изоляции обмоток.

Сушка обмоток статора и ротора методом короткого замыкания. Сушка током трехфазного короткого замыкания производится на генераторе с номинальной частотой вращения за счет активных потерь от тока короткого замыкания в обмотке статора, а также от тока возбуждения в обмотке ротора и вентиляционных потерь. Перед пуском все три фазы обмотки статора замыкаются накоротко перемычкой, которая рассчитывается на длительное протекание номинального тока. Перемычку устанавливают между генератором и масляным выключателем. Если перемычка устанавливается за выключателем, то его необходимо заклинить и отключить от цепи оперативного тока. Крепление перемычки должно быть надежным. Для контроля тока в отдельных фазах устанавливаются амперметры. Токи в отдельных фазах должны быть одинаковыми. С рабочей площадки вокруг генератора убираются все приспособления и инструмент. Генератор очищается от грязи, мусора, пыли, продувается сжатым воздухом и осматривается на отсутствие посторонних предметов. Собираются перекрытия генератора. Перекрываются люки охлаждающей воды в воздухоохладителе, и закрываются люки выхода горячего воздуха в машинный зал. Производится пробный пуск, и проверяется работа узлов гидроагрегата при вращении. Перед пуском измеряется температура

охлаждающей среды и сопротивление обмотки ротора постоянному току методом вольтметра и амперметра. Напряжение замыкается непосредственно на контактных кольцах, а ток, проходящий по обмотке ротора, замеряется прибором Ц56 с шунтом. Этот же метод применяется и при замере сопротивления нагревой обмотки ротора при сушке. Среднее значение температуры обмотки ротора вычисляется по формуле

$$T_2 = \frac{235 + T_1}{R_1} (R_2 - R_1) + T_1,$$

где R_1 — сопротивление обмотки ротора постоянному току при температуре T_1 (в холодном состоянии); R_2 — то же, при температуре T_2 (в нагретом состоянии).

При номинальной частоте вращения гидрогенератор возбуждается от собственного или постороннего возбуждателя и в обмотке статора, замкнутой накоротко, устанавливается ток около 20% номинального. Нагрев обмотки и стали статора производится постепенно, так как при быстром нагревании температура обмотки статора гидрогенератора может достигнуть предельной, в то время как нагрев стали еще незначителен. Поэтому ток увеличивают на 5—10% номинального тока статора в час, а температура обмотки и стали статора при этом должна повышаться не более чем на 2,5—3,0 °C в час. Максимальная температура обмотки достигается обычно за 30—40 ч.

Измерение сопротивления изоляции обмоток статора и ротора производится при выключенном возбуждении и отсутствии тока в обмотке генератора. Измерение необходимо производить в резинчатых перчатках, стоя на резиновом коврике. Необходимую температуру поддерживают регулированием тока короткого замыкания (тока возбуждения в обмотке ротора), включением охлаждающей воды на воздухоохладителях и открыванием люков выхода горячего воздуха в машинный зал. Обычно сопротивление изоляции обмоток по мере нагрева понижается, а затем начинает возрастать и устанавливается постоянным или незначительно изменяется в сторону повышения при неизменной температуре. В случае когда сушка обмоток генератора затягивается и сопротивление изоляции поднимается очень медленно или продолжает оставаться на низком уровне, сушку временно прекращают. Охлаждают обмотки генератора до температуры, на 10—15 °C превышающей температуру окружающего воздуха, а затем сушку повторяют. При появлении дыма или запаха гары во время сушки отключают возбуждение и останавливают генератор для выяснения причин.

Сушка обмоток статора и ротора постоянным током. Сушка методом потерь в меди обмоток генератора при питании постоянным током может осуществляться как отдельно статора и ротора, так и полностью собранного генератора. Перед сушкой

фазы обмотки статора соединяются последовательно для того, чтобы по всем фазам (и по всем ветвям) протекал один и тот же ток.

Сушку обмотки ротора постоянным током не рекомендуется применять, если сопротивление изоляции обмотки менее 2000 Ом. В этом случае применяется сушка ротора воздуходувками.

К остановленному ротору ток подключается к контактным кольцам с помощью хомутов из полосовой меди. В качестве источника постоянного тока используют отдельный двигатель — генератор достаточной мощности с регулированием напряжения. Ток, необходимый для сушки, как правило, не превышает 0,5—0,7 номинального тока статора или ротора. Напряжение и мощность источника питания определяют по формулам $U = I_{\text{рот}} R$; $P = I_{\text{рот}}^2 R$, где R — сопротивление обмотки ротора или статора постоянного току, включая сопротивление подводящих проводов.

Во избежание пробоя изоляции обмотки при сушке, прежде чем отключить двигатель — генератор, необходимо снизить возбуждение до нуля. Сушку начинают с тока, равного 20—25 % номинального, а затем постепенно повышают его на 5—10 % в час. При появлении искр, дыма или запаха тлеющей изоляции немедленно отключают питание и прекращают сушку до выяснения причин. При сушке отдельно обмотки статора или ротора его утяпляют брезентом.

Сушка обмоток статора и ротора вентиляционными потерями производится в режиме холодного хода без возбуждения за счет потерь на трение вращающегося ротора о воздух. Необходимый нагрев обмоток производится регулированием воды в воздухоохладителях. Этот метод менее эффективен и экономичен, поэтому к нему следует прибегать только в тех случаях, когда другие методы сушки неприемлемы.

3-2. Ремонт ротора

1. Повреждения ротора. К наиболее часто встречающимся повреждениям ротора во время эксплуатации гидрогенераторов относятся: а) замыкание между витками в обмотке полюсов; б) замыкание обмотки возбуждения на корпус; в) повреждение междуполюсных соединений; г) повреждение демферной стемы полюсов; д) нарушение формы ротора; е) повышенная вибрация ротора.

Замыкания в обмотке полюсов между соседними витками катушек полюсов происходят по причине попадания туда капель оловянно-свинцового припоя во время пайки междуполюсных соединений, из-за увлажнения изоляции между витками, замазывания и запыленности ротора, нарушения изоляции и т. п. Во время частых пусков и остановов гидрогенератора изо-

ляция обмотки полюсов воспринимает знакопеременные динамические усилия, в результате чего изоляция раздавливается, а при некачественной запечке разрушается. При пайке междуполюсных соединений обращают особое внимание на сборку соединений и подготовку их к пайке. Во время пайки припой наносится и затекает между витками и шунтирует их, а это связано с дополнительными затратами на устранение замыкания, так как иногда приходится демонтировать полюс с обода ротора. При нарушении теплового режима гидрогенератора во время эксплуатации температура витков катушек полюсов может превысить допустимую, в результате чего связующий лак витковой изоляции выгорает и изоляция разрушается, чаще всего изоляция нижних витков катушек. Места припаек пластин междуполюсных соединений к витку тщательно зачищаются, так как напылены и неровности припоя продавливают изоляцию между витками, а это может обнаружиться только при вращении гидроагрегата. При разборке гидрогенератора обращают внимание на наличие масла на активных частях. При нарушении герметичности масляной ванны гидроагрегата пары масла вентиляцией ротора заносятся на обмотку полюсов. Пыль, попадающая через неплотности перекрытия статора, смешиваясь с маслом, создает токопроводящие мостики, которые приводят к межвитковым замыканиям.

Шунтирование витков обмотки возбуждения части полюсов вызывает магнитную и тепловую несимметрию, а также непустиную вибрацию ротора с частотой, совпадающей с его частотой вращения. Во время капитального ремонта витковая изоляция проверяется на электрическую прочность как на отдельных полюсах (или группе полюсов), так и на собранном роторе. При проверке изоляции на собранном и введенном в расточку статора роторе обмотку статора необходимо разомкнуть.

Во время эксплуатации гидрогенератора встречаются повреждения изоляции обмотки возбуждения с замыканием ее на корпус (землю). Токопровод от полюсов до контактных колец ротора имеет большую протяженность с многими точками крепления на обode, спицах и валу. Ослабление крепления приводит к свободе перемещения токопровода, истиранию изоляции и пробоя на корпус. При капитальном ремонте тщательно осматриваются места крепления токопровода, гайки и стопорные шайбы. Обращают внимание на состояние изоляции соединений переходов, скрепленных болтами и запаиваемый припой. ПОС 40. Наличие высокой и потемневшей изоляции указывает на плохой контакт и повышенный нагрев соединения. Контактные кольца подвержены загрязнению смесью графита и масляных паров, которая создает токопроводящие мостики и снижает сопротивление изоляции относительно корпуса. В процессе эксплуатации изоляцию контактных колец и траверсу со-

щеткодержателями периодически очищают от загрязнений. На современных гидрогенераторах корпусная изоляция полюсов ротора выполняется из стеклотекстолита или абстеклотекстолита. Повреждения изоляции происходят в основном из-за загрязнения и токопроводящих мостиков, особенно в местах соединения прямолитной и радиусной изоляции, а также из-за неточности сборки данного узла. При нарушении теплового режима генератора и повышенной температуре обмотки полюсов корпусная изоляция обугливается, связующие лаки выгорают, а изоляция разрушается.

Емкость обмотки возбуждения ротора по отношению к корпусу невелика, поэтому повреждение корпусной изоляции в одном полюсе не сопровождается токами, способными повредить гидрогенератор. Но работа с замыканием на корпус даже в одной точке в цепи возбуждения гидрогенератора не допускается из-за того, что при больших диаметрах ротора и небольших воздушных зазорах между ротором и статором замыкание на корпус в другой точке приведет к одностороннему магнитному тяжению с повышенным уровнем вибрации до недопустимой, а в отдельных случаях и к повреждению сердечника статора из-за заедания ротора.

Междуполюсные соединения во время вращения ротора испытывают действие больших знакопеременных динамических усилий. Поэтому повреждение соединений происходит в результате снижения усталостной прочности материала под действием центробежных сил. В процессе сборки ротора из-за нарушения технологии резки снижается демпфирующая способность соединения, в результате чего неудовлетворительно воспринимаются циклические нагрузки, связанные с перемещением катушек полюсов относительно друг друга, и происходит деформация пластин. При пайке соединений обращают внимание на качество сборки приспособления для пайки хомутиков. Для уменьшения массы пайки зазоры при установке приспособления должны быть минимальными. При пайке не допускается затекания припоя в места сопряжения и в радиусную часть соединительных пластин.

Из-за некачественного лужения и сопряжения контактных поверхностей демпферных соединений они подгорают, а иногда подплавляются демпферные перемычки и нарушаются места паяк стержней с короткозамыкающими сегментами полюса. Это происходит из-за циркуляции больших токов по успокоительной обмотке ротора в переходных режимах генератора.

Обод ротора крепится к остоу встречными клиньями и опирается на выступ нижней спицы. Кроме статической нагрузки на нижнюю спицу действует ряд динамических сил. Эти усилия определяются магнитным тяжением при несоблюдении горизонтальных осей ротора и статора, неравномерностью воздушного зазора между ротором и статором. На нижнюю спицу действуют

также силы, связанные с передачей крутящего момента и с вращением гидроагрегата. При ослабленной расклиновке обода под воздействием магнитных полей происходят перемещения активной стали ротора, что существенно влияет на целостность выступа нижней спицы, и на одном из гидрогенераторов произошло его разрушение.

Кроме указанных, источниками возмущающих сил при работе гидрогенератора, вызывающих недопустимые вибрации с размахом свыше 125 мкм при частоте менее 30 Гц и свыше 20 мкм при частоте 100 Гц, являются слабое крепление опорных частей статора и недостаточная их жесткость, а также неравномерность масс вращающегося ротора. Испытания многих генераторов показывают, что при вибрации иссушения крестовины, крышки турбинного подшипника и биения вала гидроагрегата в пределах нормы вибрация генератора может значительно превышать вышесказанный уровень. Вибрация может зависеть от скорости вращения, тока возбуждения и температуры активных частей. Способы снижения вибрации в каждом конкретном случае следует согласовывать с заводом-изготовителем.

2. Обнаружение и исправление повреждений обмотки. Рассмотрим методы обнаружения и исправления поврежденной обмотки полюсов ротора, дающие возможность правильно организовать работу по быстрейшему устранению повреждения участка. Повреждения в обмотке возбуждения выполняются в два этапа: сначала определяется зона (район) повреждения, а затем место замыкания (полюс или виток).

Метод падения напряжения. Для определения зоны повреждения пользуются методом измерения напряжения на зажимах обмотки при протекании по ней постоянного или переменного тока (см. рис. 3-9). Номер полюса с замыканием определяется по отношению измеренных напряжений на контактных кольцах относительно корпуса и между кольцами при пропуске по обмотке тока от аккумуляторной батареи, генератора постоянного тока или лабораторного автотрансформатора:

$$n = 2p \frac{U_1}{U_1 + U_2} \quad \text{или} \quad n = 2p U_1 / U,$$

где $2p$ — число полюсов на роторе; n — номер поврежденного полюса; U — падение напряжения на обмотке; U_1 и U_2 — падение напряжения на обмотке относительно земли.

При вычислениях погрешность невелика, если переходное сопротивление в месте замыкания небольшое по сравнению с внутренним сопротивлением применяемого вольтметра. При выведенном роторе падение напряжения измеряют между корпусом и катушками полюсов поочередно при питании схемы постоянным током (рис. 3-52, а) или между контактным кольцом и катушками полюсов при питании схемы переменным током (рис. 3-52, б). Определяется дефектный полюс. При питании

схемы постоянным током дефектный полюс определяется по изменению полярности показаний прибора. При переменном токе показания прибора резко уменьшаются. Перемещая щуп по виткам катушек, находят поврежденный виток. В месте замыкания показания прибора равно нулю. Переменный ток не должен превышать 5 А.

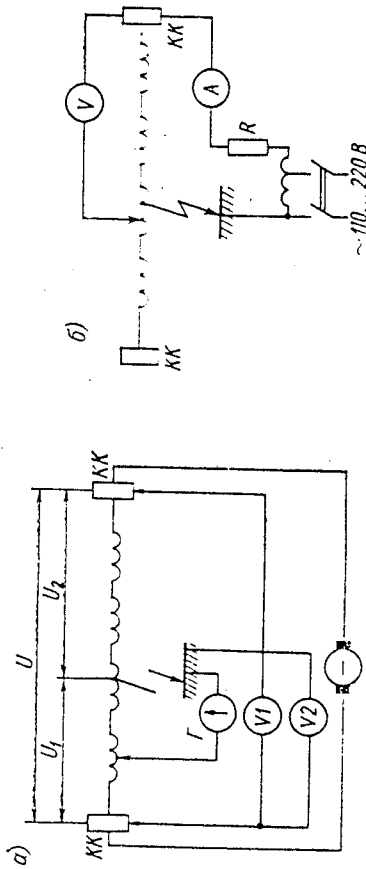


Рис. 3-52. Определение замыкания обмотки полюса на корпус: а — на постоянном токе; б — на переменном токе
КК — контактные кольца

Мостовой метод. Для приближенного определения места повреждения применяется мост переменного или постоянного тока (см. § 3-1, п. 5).

Метод измерителя заземлений. Для определения зоны повреждения используется стандартный измеритель заземления

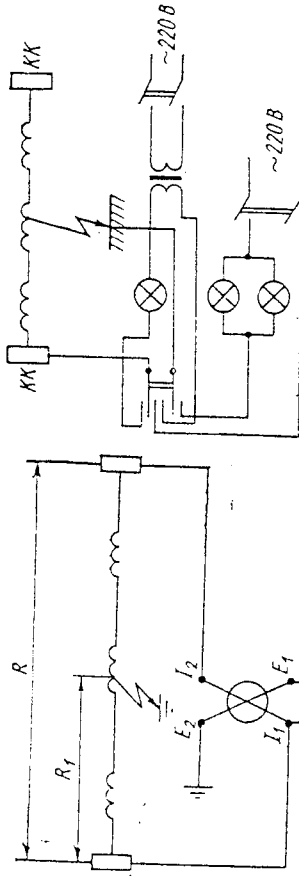


Рис. 3-53. Определение замыкания обмотки полюса измерителем заземлений

МС-08 (МС-07) (рис. 3-53). Измерение сопротивления основано на методе амперметра и вольтметра, при котором оба прибора замещены чувствительным магнитоэлектрическим логометром. Одна обмотка (зажимы I_1, I_2) включена как амперметр, вторая (зажимы E_1, E_2) — как вольтметр. При этом шкала прибора

отрадурирована непосредственно в омах. Если E_1 и I_2 подсоединить к одному контактному кольцу ротора, а зажим I_2 ко второму его кольцу, а зажим E_2 к корпусу, то прибор покажет сопротивление участка обмотки от ее начала до места замыкания на корпус. Тем же прибором определяется сопротивление всей обмотки, зажимы E_1 и I_1 соединяются с одним контактным кольцом обмотки, зажимы E_2 и I_2 со вторым контактным кольцом. Находят расстояние (число витков, полюсов) до места замыкания $n = 2\rho R_1/R_2$ где R_1 — измеренное сопротивление от начала участка обмотки от ее начала до места замыкания; R_2 — сопротивление всей обмотки, измеренное тем же прибором. Сопротивление обмотки, измеренное прибором МС-08, отличается от ее сопротивления постоянному току, так как по внешней цепи этого прибора протекает переменный несинусоидальный ток. Перед измерениями необходимо произвести регулировку сопротивления цепи $E_1—E_2$

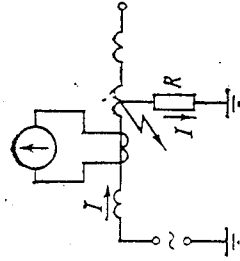


Рис. 3-55. Определение замыкания обмотки ротора методом измерения тока в междуполюсных соединениях

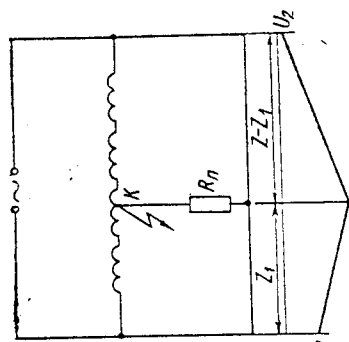


Рис. 3-56. Диаграмма напряжений обмотки ротора с замыканием на корпус

встроенным в прибор реостатом, который рассчитан на переходное сопротивление зонда, не большее 1000 Ом. Поэтому применение прибора МС-08 для определения места повреждения ограничивается переходным сопротивлением в месте замыкания 1000 Ом.

К точным методам, указывающим непосредственно на обмотке место замыкания, относятся следующие.

Метод прожига (рис. 3-54) изоляции в предполагаемом месте повреждения. Ток при прожиге не должен превышать 10 А.

Измерение тока в междуполюсных соединениях при прохождении переменного тока по контуру обмотки — корпус (рис. 3-55). Как видно из рисунка, за местом повреждения ток протекать не будет, поэтому отсутствие тока в междуполюсном соединении свидетельствует о том, что место замыкания находится в предыдущем полюсе. В зависимости от размеров междуполю-

люсовых соединений измерения производят токонизмерительными клещами Ц30 или прибором ВАФ-85. Пропускается ток 0,5—1 А. При большом переходном сопротивлении в месте замыкания этот метод неприменим без дополнительного дожига.

Измерение напряжения относительно корпуса вдоль обмотки при прохождении постоянного или переменного тока (рис. 3-56). Из диаграммы напряжений видно, что в месте замыкания напряжение относительно корпуса равно нулю. Следовательно, поврежденный полюс обнаруживается по минимуму напряжения на концах его обмотки. В случае протекания постоянного тока полярность напряжения по обе стороны от места повреждения будет противоположной. Данный метод используется при любых переходных сопротивлениях. При этом зона повреждения определяется методом измерения напряжения на зажимах обмотки. Постоянный ток рекомендуется 5—10 А с использованием для измерения гальванометра М122, амперметра Ц52 или Ц57 с отсчетом показаний по шкале милливольт. При переменном токе 1—5 А рекомендуется применять прибор Ц52 или Ц57 с отсчетом показаний по шкале 2,5—3 В. Например, в обмотке возбуждения гидротурбинатора произошло замыкание на корпус. Необходимо определить зону повреждения и полюс. Переходное сопротивление в месте замыкания, измеренное мегомметром, равно 1 кОм. По обмотке возбуждения пропускается постоянный ток 10 А. Напряжение на зажимах обмотки возбуждения относительно корпуса, измеренные прибором Ц52 по шкале 3 В, равны $U_1=0,3$ В и $U_2=1,7$ В. Вычисляется номер поврежденного полюса

$$n = 2p \frac{U}{U_1 + U_2} = 88 \frac{0,3}{0,3 + 1,7} = 13,2,$$

т. е. место замыкания находится в 14-м полюсе. Затем, не отключая тока, производят замеры последовательно на обмотке. Находится 14-й полюс, и тем же прибором по шкале 75 мВ измеряется напряжение относительно корпуса с обеих сторон полюса. Получаем значения +30 мВ и +7 мВ. Следовательно, замыкание находится не в 14-м, а в 15-м полюсе. Измерения на 15-м полюсе дают результат +7 мВ и -16 мВ. Изменение знака свидетельствует о наличии повреждения в данном полюсе. По отношению этих величин, зная число витков, можно определить виток, имеющий повреждение изоляции. При использовании методов, основанных на измерении напряжения относительно корпуса, возможно ошибочное определение места замыкания: полюс, в котором предполагалось повреждение, подтверждается переменной полярности напряжения, оказывается хорошим. Эти случаи объясняются наличием в обмотке второго замыкания или местным ослаблением изоляции.

Обнаружение в обмотке возбуждения витковых замыканий. При возникновении виткового замыкания в обмотке ее полное

сопротивление снизится за счет уменьшения как активного сопротивления, так и главным образом индуктивности обмотки, что вызвано размагничивающим действием короткозамкнутого контура. Витковое замыкание в обмотке возбуждения сопровождается, как правило, увеличением вибрации агрегата, причем вибрация изменяется в зависимости от активной нагрузки. Методы определения повреждения катушки основаны на измерении значения и фазы магнитного потока, возникающего на поверхности ротора при протекании по обмотке переменного тока. Короткозамкнутые витки создают размагничивающий поток, поэтому результирующий поток над поврежденной катушкой будет отличаться от потока над неповрежденными катушками. Если витковое замыкание устойчиво, т. е. проявляется и при неподвижном роторе, то поврежденный полюс (катушку) определяют измерением падения напряжения на каждой катушке (полюсе) при прохождении по

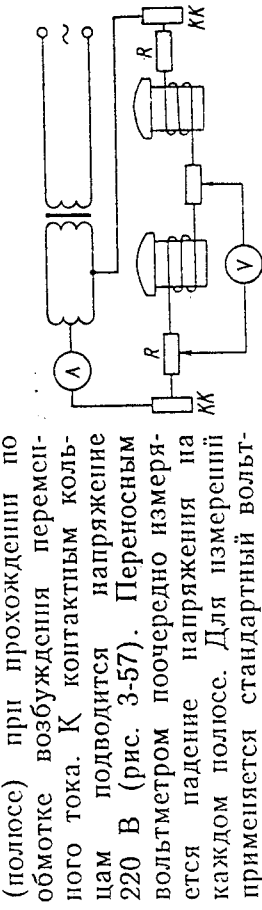


Рис. 3-57. Определение короткозамкнутых витков в катушке полюса

обмотке возбуждения переменного тока. К контактным кольцам подводится напряжение 220 В (рис. 3-57). Переносим вольтметром поочередно измеряется падение напряжения на каждом полюсе. Для измерений применяется стандартный вольтметр. В зависимости от числа замкнувшихся витков и переходного сопротивления падение напряжения на поврежденном полюсе будет отличаться (в меньшую сторону) от падения напряжения на здоровых полюсах. Этим же методом обнаруживают и короткозамкнутый виток, измеряя падение напряжения по виткам катушки, в которой обнаружено повреждение. Но обычно это не делается, так как для устранения повреждения приходится демонтировать полюс и снимать всю катушку.

На остановленном генераторе на каждый полюс (катушку) подают напряжение промышленной частоты, соответствующее испытательному напряжению на один виток. Для измерений в цель проверяемого полюса включается амперметр. При наличии короткозамкнутого витка ток в цепи резко возрастает, что указывает на витковое замыкание.

Исправление поврежденной обмотки полюсов. При обнаружении полюса с поврежденной междувитковой или корпусной изоляцией выполняются работы по демонтажу полюса с обода ротора. Убирается крепление, и демонтируется верхний вентилялятор. С Т-образных пазов обода снимаются верхние пластинные заглушки. Снимаются крепления переключателя демферной обмотки, сами проремочки и все детали крепления междуполюс-

ных соединений. Соединительные пластины с двух сторон полюса обкладываются асбестовой бумагой и мокрым асбестом. У клиньев, приваренных к ободу ротора, зубилом срубается сварка. На выступающий конец клина надевают приспособление для извлечения клиньев (рис. 3-58). В приспособление устанавливается клин с насечкой, обращенной к клину полюса. Клин изготавливается из стали с последующей закалкой до $HRC = 35 \div 40$. На малый гак мостового крана навешивается трос диаметром не менее 20 мм с приспособлением. Гак крана располагается по оси клиньев полюса. Удаляется первый парный

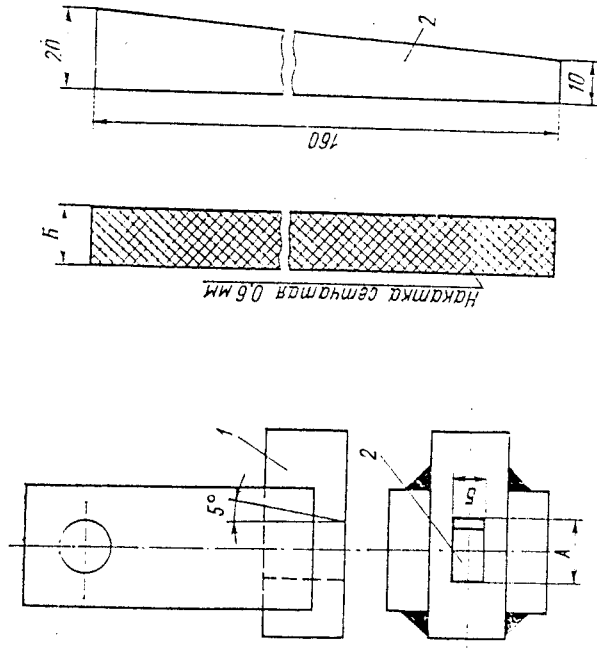


Рис. 3-58. Приспособление для удаления клиньев полюсов
1 — насадка; 2 — клин

клин. Ударом молотка по тонкому концу клина приспособление разбирается. Из паза извлекается встречный клин. Клинья связываются вместе, и на них навешивается бирка с номером полюса. Указанным способом удаляется второй забивной и встречный клинья.

В случае обрыва выступающего конца клина или невозможности установки приспособления электросваркой приваривается скоба к клину. Скоба изготавливается из стали диаметром 16—20 мм. При обрыве клина внутри паза выбивают встречный клин вниз пневматическим молотком или гидравлическим домкратом снизу ротора через надставку выдавливают забивной клин. Если клинья не поддаются выбивке, рекомендуется смонтировать их в Т-образном пазу керосином и через 5—6 ч повторить

операцию по извлечению. При неудачной попытке электросваркой приваривается нижний толстый конец клина к ободу ротора и полюс удаляется большим гаком мостового крана.

При съеме полюса применяют строповку его тросом за середину катушки (строповка удавкой). Под трос сверху и снизу катушки устанавливаются специальные прокладки с приклещен-

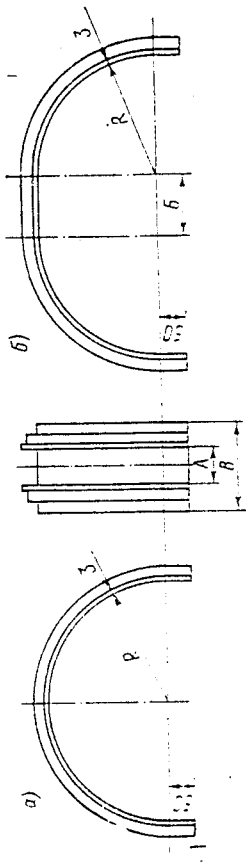


Рис. 3-59. Прокладки: а — для односторонних катушек; б — для двухсторонних катушек
R — наружный радиус катушки; А — размер под строп; Б, В — размеры катушки

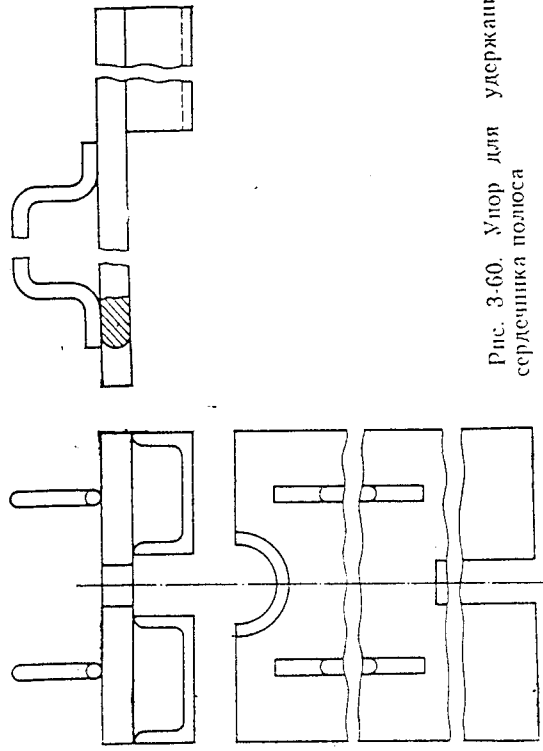


Рис. 3-60. Упор для удержания сердечника полюса

ным внутри войлоком или резиной (рис. 3-59). После удаления клиньев полюс снимается с обода ротора малым гаком мостового крана. Полюс извлекается из паза до середины длины. Для предотвращения выхождения сердечника полюса из катушки во время транспортировки сверху на Т-образный хвостовик полюса устанавливается упор (рис. 3-60). Полюс извлекается из паза. На ремонтной площадке полюс поворачивается из вертикального положения в горизонтальное. Для этого на хвостовик полюса снизу устанавливается нижняя приставка (рис. 3-61). Полюс располагается на деревянных брусках Т-образным

Таблица 3-8. Нормы испытаний изоляции ротора гидрогенератора с частичной заменой обмотки

Испытуемая изоляция	Испытательное напряжение (кВ) для гидрогенераторов с номинальным напряжением возбуждения		Продолжительность испытания, мин
	от 100 до 250 В включительно	свыше 250 В	
Изоляция отдельной катушки после установки на роторе и крепления полюсов, но до соединения катушек между собой и с контактными кольцами: от корпуса	3,5 2,5 В на виток	4	1 5
Изоляция оставшейся части обмотки ротора: от корпуса	2,5 2 В на виток 2,25	3 2,75	1 5 1
Изоляция обмотки от корпуса после соединения всех катушек между собой и с контактными кольцами	2	2,5	1
Обмотка ротора в собранной машине после частичной замены изоляции			

П р и м е ч а н и е. 1. До и после испытания повышенным напряжением промышленной частоты производится измерение сопротивления изоляции мегаомметром при напряжении 1000 В с отчетом показаний через 15 и 60 с. 2. Витковая изоляция отдельной катушки после установки на роторе и крепления полюсов, но до соединения катушек между собой и с контактными кольцами испытывается при температуре 120—130 °С и давлении, равном 0,75 давления, развиваемого при опрессовке изоляции. 3. После пайки всех соединений проверяется сопротивление обмотки постоянному току.

демферная обмотка. При наличии трещин или других повреждений на стержнях и короткозамыкающих сегментах выполняется их ремонт путем зачистки, разделки под пайку и пайки припоем Л62 или ЛЮК59 с применением флюса 209. В случае повреждения стержня демферной обмотки внутри сердечника стержень заменяется. Для этого с обеих сторон полюса поврежденного стержня обрезают. Сверху отверстие в короткозамыкающих сегментах в местах заделки стержней и выбивают стержень. Через специальную оправку забивают новый стержень и припаивают к сегментам припоем Л62 или ЛЮК59. Для включения сдвига стержня относительно полюса стержень закрепляется в пазу чеканкой сердечника.

Изоляционные шайбы при наличии трещин или сколов заменяются новыми, изготовленными из гетинакса или стеклотекстолита. При установке катушки на сердечник полюса подбиваются и устанавливаются под верхнюю изоляционную шайбу выравнивающие прокладки (шайбы) из электронизоляционного картона ЭВ. Толщина изоляционных шайб должна быть не менее 12 мм. Катушка с изоляционными шайбами в обжатом состоянии по высоте не должна выступать над сердечни-

ком более чем на 1 мм и быть ниже сердечника более чем на 2 мм. Если стальная шайба выступает над сердечником более чем на 1 мм, верхнюю изоляционную шайбу обрабатывают по месту. А если шайба ниже сердечника более чем на 2 мм, под изоляционную шайбу добавляют выравнивающие прокладки.

Установка полюсов на ротор. Очищаются и облуживаются припоем ПОС 40 концевые части короткозамыкающих сегментов на полюсах ротора и концы демферных перемычек. Для лужения концы сегментов нагреваются электроугольным паяльником, паяльной лампой или газовой горелкой. В качестве флюса применяется спирто-кашфольная смесь (1:3). Если перемычки имеют трещины, обрывы пластины или подславления, то изготавливаются новые из листовой меди толщиной 0,5 мм. Хомутки для междуполюсных соединений проверяются на отсутствие выгоревших мест и трещин. Новые хомутки изготавливаются из листовой меди марки М1 или М2 толщиной 2 мм. Заготовки отжигаются, а затем облуживаются припоем ПОС 40 в ванне для лужения (рис. 3-65).

Проверяются пары клиньев полюсов на параллельность и прилегание их граней друг к другу. Замеряется толщина каждой пары клиньев. Допускается разница в толщине пары клиньев не более 0,1 мм на всю длину клина. Все выборки и неровности на клиньях зачищаются на наждачном станке. Пружинки под катушку полюса должны соответствовать черточным размерам, не иметь трещин и отогнутых витков и в гнезда обода устанавливаться свободно, без заедания. Обрабатывают особое внимание на правильность установки и сварку упоров в Т-образных пазах обода ротора. Перед установкой полюсов на обод замеряется сопротивление изоляции катушек относительно корпуса. Сопротивление изоляции зависит от числа пар полюсов p и не должно быть менее p МОм. В гнезда обода устанавливаются пружинки, а во избежание их выпадения и повреждения полюсом при установке сверху за шпильки обода крепятся металлические полюсы (рис. 3-66). На полюс надеваются кожуха. Пестлей троса полюс охватывается в середине катушки. Под трос с обеих сторон катушки устанавливаются прокладки и приспособления для перекатовки полюса из горизонтального положения в вертикальное. Малым гаком мостового крана полюс проворачивается (рис. 3-67), нижнее приспособление убирается, а полюс транспортируется к месту установки на роторе. Если ротор находится в расточке статора, то при монтаже и установке полюсов лобовые части обмотки статора закрываются электронизоляционным картоном или резиновым ковриком для предохранения от случайных повреждений. Хвостовик полюса заводится в Т-образный паз обода ротора и в нем центруется. Полюс опускается до половины своей длины, снимается верхнее приспособление, и полюс опускается

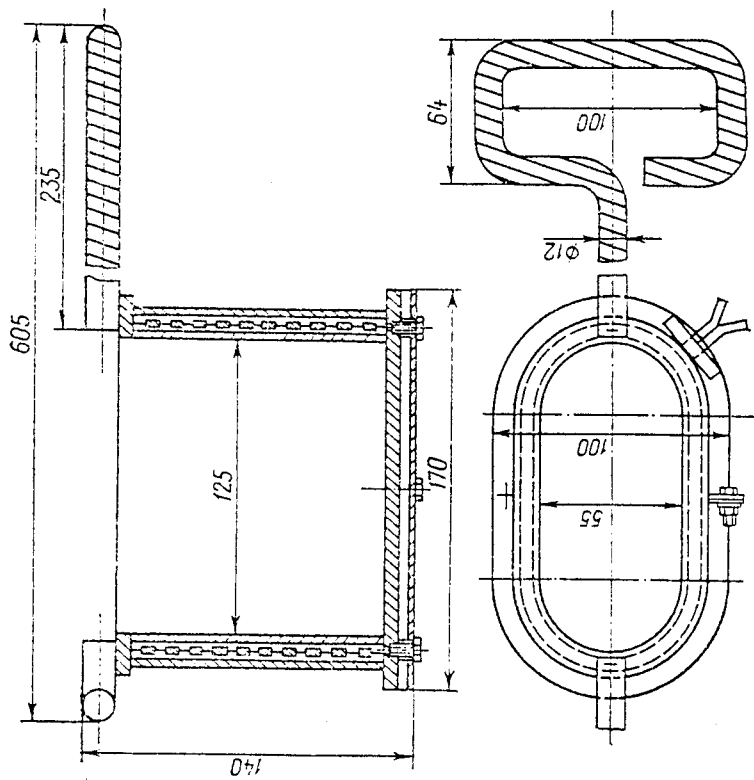


Рис. 3-65. Электронанша для припоя ПОС 40

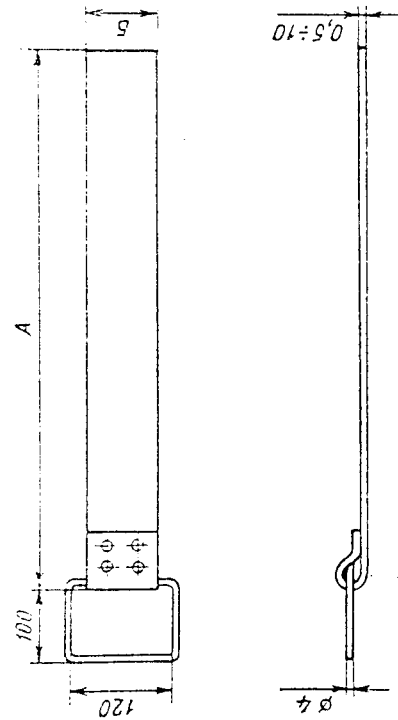


Рис. 3-66. Полоса для удержания пружины обода

на упор в пазу обода. Удаляются металлические пластины, удерживающие пружины.

Заклиновка полюсов. Временным стальным клином длиной 350—400 мм полюс прижимается к ободу. Здесь необходимо обратить внимание на то, чтобы стальная шайба не сместилась и не попала между ободом ротора и сердечником полюса. Берутся парные клинья. Встречный короткий клин устанавливается в паз толстым концом вниз. Сопрягаемую плоскость второго клина покрывают цинковым белом с добавкой турбинного масла (10 %) или графитовой смазкой. Клин забивается сверху между заложённым клином и хвостовиком полюса с помощью пневматического молотка марки KE-28 со специальным нако-

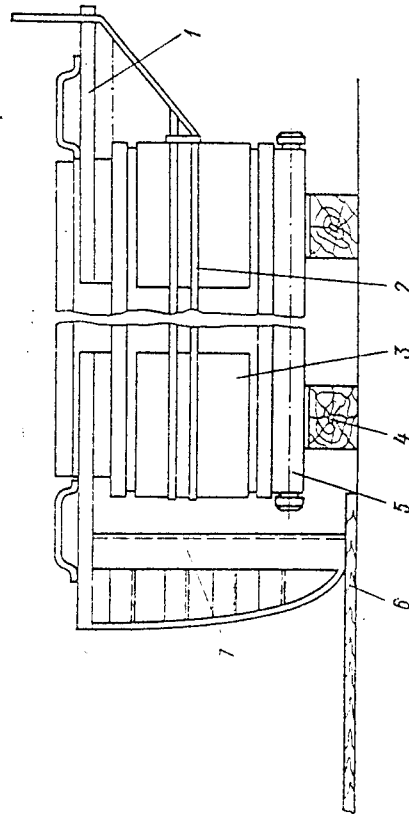


Рис. 3-67. Строповка полюса на монтажной площадке

1 — верхний упор; 2 — строп; 3 — прокладка; 4 — брус; 5 — полюс; 6 — доска; 7 — приставка

печником (рис. 3-68). Клин забивается до отказа. Для проверки плотности делается контрольная забивка двумя-тремя ударами кувалды через оправку. Качество установки клиньев определяется легкими ударами молотка. Глухой металлический звук указывает на неплотное прилегание клиньев, звонкий — на хорошую заклиновку. Клинья устанавливаются на всю длину хвостовика полюса. Забитый клин должен выйти снизу из паза обода. Выступающие концы клиньев снизу ротора обрезаются газовой горелкой. Концы клиньев, выступающие сверху, обрезаются по чертежу или на расстоянии 80—100 мм от обода. В случае свободной установки клиньев и отсутствия запасного комплекта в паз обода устанавливается металлическая прокладка между коротким клином и стенкой паза. Если конструкция не предусмотрено другое крепление, то каждый клин приваривается к ободу ротора. Сварка клиньев между собой не допускается. Полюс освобождается от кожухов и петли троса.

При закреплении полюсов клиньями контролируется совпадение между полюсных соединений соседних полюсов. После заклиновки полюсов шумом замеряется зазор между стальной шайбой и ободом ротора, который не должен превышать 0,5 мм. При роторе, введенном в расточку статора, проверяется воздушный зазор между центром полюса и сердечником статора. В случае отклонений зазора от допустимого полюс снимают, находят и устраняют причину отклонения. Проводят электрические испытания изоляции.

Пайки междуполюсных соединений. Обжимают и выравнивают по середине междуполюсного промежутка соединительные пластины с помощью приспособления (рис. 3-69). Устанавливаются на соединении хомутики и металлические коробочки,

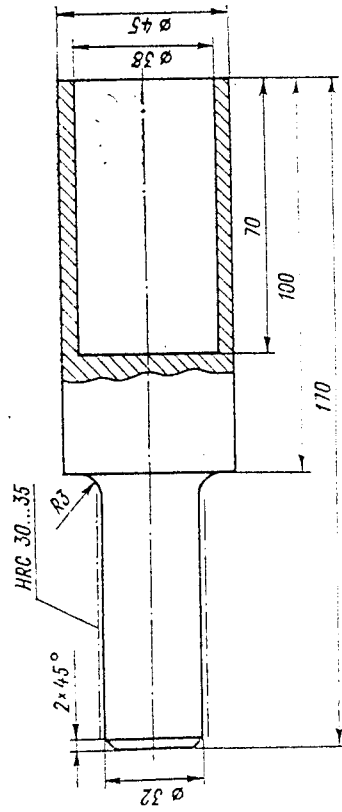


Рис. 3-68. Наконечник для забивки клиньев полюсов

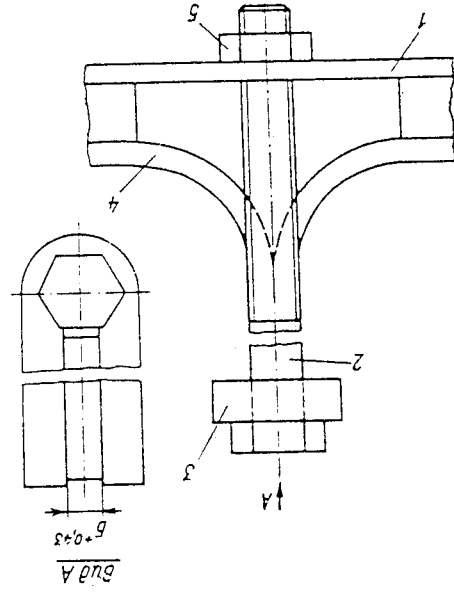
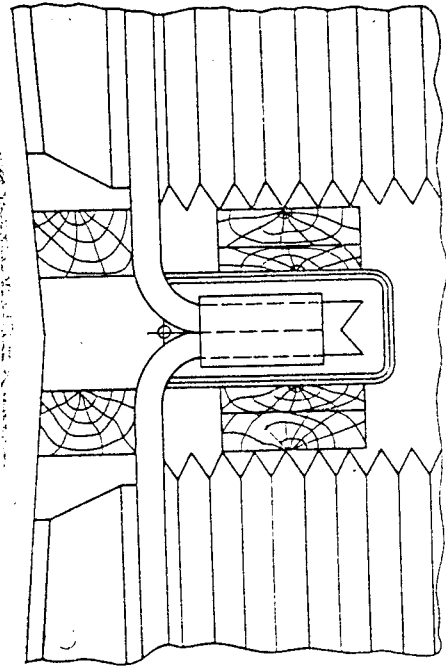
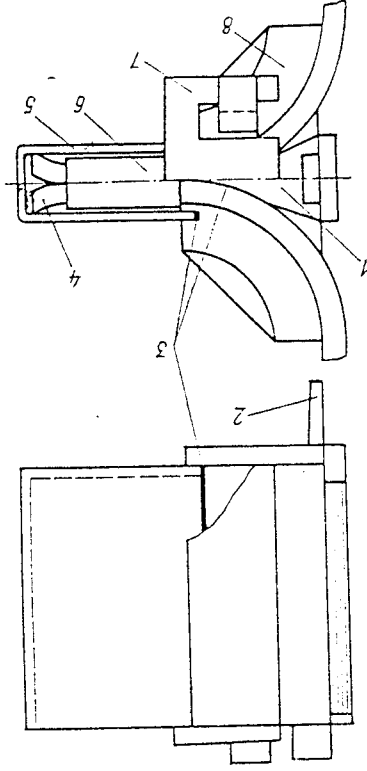
изготовленные из стали толщиной 1,5—2 мм и выложенные внутри асбестовой бумагой (рис. 3-70) или применяется для сборки и пайки приспособление (рис. 3-71), изготовленное для каждого типоразмера междуполюсных соединений генераторов. Все места возможного вытекания припой заполняются асбестовой бумагой и мокрой асбестовой массой. Соединительные пластины от хомутика до катушки уплотняются асбестовой бумагой, мокрым асбестом и асбестовой лентой. Пайка междуполюсных соединений припоём ПОС 40 производится электроугольным паяльником (рис. 3-72) или газовой горелкой. Флюсом служит спирто-кашфольная смесь. Не допускается затекание припоя в радиусную часть междуполюсного соединения. Через 30—40 мин пайка очищается от асбеста, наплывов припоя. Напыльником заливается все острые углы и неровности.

Устанавливаются крепление междуполюсных соединений (рис. 3-73). Качество пайки соединения проверяется постоянным током 0,5—0,6 номинального. При подключении полюса к источнику замеряется падение напряжения на пайке или сопротивлении пайки. При плохом контакте соединение перепаяется. Устанавливаются демферные перемычки, стопорные шайбы на

Рис. 3-71. Приспособление для сборки и пайки междуполюсных соединений
1 — клин уплотняющий; 2 — клин распорный; 3 — асбестовая бумага; 4 — пластина междуполюсного соединения; 5 — хомутик; 6 — коробочка; 7 — скоба; 8 — упор боковой

Рис. 3-70. Сборка междуполюсного соединения под пайку

Рис. 3-69. Приспособление для центрирования междуполюсного соединения
1 — пластина; 2 — шпилька; 3 — планка; 4 — пакет междуполюсного соединения; 5 — латка



болтах и гайках. Выполняется крепление перемычек к ободу ротора (рис. 3-74). При установке вентиляторов расстояние до междуполосного соединения должно быть не менее 20—25 мм. Изоляция собранного ротора испытывается повышенным напряжением промышленной частоты по отношению к корпусу (см. табл. 3-8). Замеряется сопротивление обмотки постоянному току.

3. Исправление формы ротора. Для определения объема работ по исправлению формы ротора при капитальном ремонте измеряют с помощью щупов воздушный зазор генератора при повороте ротора между одной и той же точкой на сердечнике статора и каждым полюсом ротора (см. табл. 2-6). Нарушение формы ротора вызывает повышенную вибрацию статора с оборотной частотой. Чтобы определить нарушения формы ротора, тщательно изучают результаты измерений воздушного зазора, проведенных до ремонта, и вибрационных испытаний генератора. При отклонениях формы из-за установки полюсов на различной высоте относительно оси ротора или из-за смещения всего обода или части полюсов проводятся работы по подгонке полюсов относительно магнитной оси, выполняется горячая расклиновка обода. Установка полюсов на обode ротора контролируется совмещением средней линии полюсов горячей расклиновки ротора при нахождении ротора в расточке статора или на монтажной площадке. Лучшие результаты получаются, когда процесс расклиновки обода контрелируется стрелой, а это возможно только на роторе, выведенном из расточки статора.

Ротор устанавливается на монтажной площадке на шести—восьми металлических тумбах. Тумбы должны иметь одну высоту и устанавливаться под тормозной диск. У генератора подвесного исполнения фланец вала закрепляется на монтажной

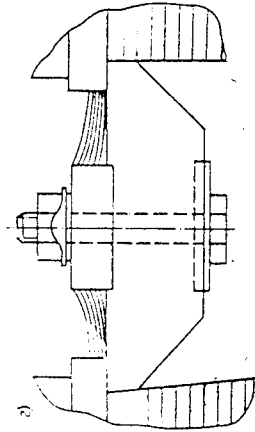
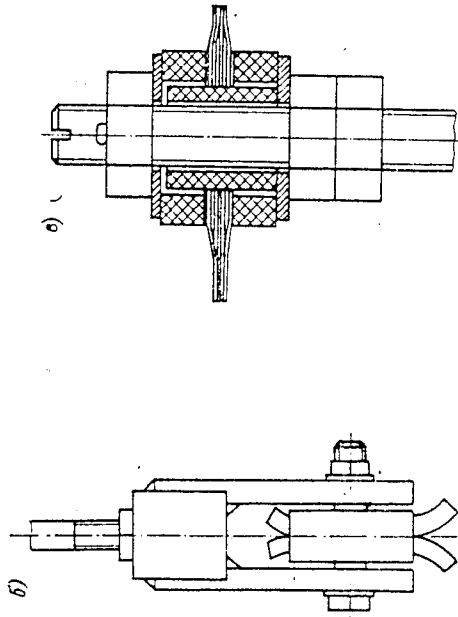
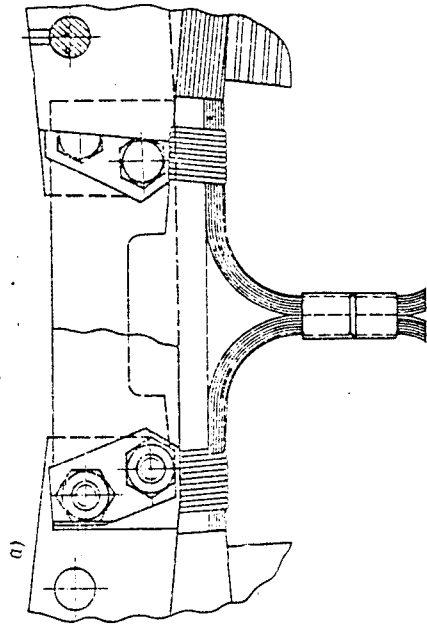


Рис. 3-73. Крепление междуполосного соединения: а — распоркой со шпуровым бандажом; б — оттяжкой; в — шпилькой; г — распоркой со шпилькой

площадке. На валу ротора устанавливается поворотная стрела. На роторе гидрогенератора зонтичного исполнения стрела закреплается с помощью крестовины, изготовленной из швеллера 10—14. Для крепления используются отверстия под шпильки, которыми крепится втулка. Стрела выставляется строго перпендикулярно оси ротора. Между каждым полюсом и линейкой

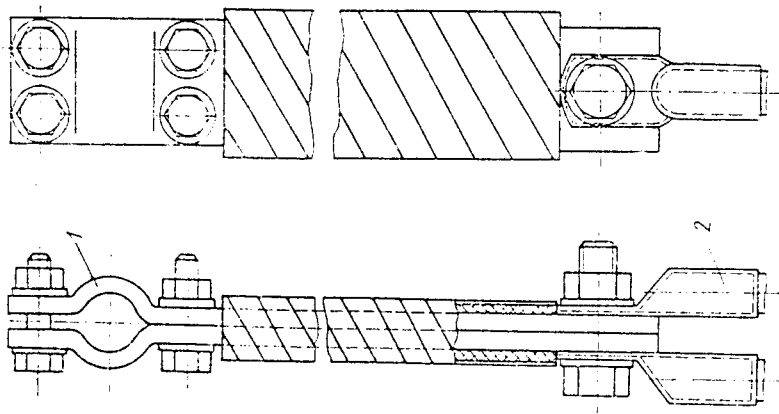


Рис. 3-72. Держатель электродов: 1 — контактная пластина; 2 — силовой кабель

люсов со средней линией обода. Исправление формы ротора путем горячей расклиновки производится при нахождении ротора в расточке статора или на монтажной площадке. Лучшие результаты получаются, когда процесс расклиновки обода контрелируется стрелой, а это возможно только на роторе, выведенном из расточки статора.

Ротор устанавливается на монтажной площадке на шести—восьми металлических тумбах. Тумбы должны иметь одну высоту и устанавливаться под тормозной диск. У генератора подвесного исполнения фланец вала закрепляется на монтажной

стрелы замеряется воздушный зазор в двух-трех точках по высоте. На всех полюсах предварительно намечаются места замера, которые записываются в таблицу (см. табл. 2-6), и в выбранном масштабе делается построение формы ротора (рис. 3-75). Определяются отклонения формы от окружности. Полюсы, имеющие отклонения больше допустимых, демонтируются с обода. На полюсах, расположенных на меньшем диаметре, устанавливаются металлические прокладки расческой толщины. Прокладки устанавливаются в паз обода, под хвостовик на всю высоту. Концы прокладки загибаются на обод и привариваются электро-

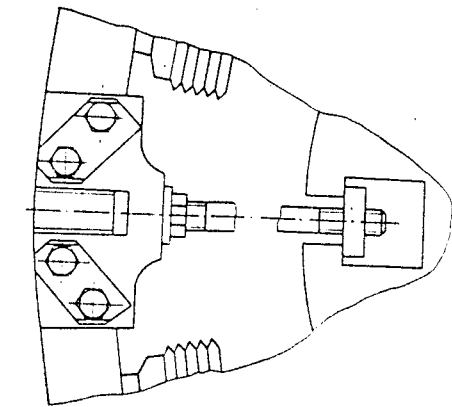


Рис. 3-74. Крепление демиферных перемычек к ободу ротора шпилькой

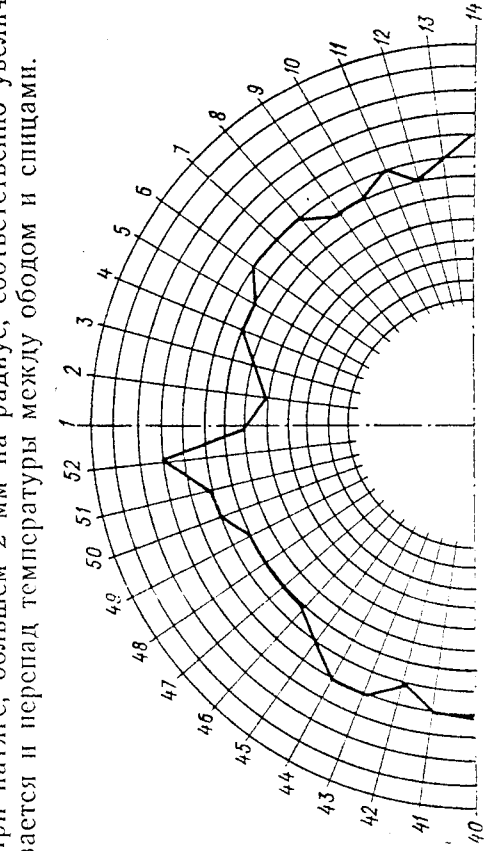


Рис. 3-75. Построение формы ротора

Возможны два способа создания температурного перепада тепловыми потерями: первый — от прохождения постоянного тока через обмотку ротора, второй — от одновременного прохождения постоянного тока через обмотки ротора и статора при нахождении ротора в расщепке статора. Ток в обмотке ротора и статора не должен превышать 70 % номинального тока во избежание перегрева наск. Фазы обмотки статора соединяются последовательно, и к ним подключается резервный возбудитель или генератор постоянного тока. Приrost температуры за час (в кельвинах) примерно следующий: обмотки полюсов 4, сердечника статора 2,5, обода ротора 1,5, спич ротора 0,3. Нагрев ведется до температуры: обмотки ротора + (70—80) °С, сердечника статора + (50—60) °С, обода ротора + (45—50) °С, спич ротора + (20—25) °С. Нагрев производится в течение 15—20 ч. После нагрева фиксируется увеличение диаметра обода по отклонению индикатора на каждой спиче. Определяется остаточный натяг между ободом и остовом ротора. Например, на индикаторе было установлено показание 2 мм. По окончанию

поворотной стрелой проверяется форма ротора. При обнаружении ослабления остаточного натяга между ободом и остовом ротора или неудовлетворительной формы обода выполняются работы по приведению его в норму. Допускается отклонение концентричности обода ротора по радиусу от вала или центра втулки до боковой поверхности обода (как среднее арифметическое замеров сверху и внизу обода) 0,6 мм при диаметрах до 4,5 м; 0,8 мм при диаметрах до 9 м; 1,2 мм при диаметрах до 14,5 м. Форма обода замеряется в двух точках по высоте поворотной стрелой с удлинителем, который устанавливается между полюсами. В масштабе чертятся форма обода ротора, и на ней отмечаются точки, имеющие эксцентricность выше нормы. Определяется остаточный натяг между ободом и остовом ротора. Для этого на каждую спичу остова устанавливаются индикаторы часового типа с упором в обод ротора. На индикаторе устанавливается показание — минус 2 мм. Для кон-

нагрева показания индикатора стали 1,2 мм. Прозошло увеличение диаметра обода на $2,0 - 1,2 = 0,8$ мм. Односторонний натяг по чертежу равен 1,2 мм. Остаточный односторонний натяг получается $1,2 - 0,8 = 0,4$. Из примера следует, что натяг между ободом и остовом ротора находится в норме. При остаточном натяге, равном 0,1 мм и меньше, производится горячая переклиповка обода ротора. Для этого мостовым краном за приваренную скобу извлекается забивной клин и встречный (закладной), а вместо них устанавливается новая пара клиньев.

При восстановлении натяга осаживается в паз забивной клин (рис. 3-76) на необходимую длину. Например, необходимо увеличить односторонний натяг на 0,3 мм. Уклон сопрягаемых плоскостей клиньев равен 1:200. Поэтому длина для осаживания клина будет $0,3 \times 200 = 60$ мм. При недостаточной толщине

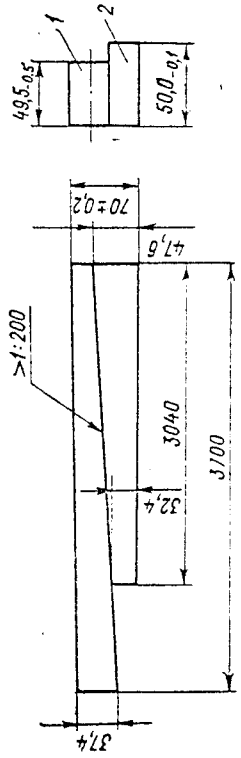


Рис. 3-76. Клинья обода ротора
1 — забивной клин; 2 — закладной клин

пары клиньев или отсутствия запасного комплекта в паз устанавливается стальная полоса на всю высоту обода. Например, необходимо осадить клин на длину 280 мм. Толщина устанавливаемой прокладки равна 0,5 мм. В этом случае длина осаживания клина уменьшится на $0,5 \times 200 = 100$ мм. Необходимо осадить клин на длину $280 - 100 = 180$ мм. При установке новых клиньев или дополнительных металлических полос сначала выколачивают холодную расклиновку, без нагрева. Затем обод нагревают, как указано выше, и выколачивают горячую расклиновку по расчетным величинам. По окончании работ ротор охлаждается и приваривается форма обода и ротора. Толстый конец клина приваривается электродом УОНИ диаметром 4 мм к ободу ротора. Устанавливаются верхние накладки на клинья обода.

4. Изготовление и замена корпусной изоляции. Для повышения надежности гидрогенератора, его ремонтпригодности, сокращения времени на замену изоляции и снижения стоимости работ на полюсах ротора устанавливается сборная стеклотекстолитовая корпусная изоляция, состоящая из двух профильных элементов и двух пластин на каждом полюсе (рис. 3-77). Изо-

ляция отличается высокой механической прочностью и лучшей по сравнению с ранее применяемыми материалами теплостойкостью. Профильные элементы прессуют в специальной пресс-форме (рис. 3-78), которая воспроизводит концевую часть сердечника полюса. Исходным материалом служит стеклянная ткань толщиной 0,1—0,15 мм, пропитанная эпоксидно-резольными или фенолформальдегидными лаками. Для нагрева в пресс-форму встраивается электрический нагреватель мощностью 1,5—2,0 кВт на напряжение 220 В, который представляет собой нихромовую спираль, навитую на отрезок абразивной трубы. Для изготовления профильных элементов нарезаются заготовки из триацетатной пленки толщиной 0,015 мм и пропитанной лаком стеклянной ткани. Расчетный набор полос стеклянной ткани нарезается трех типоразмеров с разницей по длине 15—20 мм для получения на концевых частях скоса на длине 50—60 мм. Скос необходим для соединения профильных элементов с прямолинейными стеклотекстолитовыми пластинами при сборке на сердечнике полюса. Стеклянная ткань нарезается из расчета 8—12 слоев ткани на 1 мм толщины корпусной изоляции. Окончательное число слоев уточняется после изготовления опытного образца.

На подготовительном столе укладывается триацетатная пленка блестящей стороной вверх, затем стеклянная ткань, а сверху триацетатная пленка блестящей стороной вниз. Набор изоляции устанавливается в пресс-форму, нагреваемую до температуры 120 °С, сверху надевают металлический кожух толщиной 2 мм, а затем на шпильках собирают пресс-планки. На шпильках должны быть установлены дистанционные шайбы толщиной, равной толщине готовой корпусной изоляции плюс 2 мм. Дистанционные шайбы являются ограничителями номинальной толщины при опрессовке и запечке изоляции. Равномерно затягиваются гайки пресс-формы. Через 10—15 мин нагрева гайки обжимаются до упора. Запечка изоляции производится при температуре 160 °С в течение 30—40 мин с последующей нормализацией в сушильной печи при температуре 130—140 °С в течение 8—12 ч. Время запечки устанавливается в зависимости от толщины корпусной изоляции и обычно принимают равным 20 мин на 1 мм толщины. После запечки пресс-форма разбирается. Снимается изоляция совместно с металлическим кожухом, прикрепляющейся к нему по торцам струбцинами и охлаждается до окружающей температуры. Затем в зависимости от габаритов сушильной печи по несколько штук профильных элементов устанавливается

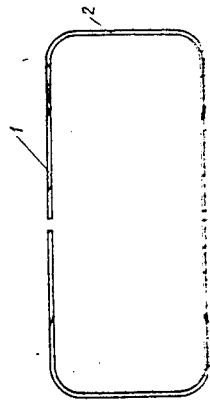


Рис. 3-77. Корпусная изоляция сердечника полюса
1 — прямолинейная часть; 2 — профильная часть

в печь для нормализации. Готовая изоляция должна иметь гладкую поверхность. Не допускаются расслаивание, вздутия и морщины.

Прямолнейные части изоляции (пластины) изготавливаются из стеклотекстолита марки СТЭФ. После нарезания полос на концевых частях фрезой выполняется скос аналогично скосу на профильной части изоляции. Профильные элементы устанавливаются на сердечник полюса. Высота в пределах 1—2 мм с помощью напильника подгоняется индивидуально по каждому

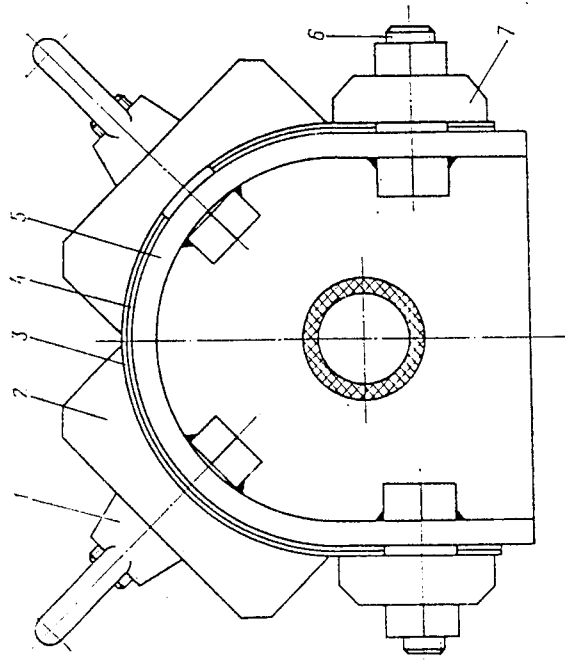


Рис. 3-78. Пресс-форма для изготовления изоляции

1 — рам; 2 — валики нажимные; 3 — обечайка; 4 — изоляция;
5 — основание; 6, 7 — болт, гайка

сердечнику. Устанавливаются на сердечник прямолнейные части. Скосы изоляции протираются чистой ветошью, смоченной в бензине. Приготавливается на 4—5 полюсов эпоксидный клей в пропорции: 100 м. ч. эпоксидной смолы ЭД-6; 40 ч. дибутилфталата; 8—10 ч. полнэтлсиполламина. Промазываются концевые части корпусной изоляции сердечника тонким слоем эпоксидного клея. Изоляция обжимается хомутом, изготовленным из металлической полосы толщиной 2—3 мм. После полимеризации клея через 2—3 ч при температуре 20 °С хомут снимается. Осматриваются места склейки изоляции. На изолированный сердечник устанавливается катушка. Изоляция испытывается повышенным напряжением промышленной частоты относительно корпуса.

5. Замена витковой изоляции. Катушка полюса подвешивается на приспособлении для отжига изоляции, которое состоит из двух металлических стоек и двух установленных сверху отрезков трубы диаметром 30—40 мм или швеллера № 8—10. Обмоточной лопаткой отодвигают один от другого витки катушки. Катушка нагревается керосиновой форсункой до температуры 400—450 °С, а затем охлаждается проточной водой из шланга до температуры 40—50 °С. В машинном зале эту операцию выполняют на монтажной площадке над ванной, из которой предусмотрен слив воды в дренаж. При капитальном ремонте в летнее время эту работу обычно проводят на специально отведенной территории за пределами машинного зала. В случае замены витковой изоляции одной-двух катушек для очистки витков от старой изоляции рекомендуют использовать ванну с кипящим 10—12 %-ным раствором каустической соды или тринатрийфосфата, в которую катушка помещается на один-два часа. После отжига катушку устанавливают на двух деревянных брусках, закрепленных на стойках высотой 0,8—1,0 м. Острым ножом все витки очищаются от остатков изоляции, лака, окислы и осматриваются на отсутствие изломов, забоя, трещин. Оценивается качество паяк, имеющих по длине витков катушки. Места паяк, вызывающие сомнения или имеющие трещины, запаиваются припоем ПСр 45. Затем все витки зачищаются пневматической машинной с кордщеткой и проверяются калибром. Особенно необходимо проверить калибром все углы, радиусные части катушек и места паяк.

Катушка собирается и с обеих торцов скрепляется струбцинами (рис. 3-79), с помощью мостового крана устанавливается на стол с приспособлением для рихтовки и изолировки (рис. 3-80). Витки катушки рихтуются молотком через прокладку, а затем развешиваются на шпильках приспособления и протираются чистыми салфетками, смоченными в бензине. Нарезаются полюсы асбестовой бумаги толщиной 0,2—0,25 мм на рыхляющих или гильотинных ножницах. При резке на гильотинных ножницах асбестовую бумагу предварительно наматывают на лист картона толщиной 2 мм в 25—30 слоев. Бумага толщиной 0,2—0,25 мм нарезается для прямолнейных и радиусных частей, а для выравнивания профиля меди и высоты катушки нарезается асбестовая бумага толщиной 0,5 мм по форме катушки. Поверхность нижнего витка с помощью кисти промазывается бакелитовым лаком. Перед применением проверяется вязкость бакелитового лака с помощью воронки ВЗ-4 при 20 °С: должна быть не менее 25 с. При необходимости лак разбавляется спиртом. На виток устанавливается два слоя асбестовой бумаги толщиной 0,2 мм с перекрытием стыков (рис. 3-81). Сверху изоляция покрывается лаком, и нижний виток опустается на изолированный стол. Таким образом изолируется второй виток и вся катушка.

Рис. 3-79. Струбцина для транспортировки катушек

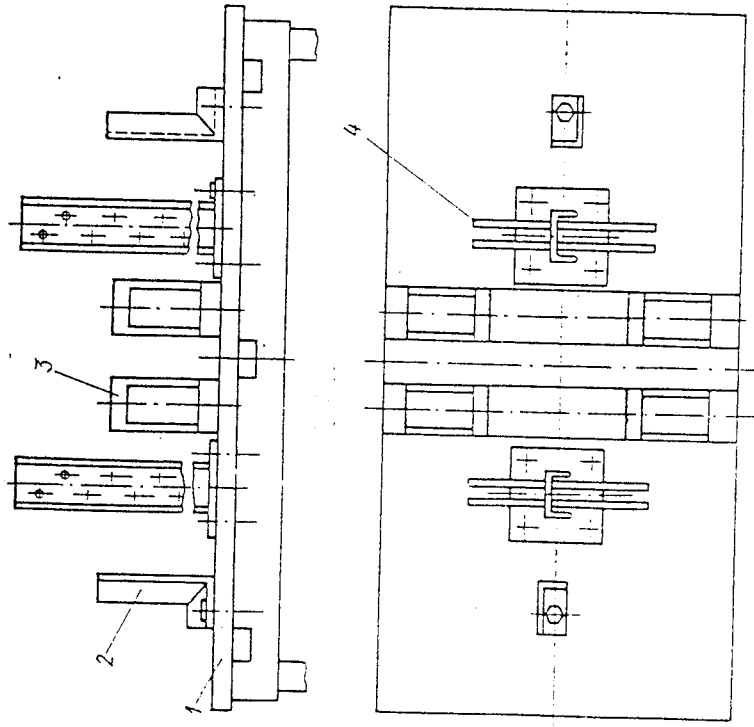
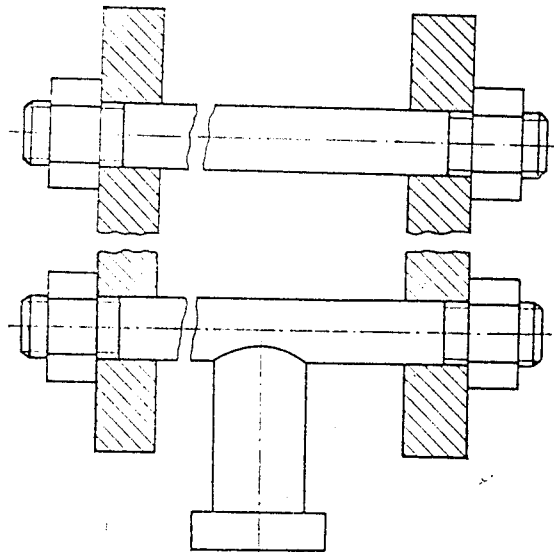
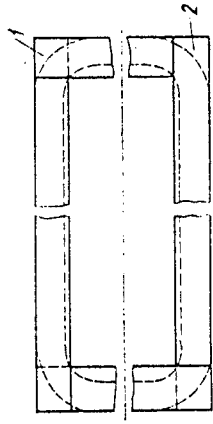


Рис. 3-80. Приспособление для изолировки и рихтовки катушек
1 — стол; 2 — упор торцевой; 3 — упор боковой; 4 — пруток

При наклеике изоляции следят за тем, чтобы не было нахлеста изоляции, щелей на стыках и оголенных мест. С обеих сторон витка должны выступать кромки изоляции одинаковой ширины. При изолировке катушек, выполненных из профилированной меди, наклеивают дополнительную изоляцию на бакелитовом лаке для выравнивания профиля меди. Полоски асбестовой бумаги толщиной 0,5 мм наклеивают по внутренней поверхности на прямолнейные части и по наружной — на закругленные лобовые части. Изолированную катушку выравнивают на столе упорами приспособления, а с торцов скрепляют струбцинами и мостовым краном транспортируют на приспособление для зачеканки изоляции (рис. 3-82). На нижнюю плиту приспособления устанавливается стальная и изоляционная шайбы. Стальная шайба с одной стороны должна иметь вырез для прохода кабеля при подключении катушки. Устанавливается и выравнивается катушка. Между боковыми упорами приспособления и прямолнейной частью катушки устанавливаются гетинаксовые и стальные прокладки. Поджимаются болты боковых упоров. Внутрь катушки устанавливаются деревянные распорки и клинья. На верхний виток ставят изоляционную и стальную шайбы. Ставят верхнюю нажимную плиту и обжимают гайки шпилек. В отверстие верхней плиты закрепляется термометр. К верхнему и нижнему витку катушки с помощью зажимов подключается кабель от трансформатора или генератора постоянного тока. Допустимая плотность тока для нагрева катушек и запечки изоляции должна быть 3—6 А/мм². Катушка нагревается до температуры 100 °С. Обжимают катушку гайками шпилек приспособления до упора верхней плиты. Повышают температуру до 120 °С и выдерживают в течение 30 мин до полного прекращения выделения пузырьков бакелитового лака между витками. Отключается источник тока. Катушка охлаждается сжатым воздухом до температуры 40—45 °С. Снимают давленье, разбирают приспособление и извлекают катушку.

Рис. 3-81. Раскрой витковой изоляции
1 — торцевая шпилька; 2 — прямолнейная полоса



Проверяют высоту, отсутствие смещенных отдельных витков и качество запечки. При хорошей запечке подтеки лака имеют темно-коричневый цвет и становятся хрупкими. Острым ножом удаляется выступающая с внутренней и наружной сторон витковая изоляция и наплывы лака. Зачищают до металлического блеска кордщетками и скребками наружные боковые поверхности витков.

6. Замена междуполосных соединений. Нарезается на ножницах необходимое число пластин из оловянистой бронзы БрОФ 6,5-1,5 толщиной 0,2—0,6 мм размерами, указанными в чертежах «Пластина соединительная» и «Пластина выводная». Зачищаются и зашлифовываются заусенцы на пластине. Подготавливается травленая соляная кислота (для чего в технической соляной кислоте травятся куски цинка до прекращения выделения пузырьков газа).

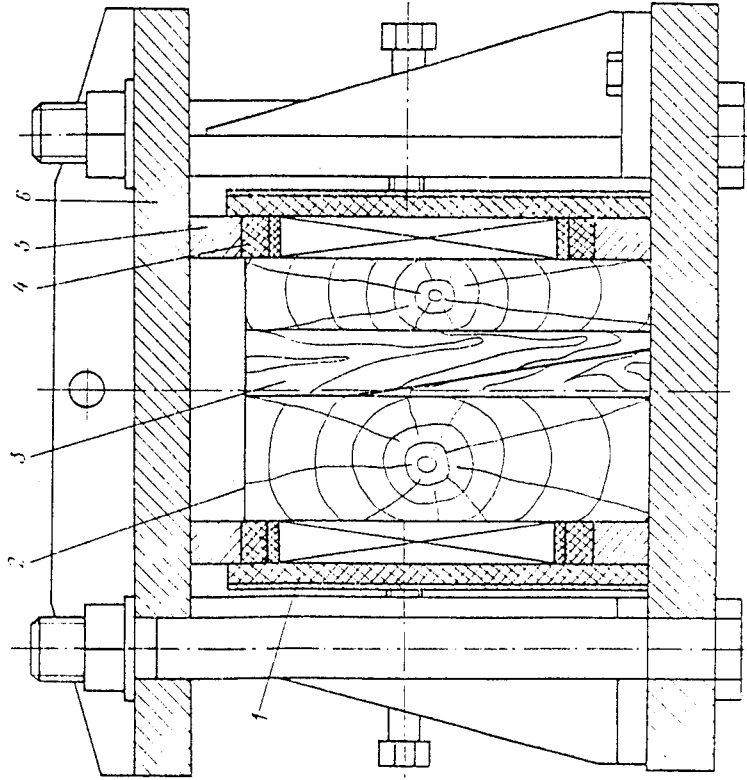


Рис. 3-82. Приспособление для зачеканки витковой изоляции: 1 — прокладки; 2 — распорки; 3 — клинья; 4, 5 — шайбы; 6 — нажимная плита

Расплавляется припой ПОС 40 в ванне для лужения. Пластина с помощью плоскогубцев смачивается в травленной соляной кислоте и погружается в ванну с температурой припоя 270—280 °С на 0,5—1,0 мин для прогрета и лужения пластины. Луженая поверхность сразу же протирается чистой ветошью и опускается в ведро с чистой водой. После лужения пластины тщательно промываются в проточной воде, высушиваются, собираются в пакет, связываются и маркируются номером полюса.

В случае некачественного лужения (с черными пятнами на поверхности) операцию повторяют.

С витков катушек зубилом срубается остаток старого припоя и остатки заклепок. Запиливается место присоединения пластин к витку. Соединительная пластина закладывается в Т-образный кондуктор под виток катушки. Керном переводятся отверстия под заклепки с витка на пластину. Размеченная пластина собирается в пакет с остальными пластинами и закрепляется в кондукторе для сверления отверстий необходимого диаметра под заклепки. Заклепки изготавливаются из меди М1. Конец витка устанавливается в Т-образный кондуктор для сборки соединительных пластин. В отверстия на витке вставляют заклепки, а на них надевают пакет пластин. С помощью оправки (рис. 3-83) и обжимки (рис. 3-84) пластины прикрепляются к витку катушки. Убирается кондуктор. Приподнимается конец витка, под него устанавливается деревянный клин. Во избежание спайки пластины между собой во время нагрева и пайки пакета между пластинами лужеными поверхностями прокладывается асбестовая бумага толщиной 0,5 мм. Пакет пластин до витка катушки заворачивается асбе-

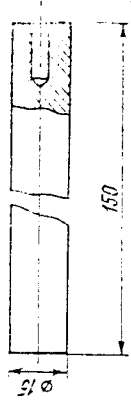


Рис. 3-83. Оправка

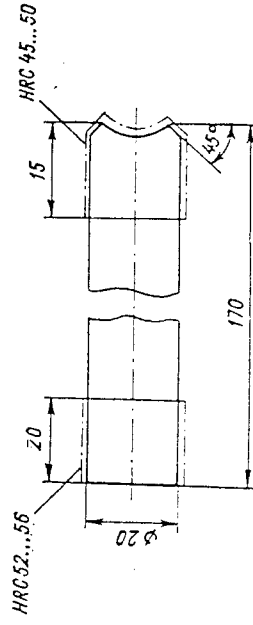


Рис. 3-84. Обжимка

стовой бумагой и обматывается мокрой асбестовой массой. На место пайки наносится флюс (спирто-канфольная смесь 1:3). Место пайки нагревается газовой горелкой или паяльной лампой до температуры 270—280 ° и запаивается припосом ПОС 40. Место пайки охлаждается мокрой ветошью до температуры 40—50 °С. Удаляется асбест и асбестовая бумага, заложённая между пластинами, пайка зашлифовывается. Обрабатывают особое внимание на отсутствие затекания припоя между соединительными пластинами и на правильность крепления их относительно витка катушки. Набор пакета соединительных пластин из пла-

Таблица 3-9. Нормы испытаний изоляции ротора гидрогенератора с полной заменой обмотки

Испытуемая изоляция	Испытательное напряжение (кВ) для гидрогенераторов с номинальным напряжением возбуждения		Продолжительность испытания, мин
	от 100 до 250 В включительно	свыше 250 В	
Изоляция отдельной катушки после изготовления и установки на полюс: от корпуса витковая	4,0 3 В на виток	4,5	1 5
Изоляция отдельной катушки после установки на ротор и крепления полюса, но до соединения катушек между собой и с контактными кольцами: от корпуса витковая	3,5 2,5 В на виток 3,5	4 4	1 5 1
Изоляция контактных колец, токоподводов и щеточных траверс до соединения с обмоткой	3	3,5	1
Изоляция катушек от корпуса после соединения между собой и с контактными кольцами	2,5	3	1

Пр и м е ч а н и я. 1. До и после испытания повышенным напряжением промышленной частоты производится измерение сопротивления изоляции мегаомметром напряжением 1000 В с отсчетом показаний через 15 и 60 с.

2. Витковая изоляция отдельной катушки после установки на роторе и крепления полюса, но до соединения катушек между собой и с контактными кольцами испытывается при температуре 120—130 °С и давлении, равном 0,75 давления, развиваемого при опрессовке изоляции.

3. После пайки всех соединений проверяется сопротивление обмотки постоянному току.

стии различной толщины не допускается. Катушка устанавливается на сердечник полюса. Проводятся электрические испытания (табл. 3-9).

7. Модернизация ротора и статора. Быстрый прогресс, достигнутый в гидрогенеростроении за последние 10—15 лет за счет применения новых принципов охлаждения для лучшего использования активных материалов, и связанный с этим новый подход к конструкции основных узлов генератора ускорили моральное старение ранее установленного оборудования. Большинство гидрогенераторов средней мощности, изготовленных ранее, оказались к настоящему времени устаревшими по основным эксплуатационным и экономическим показателям и не соответствуют уровню современного гидрогенеростроения. За последние годы на гидроэлектростанциях различных энергосистем накоплен значительный опыт по повышению мощности, экономичности и надежности отдельных агрегатов. Модернизация позволяет получить существенное увеличение электрической мощ-

ности при незначительных капитальных затратах в короткие сроки. Некоторые гидрогенераторы сопряжены с турбинами, которые могут сколь угодно длительно развивать мощность, на 10—20 % превышающую номинальную, и поэтому встает вопрос о повышении мощности генераторов. Но многие гидрогенераторы работают при номинальных параметрах с нагревом некоторых активных частей, близким к предельному, предусмотренному ГОСТ.

Поскольку основным объективным критерием оценки допустимости нагрузки гидрогенераторов является тепловое состояние его обмоток, возможность увеличения мощности генераторов за счет имеющегося теплового резерва минимальна. Таким образом, возможности повышения мощности турбин ограничиваются допустимыми нагрузками генераторов. Для реализации этих возможностей требуется модернизация гидрогенераторов, направленная на соответствующее увеличение раскладываемой мощности без повышения рабочих температур активных частей. Для этого необходимо улучшить использование активных материалов гидрогенераторов.

Модернизация гидрогенераторов на действующих электростанциях осложняется необходимостью проведения всех работ ремонтным персоналом строго по графику с учетом заложенных в генератор активных материалов (медь, активная сталь).

Может случиться, что снижение температуры обмоток в результате модернизации не будет реализовано для повышения активной мощности агрегата. Но и при этом модернизация, связанная со снижением температур активных частей, целесообразна. Повышение кажущейся мощности генератора может быть использовано для выработки реактивной мощности (например, на электростанциях, расположенных на концах линий передачи большой протяженности и работающих в условиях дефицита реактивной мощности). Работа обмоток с номинальными параметрами при низких температурах повышает эксплуатационную надежность генераторов и продолжительность жизни их изоляции, а следовательно, и генератора в целом.

Для изоляции класса В принято, что снижение рабочей температуры на каждые 10 К повышает срок ее службы в два раза. Повышение срока службы изоляции способствует увеличению межремонтных периодов и сокращает затраты на капитальные ремонты, связанные со сменой изоляции.

Опыт эксплуатации и испытаний многих гидрогенераторов показал, что повышение мощности генераторов невозможно из-за повышения температуры активных частей за предельные допустимые значения, так как существующие системы воздушного охлаждения недостаточно эффективны. Самым напряженным в тепловом отношении местом являются лобовые части обмотки статора. Для предотвращения перегрева лобовых частей предлагаются различные варианты охлаждения, суть кото-

рых заключается в увеличении расхода воздуха через генератор путем установки более высоконапорных вентиляторов (центробежных, системы звезда ротора с раструбом и т. д.) либо изменением схемы вентиляции, создающей оптимальные условия для охлаждения лобовых частей.

Ниже приводятся результаты исследований теплового состояния гидрогенераторов типа СВ 660/165-32. Данные гидрогенераторы вертикальные подвесные мощностью 57 МВт, напряжение 10,5 кВ — сопряжены с турбинами, способными развивать мощность до 67 мВт. Тепловое состояние активных частей гидрогенераторов в номинальном режиме характеризуется следующими максимальными превышениями температуры (в кельвинах): обмотки ротора 56, активной стали статора 35, обмотки статора в пазу 45, обмотки статора в лобовых частях 93. При проведении исследований превышения температуры лобовых частей нагрев определялся с помощью термомпар.

Повышенный нагрев меди лобовых частей обмотки статора обусловлен неблагоприятными условиями охлаждения, возникающими при работе ковшовых вентиляторов, т. е. низким статическим давлением в зоне лобовых частей обмотки, общим снижением расхода воздуха через генератор и перегревом обмотки. Местная циркуляция, возникающая при этом в камере лобовых частей обмотки статора, не обеспечивает эффективного газообмена и способствует главным образом образованию воздушных тепловых застойных зон с замедленным отводом горячего воздуха из зоны обмотки. В результате этого изоляция пересыхает и в обмотке возникают витковые замыкания.

Замена ковшовых вентиляторов центробежными, обеспечивающими направленность вентиляции лобовых частей и предотвращающими непронизывательное обратное перетекание охлаждающего воздуха из камер лобовых частей, дает значительное снижение температуры лобовых частей обмотки статора, что позволяет повысить мощность генератора. Замена вентиляторов ковшового типа на центробежные целесообразна с точки зрения повышения не только мощности, но и надежности работы генератора и увеличения его работоспособности за счет снижения температуры лобовых частей обмотки и крайних пакетов активной стали статора.

Не всегда только тепловое состояние лобовых частей является ограничивающим фактором для повышения мощности генераторов. У гидрогенераторов типа ВГС 525/84-40 и ВГС 700/80-40 тепловыми испытаниями установлено, что обмотка статора (пазовая и лобовые части) в номинальном режиме имеет значительные тепловые запасы, а обмотка ротора по тепловому состоянию находится на пределе, так как имеет недостаточное охлаждение. Снижение нагрева обмотки ротора можно получить форсированием охлаждения меди за счет увеличения охлаждаемой поверхности обмотки путем фрезерования витков

катушки. Повышение эффективности охлаждения получается за счет увеличения площади обтекания витков катушек охлаждающим воздухом. Указанная работа выполняется следующим образом. Демонтируются все полюсы с обода ротора. Снимаются катушки с сердечников полюсов. Срубаются все соединительные планшеты междуполюсных соединений. Катушка устанавливается в приспособление, и витки обмотки фрезеруются на горизонтально-фрезерной станке фрезой, специально заточенной под углом 45°. За одну установку катушки обрабатываются одна прямолинейная и две закругленные торцевые части. Затем катушки поворачиваются и фрезеруется вторая прямолинейная часть катушки. Далее проводится работа по рассмотренной выше технологии, т. е. отжиг катушек, замена витковой изоляции и т. д.

Увеличение поверхности охлаждения (более чем в два раза) дает снижение температуры обмотки при номинальном токе возбуждения в среднем на 20 °С, а на гидрогенераторе ВГС 700/80-40 — даже на 36 °С, что позволяет повысить мощность данных генераторов на 15—25%. На рис. 3-85 приведены зависимости превышения температуры обмотки ротора над температурой охлаждающего воздуха от квадрата

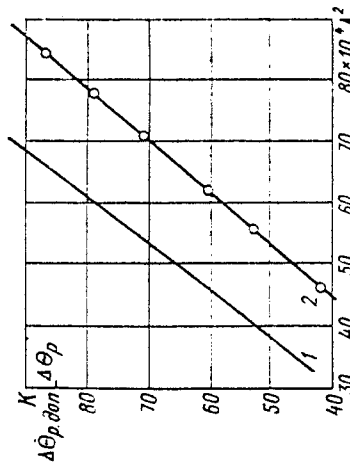


Рис. 3-85. Зависимости превышения температуры обмотки ротора над температурой охлаждающего воздуха от квадрата тока возбуждения
1 — до реконструкции; 2 — после реконструкции

после реконструкции гидрогенератора ВГС 525/84-40. Экономическая эффективность модернизации определяется исходя из полученного измерения эксплуатационных показателей генератора и из капитальных затрат на модернизацию. Экономический эффект от модернизации упомянутого генератора получили за счет выработки дополнительной электроэнергии, связанной с уменьшением нагрева ротора.

Увеличение мощности одного генератора с 10 до 12,5 МВт

$$P = 12,5 - 10 = 2,5 \text{ МВт.}$$

Выработка дополнительной электроэнергии за год

$$\Delta_1 = TP = 4900 \cdot 2,5 \cdot 10^3 = 12,25 \cdot 10^6 \text{ кВт}\cdot\text{ч,}$$

где T — время использования максимума установленной мощности ГЭС в год, равное 4900 ч.

Затраты на модернизацию $\mathcal{E}_2 = 25\,000$ руб. Экономический эффект от увеличения мощности генератора

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_1 C - K \mathcal{E}_2 = 12,25 \cdot 10^6 \cdot 0,194 \cdot 10^{-2} - 0,15 \cdot 2,5 \cdot 10^4 = 20\,015 \text{ руб.},$$

где C — себестоимость электроэнергии на ГЭС, равная 0,194 коп/(кВт·ч); K — нормативный коэффициент, равный 0,15.

8. Ремонт роторов с неявновыраженными полюсами. Гидрогенераторы СВ 840/135-44 мощностью 40 МВт, напряжением 10,5 кВ, с частотой вращения 136,4 об/мин являются асинхронно-синхронизированными генераторами с неявновыраженными полюсами. Генератор представляет собой синхронную машину с поворотной осью намагничивания. В такой машине имеется возможность перемещения магнитного поля возбуждения относительно ротора благодаря специальной обмотке возбуждения, системе регулирования возбуждения и конструкции ротора. Ротор с неявновыраженными полюсами. Обмотка возбуждения уложена в пазы обода, равномерно распределена по ротору и имеет две фазы, оси которых сдвинуты на 90° эл. Генератор может работать как с синхронной частотой вращения ротора, так и со скольжением ротора относительно статора. Меняя ток в одной из двух фаз обмотки возбуждения пропорционально синусу угла между полюс статора и физической осью ротора, а в другой фазе — пропорционально косинусу угла, обеспечивают перемещение магнитного поля возбуждения относительно ротора в статору, противоположно скольжению. Поэтому угол между полюс статора и полюс ротора остается неизменным. По обмотке возбуждения при этом будет протекать двухфазный переменный ток с частотой скольжения. Можно, наоборот, при синхронной скорости вращения ротора произвольно менять угол между полюс статора и полюс возбуждения, т. е. вращать ось намагничивания, изменяя ток в одной или обеих фазах обмотки ротора. Можно обмотку возбуждения питать и постоянным током, тогда машина будет работать как обычный синхронный генератор.

Гидрогенератор с поворотной осью намагничивания обладает повышенной динамической устойчивостью, допускающей по частоте вращения ротора асинхронную работу без колебаний нагрузки и синхронную работу при углах сдвига, больших 90° эл., включение и синхронизацию на любой частоте вращения. При применении подобных гидрогенераторов значительно повышается устойчивость работы линий электропередачи и уменьшается их стоимость.

Гидрогенератор изготавливается в подвесном исполнении. Статор генератора имеет четыре стыка. Сердечник статора набран из листов электротехнической стали марки Э-330 с пониженными потерями. Обмотка статора — стержневая волновая с двумя параллельными ветвями — имеет шесть главных и три нейтральных вынода. Параллельные ветви расположены на статоре соответственно. Изоляция статора комбинированная класса В. Проводники имеют транспозицию в пазовой части. Ротор имеет обод, набранный из семи пакетов, шихтованных из тонколистовой стали толщиной 2 мм. Стык сегментов каждого слоя смещается по окружности на четыре пазовых деления. Между пакетами расположены радиальные вентиляционные каналы, образованные распорками. Обод стянут шпильками. Крепление обода на спицах выполнено горячей расклинковкой. Обмотка возбуждения крепится в пазовой части ротора с помощью гетинаксовых клиньев. Любые части обмотки крепятся в пазах специальных пакетов обода, отстоящих от основного пакета на длину вылета лобовых частей обмотки сверху и внизу ротора. Обмотка возбуждения — стержневая волновая двухфазная четырехслойная — уложена в пазы обода и подсоединена к четырем контактным кольцам. В каждом слое обмотки по ширине паза расположено два стержня из полосовой меди толщиной 4 мм. Изоляция обмотки класса В из микаленты ЛМЧ-ББ. Пазовая часть стержней опрессована и запечена. Соединение стержней в головках вы-

полнено с помощью хомутиков и медных встречных клиньев, пропаянных припоем ПОС-40. Каждая фаза обмотки возбуждения расположена во всех четырех слоях обмотки на протяжении половины полюсного деления. Вторая половина полюсного деления занята другой фазой.

При работе в режиме обычного синхронного генератора возбуждение машины осуществляется от возбуждителя, расположенного на одном валу с ротором. При работе гидрогенератора со скольжением его возбуждение осуществляется с помощью тиристорной системы. Регулирование токов в фазе обмотки возбуждения осуществляется специальным устройством. Питание тиристорной установки возбуждения осуществляется от вспомогательного синхронного генератора, установленного над ротором на одном с ним валу, а статор подвешен снизу к опорной крестовине. Для питания двигателя микантинка регулятора турбины на гидрогенераторе имеется регуляторный генератор. Одновременно для подачи сигнала частоты вращения генератора в систему регулирования возбуждения установлен углоизмерительный генератор с частотой 50 Гц, установленный под ротором на перекрытии шахты турбины. Возбуждение регуляторного и углоизмерительного генераторов осуществляется от постоянных магнитов. Вентиляция генератора радиальная, истонником напора служит ротор гидрогенератора. Все работы, выполняемые при капитальном ремонте статора, возбуждителя, вспомогательного генератора, регуляторного и углоизмерительного генераторов, исправление формы ротора путем горячей расклинковки обода аналогичны работам, выполняемым на обычных явнополюсных генераторах.

Особенностью капитального ремонта ротора является ремонт с заменой изоляции стержней обмотки, пайка и изолировка головок обмотки ротора. При пробое изоляции во время профилактических испытаний и отсутствии запасных стержней восстанавливают витковую и корпусную изоляцию стержней. Размечают пазы на протяжении шага обмотки. Электроугольным паяльником распределяют головки стержней сверху и снизу ротора. Удаляют хомутики и медные контактные клинья. Выбиваются клинья и подклинывыс прокладки из пазов ротора. Извлекаются стержни из пазов. Выемку начинают с лобовых дополнительных пакетов. К каждому стержню лежат обмотку с лобовых частей находящихся в пазах прикрепляется бирка с указанием номера паза и слоя, в котором лежит обмотка. Первым слоем обмотки считаются стержни, лежащие на дне паза. Извлеченные стержни осматриваются; стержни с хорошим состоянием корпусной изоляции подвержены электрическим испытаниям; изоляция относительно корпуса (стержни всех слоев) — напряжением 5 кВ, витковая изоляция — 2,5 кВ. После электрических испытаний концы стержней лудят на длине 40 мм припоем ПОС-40. Испрежденная корпусная изоляция снимается с помощью острого ножа. Осматривают витковую изоляцию. При незначительных повреждениях изоляция замаскируется. Изолируются стержни микалентой ЛМЧ-ББ 0,13×25 мм волноласта, два слоя для витковой изоляции и три слоя для корпусной изоляции. Сверху стержень изолируется одним слоем стеклянной ленты 0,2×25 мм, причем лобовая часть покрывается вполхласта, а пазовая — впритык. Изоляция пропитывается лаком БТ-99 и сушится при температуре 18–20 °С в течение 3–4 ч. Проводятся высоковольтные электрические испытания. Очищаются пазы от остатков изоляции, продуваются сухим сжатым воздухом и шлифуются калибром. Устанавливаются на всю длину основных пазов и в пазы дополнительных пакетов коробочки из электроизоляционного картона толщиной 0,4 мм. Они должны выступать над пазом на 20 мм, а с торцов сердечника, по высоте, — на 15 мм. Поверхность

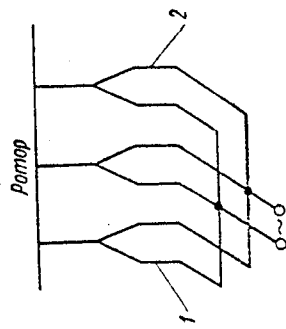


Рис. 3-86. Схема соединения обмотки для испытания корпусной изоляции

1 — четный проводник; 2 — нечетный проводник

пазовой части стержней первого слоя шатирается мылом, и стержни укладываются в паз обода и в пазы дополнительных пакетов. Стержень осаживается молотком через прокладку в паз обода на 10—15 мм. Лобовая часть заводится в пазы дополнительных пакетов. Лобовая часть в дополнительных пакетах должна находиться против середины шага обмотки. С помощью осадочной доски стержень осаживается на дно паза.

После укладки стержней первого слоя проводятся электрические испытания (табл. 3-10). Для электрических испытаний чистые концы элементарных

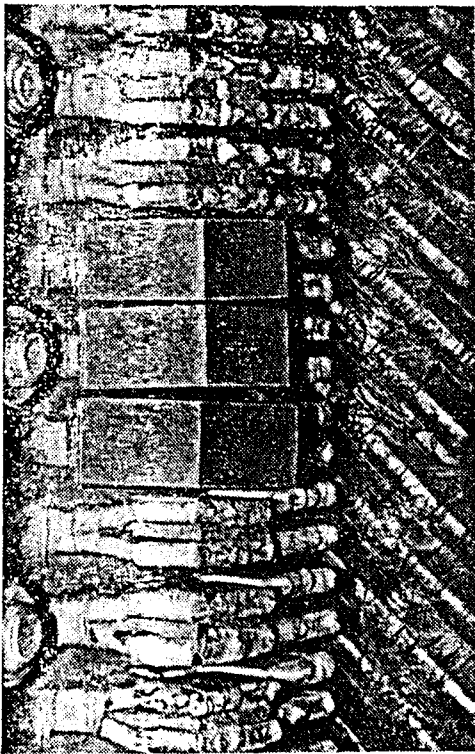


Рис. 3-87. Изолировка соединенной компаундом КЛСЕ-355

проводников связываются проволокой в одну цепь, а песты — в другую (рис. 3-86). При испытаниях витковой изоляции каждая цепь подключается к одному из выводов испытательного трансформатора. При испытании изоляции относительно корпуса обе цепи подключаются к одному выводу испытательного трансформатора, а второй вывод — к ободу ротора. Сверху на стержень в пазы дополнительных и основных пакетов устанавливается прокладка

Таблица 3-10. Нормы испытаний обмотки ротора

Испытуемый объект	Напряжение, кВ	
	на корпус	витково
Слой обмотки: первый, после укладки второй, после заклиновки третьей, после укладки четвертой, после заклиновки, до пайки Собранный ротор с установленными перемычками, с шинами и контактными кольцами Ротор в сборе в собранном генераторе	5	2
	4,5	2
	4	2
	3,5	2
	3	—
	2,5	—

из электроизоляционного картона. Аналогично выполняется укладка стержней второго слоя. В пазы дополнительных пакетов загибаются края коробочек на стержень внахлест. Сверху устанавливаются прокладки из электроизоляционного картона, и заклиновываются пазы дополнительных пакетов постоянными гетинаксовыми клиньями. Затем устанавливаются прокладки на клинья. На верхние и нижние головки стержней первого и второго слоя устанавливаются хомутки и контактные клинья. На нижние головки стержней устанавливаются хомутки с диаметром 8 мм для установки хомутки с диаметром, в котором имеется отверстие стержней третьего и четвертого слоя, на головки стержней устанавливаются хомутки с клиньями. Нижняя часть хомутки верхних паек бандажируется стекляной лентой во избежание вытекания припои. Промежутки под хомутками и между линиями тщательно закрываются листовым асбестом. Электроугольным паяльником выполаживается пайка припои ПОС-40 верхних хомутков. Нижние хомутки запаиваются с помощью электрической ванночки.

После пайки убирается асбестовая масса и стекляная лента. Все острые края и углы зашлифовываются напильником. Качество всех швов проверяется прибором КВТ-3. Подрезаются выступающие концы коробочек по картону с таким расчетом, чтобы остался запас для загиба внахлест на пазовую часть стержня. Нахлест должен быть не менее $\frac{3}{4}$ ширины паза. Загибаются края коробочек, и устанавливаются прокладки из электроизоляционного картона толщиной 0,2 и из стеклотекстолита СТЭФ толщиной 0,5 мм. Забиваются постоянные клинья в основные и дополнительные пакеты. Концевые клинья и клинья в дополнительных пакетах забиваются плотно. Дребезжания клиньев не допускается. Из-за значительных коммутационных перепадов напряжения возможно пробой воздушного промежутка между отдельными стержнями обмотки в пределах лобовых частей. Изолирование соединений достаточно сложной конфигурации с крайне малыми промежутками выполняется кремнийорганическим компаундом холодной вулканизации КЛСЕ-355 марки В. Для нижних пазовых соединений обмотки изготавливаются эластичные коробки из вулканизата компаунда КЛСЕ-355 в литевых многоступенчатых формах до начала ремонта. Коробки устанавливаются на пазное соединение и заполняются тем же компаундом, после чего коробка и заливка образуют монолитную изоляцию (рис. 3-87). Верхние соединения изолируются заливкой компаундом КЛСЕ-355 в кольцо. Компаунд готовится из расчета 100 м. ч. пасты КЛСЕ-355 и 5 м. ч. катализатора К-1. Отверждение происходит через 1,5—2 ч. Проводятся электрические испытания (табл. 3-10).

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ ПРИСПОСОБЛЕНИЯ, ОБОРУДОВАНИЕ, ИНСТРУМЕНТ И МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ РЕМОНТА ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

4-1. Приспособления

Капитальный ремонт гидрогенераторов и специальные виды ремонтов отдельных узлов выполняются с применением специальных приспособлений, разработанных конструкторско-технологическими бюро ремонтных и монтажных предприятий.

Для ремонта статора применяются: лопатки обмоточные — 4 шт., паяльник с водяным охлаждением, выколотки для расклиновки и заклиновки пазов статора — 10, клинья для выемки стержней из пазов — 2, угольники для транспортировки стержней — 10, стеллажи для хранения стержней — 2.

Таблица 4-2. Техническая характеристика стропов

Грузоподъемность, кг	Минимальная длина, м		Диаметр каната, мм	Длина заплетки, мм	Размеры петли, мм		Масса стропа, кг
	стропа	заготовок каната			диаметр	длина	
1750	2,0	3,9	15,5	400	150	350	3,2
2300	2,0	4,0	17,5	450	150	350	4,5
2900	2,0	4,0	19,5	450	150	350	5,3
3600	2,0	4,2	22,0	500	150	400	6,6
4400	2,5	5,0	24,0	600	200	450	10
5200	2,5	5,0	26	600	200	450	12
5900	3,0	5,8	28	750	200	450	16
7000	3,0	5,9	30	800	200	450	19
8000	3,5	6,8	32	900	250	500	26

Таблица 4-3. Техническая характеристика рымов

Груз, кг	Диаметр рыма, мм		Резьба, мм (диаметр X X длина)	Масса 1 шт., кг
	на один рым	на два рыма при угле 90° между ветвями троса		
120	160	M 8 X 18	36	0,05
200	250	M 10 X 21	45	0,12
300	350	M 12 X 25	54	0,19
500	500	M 16 X 32	63	0,31
850	650	M 20 X 38	72	0,50
1250	1000	M 24 X 45	90	0,87
2000	1400	M 30 X 55	108	1,58
3000	2000	M 36 X 65	126	2,45
4000	2600	M 42 X 72	144	3,72
5000	3300	M 48 X 82	162	5,54
6200	4000	M 56 X 95	180	8,09
7500	5000	M 64 X 110	198	10,95

4-2. Запасные части

Запасные части для ремонта ротора

Защелпки медные диаметром 4—8 мм	1 комплект
Пластины оловянистой бронзы марки БрОФ 6,5-1,5 толщиной 0,35—0,5 мм	1 »
Хомуты медные (медь толщиной 2 мм) для междуполосных соединений	1 »
Шайбы изоляционные гетинаксовые или стеклотекстолитовые	10 шт.
Шайбы изоляционные из электрокартона толщиной 1,5—2 мм	20 »
Клинья гетинаксовые или стеклотекстолитовые для крепления катушек на сердечнике	20 »

стойки для изолировки стержней — 4, поворотные стойки для изолировки катушек, переключатель — 2, калибры для проверки размера пазов — 2, термостат для нагрева стержней, доски для осаживания стержней в паз — 2, дократы для прижатия лобовых частей обмотки — 4, струбцины для стягивания головок обмотки — 4, шаблоны для контроля вылета лобовых частей обмотки — 2, пресс-форма для опрессовки пазовой части корпусной изоляции стержней (катушек), выкли для выравнивания головок стержней — 4, клинья встречные (временные) для крепления стержней в пазы — 100 пар, хомуты для подгонки головок лобовых частей в процессе укладки обмотки — 10, приспособления для электрических испытаний пазовой части стержней — 4, нож для проверки опрессовки сердечника, стрела для проверки формы статора, калибры для проверки размеров пазовой части стержней — 2, приспособление для установки переключателя, оправки для уплотняющих прокладок в пазы статора — 4, ножи для снятия корпусной изоляции — 2.

Для ремонта ротора применяются: стрела для замеров формы ротора, приспособление для демонтажа клинцев полюсов, прокладки для строповки полюсов — 2, приспособление для перекаптки полюсов, приспособление (клин) для снятия катушек с сердечника полюса, струбцины для сжатия витков катушек — 8, приспособление для отжига катушек, калибры для проверки размеров витков — 3, приспособление для наложения витковой изоляции катушек, приспособление для приклеивания пластин междуполосных соединений, калибр — 5, кондуктор для сверления отверстий в пластинах междуполосных соединений, приспособление (хомут) для склеивания корпусной изоляции сердечника — 5, приспособление для опрессовки катушки на полюсе при электрических испытаниях — 3, полосы для удержания пружин — 2, приспособления для сборки междуполосных соединений — 3, приспособления для установки клинцев полюсов, оправка для заклепок, обжимка для заклепок, ванна для лужения хомутиков и междуполосных соединений, пресс-форма для зачекки корпусной изоляции, держатель для электроуглей.

Таблица 4-1. Допускаемые нагрузки на пеньковые канаты

Диаметр каната, мм	Масса груза на конце каната, кг	Масса груза, подвешенного на двух петлях каната, кг, при угле между петлями и вертикалью			
		0	30°	45°	60°
11,1	85	170	150	120	85
12,7	110	220	190	155	110
14,3	140	280	245	195	140
15,9	165	330	285	230	165
19,1	230	460	400	325	230
20,7	265	530	460	375	265
23,9	355	710	610	500	355
28,7	485	970	840	680	485

Грузоподъемные приспособления. Для строповки и перемещения грузов применяются пеньковые и стальные канаты. Грузоподъемность пеньковых канатов определяется по табл. 4-1. Стальные канаты применяются для подъема тяжелых грузов (ротор, статор, полюсы) и изготовления стропов. Выбор диаметра каната для стропа производится по данным табл. 4-2. Для разборки и сборки гидрогенератора в качестве грузозахватных приспособлений применяются рымы (табл. 4-3).

Таблица 4-4. Приборы и оборудование

Наименование	ГОСТ, ТУ	Количество
Метрометр	СТУ 83-178—62 СТУ 83-177—61 СТУ 36-16-70—64	1 1 1 2
Приборы	—	1
500 В М503	—	1
1000 В ММ 1101	—	1
2500 В МС-0,5	—	1
Вольтметр Д-5004	—	1
Потенциометр постоянного тока ПП-63	—	1
Трансформатор испытательный ПОМ-35-700/300	—	1
Клвольтметр С-96, С-100	—	1
Прибор для контроля паяных соединений ФКП-1	—	1
Искатель коротких замыканий ИКЗ-2	—	1
Прибор ВЧФ-7П-25	—	1
Сварочное оборудование		
Редук ручной типа «Пламя-62»	ГОСТ 5191—69 5190—67	1
Горелка сварочная типа «Москва» с набором наконечников от 0 до 6	13861—68	1
Редуктор ацетиленовый баллонный типа РД-2АМ	13861—68	1
Редуктор кислородный баллонный типа РК-536М	1361—69 1361—69 6731—77	1 1 50 м
Маска для сварщиков типа МС	6731—68	50 м
Щиток для сварщиков типа ЩС	—	50 м
Силовой кабель для подключения сварочного аппарата марки КРП	—	50 м
Провода для электродуговой сварки сечением 50 мм ² марки ПРГД	—	50 м
Рукава для газовой сварки и резки: для ацетилена, типа I для кислорода, типа II	9356—75 9356—75	50 м 50 м
Разное оборудование		
Краскораспылитель для окраски обмоток	7385—73	1
Трансформатор понижающий для переносных ламп типа ПВ-4	19294—73	2
Носилки для переноски кислородных баллонов	—	1
Переносные лампы СР-2	—	4
Ключ универсальный для газосварщиков	—	1
Лампа паяльная ПЛК-1	—	1
Пальник электрический молотковый	7219—69	2
Форсунка керосиновая	—	2
Клянка специальная массой 1 кг	—	6

Механизированный инструмент и оборудование. Это инструмент с электрическим и пневматическим приводом, который предназначен для механизации трудоемких операций при выполнении ремонтных и сварочно-сборочных работ. Электроинструмент выполняется на напряжение 36 В (200 Гц) и 220 В (50 Гц) и применяется для различных работ: сверления отверстий, вырезки изоляционных шайб полюсов из электрокартона, заточки режущего инструмента и т. д. Наиболее часто применяемый инструмент перечислен в табл. 4-8.

Пневматический инструмент предназначен для тех же работ, что и электроинструмент. Пневматические молотки применяются для заклешивки полюсов тушек полюсов. Пневматические молотки применяются для заклешивки полюсов

Полюсы витковой изоляции из асбестовой бумаги толщиной 0,2 мм 10 шт.
 Клянья парные для заклешивки полюсов на ободке 5 пар
 » » » обода 1 пара
 Корпусная стеклотекстолитовая изоляция полюсов 5 комплектов
 Штифты гетинаксовые диаметром 6—8 мм, длиной 30 мм для изоляционных шайб 20 шт.
 Пружины под катушки полюсов 20 шт.

Залпасные части для ремонта статора

Стержни (катушки) 1 комплект
 Хомутки медные (медь толщиной 3 мм) для соединения полюсов обмотки 1 »
 Распорки для лобовых частей обмотки 1 »
 Клянья пазовые сердечника статора 0,5 комплекта
 Провод марки ПТС 2X0,75 1 комплект
 Терморезисторы 12 шт.
 Прокладки изоляционные на дно пазов и между стержнями колодки изоляционные, устанавливаемые между стержнями на выходе из паза 1 комплект
 Распорки изоляционные для перемычек 1 »
 Прокладки изоляционные из электрокартона для лобовых частей обмотки 1 »
 Распорки изоляционные для соединительных и выводных шин 1 »
 Хомутки медные для соединения перемычек и стержней 1 »
 » » соединительных, выводных шин и стержней 1 »
 Коробки изоляционные для головок 1 »
 Прокладки стеклотекстолитовые под пазовые клянья 1 »
 Упоры изоляционные для нижних концевых кляньев 1 »

4-3. Оборудование и инструмент

Для электрических измерений и испытаний, контроля и производства работ, связанных с восстановлением отдельных узлов гидрогенераторов, применяются оборудование и инструмент, приведенные в табл. 4-4—4-6.

Сварочное оборудование. Сварочные работы во время ремонта производятся при переменном токе от сварочных трансформаторов (табл. 4-4), а при постоянном токе от электромашинных преобразователей (табл. 4-7). Преобразователь представляет собой сварочный генератор постоянного тока и трехфазный короткозамкнутый электродвигатель. Якорь генератора и ротор электродвигателя посажены на общий вал. В комплект входит пускорегулирующая аппаратура: генераторы ПС-300, ПС-500 с самовозбуждением; генераторы ПСО-120, ПСГ-350, ПСГ-500, ПСГ-800 с независимым возбуждением от селенового выпрямителя; генераторы ПСО-300, ПСО-500 с самовозбуждением от дополнительной щетки.

Газовую сварку, пайку и резку металлов ведут от переносных ацетиленовых генераторов с использованием кислорода из баллонов. Присоединение горелок и резачков к источникам газа производится резиноканальными рукавами. Данные переносного холодильного ацетиленового генератора АНВ-1-66: производительность 357,45 Вт; давление ацетилена 0,0025—0,01 МПа; загрузка карбида кальция 4 кг; объем заливаемой воды 84 л; масса 36 кг. Данные переносного ацетиленового генератора АСМ-1-66: производительность 357,45 Вт; давление ацетилена 0,01—0,15 МПа; загрузка карбида кальция 2,2 кг; объем заливаемой воды 14 л; масса 22 кг. Указанный генератор АСМ-1-66 выполнен в виде однопостового аппарата среднего давления, работающего по системе вытеснения воды.

Таблица 4-5. Электрические печи сопротивления с проволокой из стали Х15Н10 или Х20Н80

Мощность электропечи, Вт	Ток, А		Сопротивление, Ом		Диаметр проволоки, мм		Длина проволоки, мм	
500	4,17	2,27	28,8	97,0	0,5	0,4	5,0	10,8
700	5,84	3,18	20,6	69,0	0,7	0,45	7,0	9,80
1000	8,35	4,55	14,4	48,5	0,9	0,6	8,1	12,1
1500	12,5	6,82	9,6	32,3	1,2	0,8	9,6	14,4
2000	16,7	9,10	7,2	24,2	1,4	1,0	9,9	16,8
2500	20,9	11,4	5,7	19,3	1,8	1,1	13,0	16,0
3000	25,0	13,6	4,8	16,2	2,0	1,2	13,3	16,2

Примечание. 1. Значения параметров указаны по диа. слева — для электропечи напряжением 127 В, справа — напряжением 220 В. 2. Допустимая температура на поверхности печи: 900—1100 °С.

Таблица 4-6. Инструмент

Наименование	ГОСТ, ТУ	Количество
Мерительный инструмент		
Линейка масштабная длиной 500 мм	ГОСТ 427—75	2
Метр складной стальной		2
Штангенциркуль с нониусом 0,05 мм, предел измерения 200 мм	166—73	2
Штангенглубиномер с нониусом 0,1 мм, предел измерения 125 мм	166—73	4
Микрометр с точностью измерения 0,01 мм, предел измерения 0—25 мм	6507—60	2
Щуп пластинчатый с толщиной пластины от 0,05 мм до 1 мм, набор Н-3	882—75	3
Циркуль слесарный с пределом измерения 200 мм	6601—39	2
Линейка лекальная четырехгранная длиной 300 мм	8026—75	1
Угольник плоский лекальный 100×160 мм	3749—77	1
Индикатор часового типа	577—68	8
Плита поверочная 630×400 мм	10905—75	1
Штатив для индикатора	10197—70	8
Секундомер МС-60	5072—72	1
Уровень геодезический	—	1
Рулетка стальная с пределом измерения 10 000 м	7502—69	1
Нивелир НВ-1 со штативом и рейкой	10528—76	1
Термометр ртутный до 120 °С	2045—71	10
Отвес диаметром 30 мм, массой 500 г	7918—71	1

Продолжение табл. 4-6

Наименование	ГОСТ, ТУ	Количество
Режущий инструмент		
Сверла спиральные диаметром от 3 до 30 мм	10902—77	По 2 шт.
Развертки ручные цилиндрические с прямой канавкой, диаметром от 3 до 30 мм	7722—65	По 1 шт.
Фрезы торцовые диаметром от 20 до 40 мм	18372—71	По 1 шт.
Метчики ручные метрической резьбы диаметром от М5 до М30	1604—71	По 1 компл.
Полотно поковочное 350×15×0,8 мм	6645—68	10 шт.
Ножницы ручные для металла длиной 500 мм	7210—75	1
Резцы разные	18870—73	10
Напильник драчевый плоский длиной 250 мм	1465—69	5
Напильник драчевый квадратный длиной 250 мм	1465—69	5
Напильник личный плоский длиной 200 мм	1465—69	5
Напильник личный круглый длиной 200 мм	1465—69	5
Надфили разные	1513—77	2 набора
Щетки стальные дисковые диаметром 125 мм	ТУ 17 РСФСР	10 шт.
Наждачные круги с керамической связкой, диаметром 125 мм	4453—70	5
Плашки разные от М5 до М24	ГОСТ 2424—75	По 1 шт.
Слесарный инструмент		
Трещотка слесарная	7457—75	2
Воротки раздвижные для метчиков и разверток № 1, 2, 3	ТУ 1040—55	2 компл.
Зубило слесарное длиной 100 мм, 20 мм×60°	ГОСТ 19630—74	2 шт.
Зубило кузнечное	114019—74	1
Молоток слесарный массой 0,5 кг	2310—70	3
Ключи гаечные накладные (авсдочка) размером от 30 до 75 мм	2906—71	2 компл.
Ключи гаечные торцовые размером от 20 до 36 мм	3329—75	3
Ключи гаечные двухсторонние с размерами: ключ 6×8; 9×11; 10×12; 12×14; 14×17; 17×19; 19×22; 22×24; 24×27; 27×32; 32×36 мм	2839—71	3 компл.
Отвертки слесарные длиной 150 и 200 мм	17199—71	По 3 шт.
Кувалда, массой 10 кг	—	1 шт.
Кернеры слесарные 8 мм:	11401—75	2
цифровые	15999—70	1 компл.
буквенные	15999—70	1
Плоскогубцы универсальные	7236—73	3 шт.
Острогубцы (кусачки) длиной 150 мм	7282—75	3
Тиски слесарные	7225—72	2
Тиски слесарные ручные	7226—72	2
Просечки диаметром 16, 20, 24 мм	—	По 1 шт.

Таблица 4-8. Технические характеристики электрических машин

Характеристика	Сверлильная машина			
	ИЭ-1003	ИЭ-1008	ИЭ-1012	ИЭ-1014
Диаметр сверла	6	9	15	20
Крутящий момент	50	23	4,8	4,9
Толщина металла, мм	50	50	200	50
Скорость вращения шпинделя, с ⁻¹	50	220	36	220
Частота тока, Гц	220	1,54	2,6	5
Напряжение, В	1,4			
Масса без кабеля, кг				

Продолжение табл. 4-8

Характеристика	Шлифовальная машина		Настольное электро-точило ИЭТ-1	Гайковерт		Ножницы ИЭ-5402
	ИЭ-2005	ИЭ-2002		ИЭ-8106	ИЭ-3107	
Диаметр сверла	100	150	100	16	20	2,7
Крутящий момент	90,8	52,7	46,6	16	16	—
Толщина металла, мм	50	200	50	50	50	50
Скорость вращения шпинделя, с ⁻¹	220	36	220	220	36	220
Частота тока, Гц	220	5,2	7,7	2,4	5,5	2,8
Напряжение, В	4,75					
Масса без кабеля, кг						

Таблица 4-9. Технические характеристики пневматических сверлильных машин

Параметр	ИП-1007		ИП-1008		ИП-1010		ИП-1013		ИП-1103
	ИП-1007	ИП-1007	ИП-1008	ИП-1008	ИП-1010	ИП-1010	ИП-1013	ИП-1013	
Наибольший диаметр сверления, мм	15	15	15	15	12	12	12	12	32
Скорость вращения шпинделя на холостом ходу, с ⁻¹	7,5	7,5	18,2	18,2	50	50	50	50	9,1
Мощность, Вт	588,4	588,4	588,4	588,4	441,3	441,3	441,3	441,3	1838,7
Давление воздуха, МПа	0,49	0,49	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,49
Расход воздуха, м ³ /мин	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,9
Внутренний диаметр воздушного шланга, мм	—	—	13	13	13	13	13	13	18
Масса, кг	2,5	2,5	2,5	2,5	1,5	1,5	1,5	1,5	7,5

Таблица 4-7. Электромашинные преобразователи для дуговой сварки постоянным током

Параметр	Тип преобразователя			
	ПС-300Т	ПС-500	ПСО-120	ПСО-300
Номинальный сварочный ток при продолжительности работы в смену ПР = 65 %, А	300	500	120	300
Номинальное напряжение, В	30	40	25	30
Пределы регулирования тока, А	75—340	120—600	30—120	75—320
Тип электродвигателя	А 62/4Т	А 72/4	АВ 42/22	АВ 64-4
Номинальная мощность, кВт	14	28	4	14
Напряжение питающей сети, В	320	220	380	220
Скорость вращения, с ⁻¹	220	380	48	380
Масса, кг	24	24	155	24
	600	940	400	400

Продолжение табл. 4-7

Параметр	Тип преобразователя			
	ПСО-500	ПСО-800	ПСГ-350	ПСГ-500
Номинальный сварочный ток при продолжительности работы в смену ПР = 65 %, А	500	800	350	500
Номинальное напряжение, В	40	45	30	35
Пределы регулирования тока, А	120—600	200—800	50—350	50—500
Тип электродвигателя	АВ 72-4	АВ 82-4	АВ 61-2	АВ 71-2
Номинальная мощность, кВт	28	55	14	28
Напряжение питающей сети, В	380	380	220	380
Скорость вращения, с ⁻¹	24	24	48	48
Масса, кг	780	1040	400	500

Таблица 4-10. Технические характеристики пневматических шлифовальных машин

Параметр	Тип дократы *					
	ИП-2009	ИП-2008	ИП-2002	ИП-2001	ИП-2201	ИП-2201
Диаметр шлифовального круга, мм	60	80	100	150	125	125
Скорость вращения шпинделя под нагрузкой, с ⁻¹	150	133	93	75	—	—
Мощность двигателя, Вт	662	—	—	1471	1030	1030
Давление воздуха, МПа	0,588	0,588	0,49	0,588	0,588	0,588
Расход воздуха, м ³ /мин	0,9	0,9	1,2	1,4	1,8	1,8
Внутренний диаметр воздушного шланга, мм	13	13	13	13	16	16
Масса, кг	1,75	2,6	3,5	6	4,75	4,75

Таблица 4-11. Технические характеристики пневматических клепальных молотков

Параметр	Тип дократы *					
	КЕ-16	КЕ-19	КЕ-22	КЕ-28	КЕ-32	КМ-5
Диаметр заклепки, мм	16	19	22	28	32	32
Число ударов в минуту	1900	1500	1100	950	800	800
Ход ударника, мм	73	108	145	182	228	228
Мощность, Вт	618	625	647	669	691	647
Рабочее давление, МПа	0,588	0,588	0,588	0,588	0,588	0,539
Расход воздуха, м ³ /мин	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	0,9
Диаметр шланга, мм	8	9	9,5	16	12	7
Масса, кг	—	—	—	—	—	9

Таблица 4-12. Технические характеристики гидравлических дократов

Параметр	Тип дократы		
	Т-57	ДГ-100	ДГ-200
Грузоподъемность, кг	100 · 10 ³	100 · 10 ³	200 · 10 ³
Высота подъема, мм	200	155	155
Наибольшее рабочее давление, МПа	47	38	40
Диаметр цилиндра, мм	165	180	250
Диаметр плунжера насоса, мм	20	35	35
Ход плунжера насоса, мм	25	17	17
Габаритные размеры, мм:			
длина с рычагами	1570	668	800
ширина	350	405	502
высота	422	920	920
Масса, кг	165	174	314

Таблица 4-13. Технические характеристики дократов

Параметр	Тип дократы *			
	Т-56Б	ТВ-20	ДР-7	Винтовой обжимной
Грузоподъемность, кг	5000	20 000	7000	5000
Высота подъема, мм	178	200	350	270
Габаритные размеры, мм:				
высота с вывернутыми винтами	275	440	—	580
мм				
ширина с ручкой	239	—	442	213
диаметр основания	150	260	—	165
высота с опущенной рейкой	—	—	850	—
Масса, кг	10,9	31,6	48	29

* Т-56Б — дократ телескопический, ТВ-20 — винтовой, ДР-7 — реечный.

ротора на ободке (табл. 4-9—4-11). Гидравлические и реечные дократы используются для установки полюсов по высоте при исправлении формы статора. Технические данные приведены в табл. 4-12 и 4-13.

4-4. Материалы для ремонта гидрогенераторов

При ремонте применяются следующие виды материалов: электроизоляционные лаки для пропитки и покрытия изоляции обмоток; электроизоляционные эмали; волокнистые материалы в качестве электрической изоляции в пропитанном и непропитанном состоянии; слюдяные и слюдянистые материалы в качестве электроизоляции; слюдяные пластики для изготовления изоляционных деталей крепления обмоток; припой и флюсы в качестве материала для пайки обмоток и сварки узлов гидрогенераторов.

Лаки, эмали, растворители и разбавители. Лаки представляют собой растворы пленкообразующих веществ (смола природных и синтетических, битум, массел) в специально подобранных растворителях. Лаки подразделяются на пропиточные, покрывные и клеющие. По способу сушки лаки делятся на две группы: воздушной и печной сушки. По лаковой основе лаки делятся на смоляные, масляные и масляно-битумные (табл. 4-14).

Эмали представляют собой лаки с введенными в них пигментами. В качестве пигментов применяются неорганические вещества, преимущественно окислы металлов (окись цинка, железный сурик, литопон и др.) их смеси (табл. 4-14).

В качестве растворителей пленкообразующих веществ применяют легко испаряющиеся (летучие) жидкости: бензин, толуол, кензол, ширты, ацетон и др. Для разбавления загустевших лаков в них вводят разбавители, которые отличаются от растворителей меньшей испаряемостью. В качестве разбавителей применяют керосин, бензин, уайт-спирит и др. (табл. 4-15).

Пример расчета количества эмали (кг) для покрытия поверхности катушек полюсов ротора после капитального ремонта:

$$P = A \cdot 2pBK \cdot 10^{-3},$$

где A — площадь поверхности одной катушки, дм²; $2p$ — число полюсов; B — расход эмали на одно покрытие, г/дм²; K — коэффициент запаса.

Расход эмали на одно покрытие 1 дм² поверхности составляет 6 г/дм²; бакелитового лака и лака ЭР1-30 2,2 г/дм²; лака БТ-99 3,5 г/дм². Поправочный коэффициент при подсчете расхода лака и эмали $K=1,2$.

Таблица 4.14. Основные характеристики лаков и эмалей

Обозначение	Классификация по основе	ГОСТ или ТУ	Режим сушки	
			Температура, °С	Время, ч
БТ-980 (460)				8—10
БТ-987 (447)	Масляно-битумные	ГОСТ 6244-70	105	5—6
Б-988 (458)				2—3
ГФ-95 (1154)	Масляно-глифталевые	ГОСТ 8018—70	105	1—2
КФ-95 (321)				
КО-991-3 (ЭФ-3БСУ)	Кремнийорганические	ТУ МКП 2300—57	200	1,5—2,0
КО-916К (К-47К)		МРТУ 6-02-287—64	200	0,2—0,3
КО-923 (К-57)		МРТУ 6-02-318—64	200	0,4—0,5
ФЛ-98 (АРБ-1)	Алкидно-резольный	ГОСТ 12294—66	120	1—2
КФ-965 (302)	Масляно-кашфольные	ГОСТ 15030—78	210	0,2

Порошковые

Электрические характеристики при 20 °С	Разбавители и растворители	Общая характеристика и область применения

ные лаки

60—70	Ксилол, толуол, сольвент, бензин и их смеси	Лаки с повышенной эластичностью пленки Для пропитки волокнистых электроизоляционных материалов, а также обмоток статора; обладает высокой влагостойкостью
55—60	Толуол, бензин, ксилол, сольвент	
55—60	То же	
70—75	Ксилол, сольвент, бензин и их смеси	Для пропитки обмоток. Можно применять как покровный Для пропитки обмоток, работающих в масле и во влажной среде
60—70	Ксилол, бензин, уайт-спирит и их смеси	
65—70	Смесь бензина и скипидара	Для пропитки стеклотекстолит и стеклолакотканей, а также обмоток электрических машин. Нагревостойкость 180 °С Для пропитки обмоток морского и тропического назначения. Нагревостойкость 180 °С Для пропитки обмоток нагревостойкого исполнения, до 200 °С
70—75	Ксилол	
50—65	Толуол	Для пропитки обмоток нагревостойкого исполнения, до 200 °С
75—85	Смесь ксилола и уайт-спирита 1:1	

лаки

10 ¹² —10 ¹³	Уайт-спирит, скипидар	Для изоляции листов электротехнической стали. Нагревостойкость 105 °С
------------------------------------	-----------------------	---

Обозначение	Классификация по основе	ГОСТ или ТУ	Режим сушки		Общая характеристика и область применения
			Температура, °С	Время, ч	
БТ-99 (462-11) БТ-982 (317)	Масляно-битумные	ГОСТ 8017-74	20	2,5—3,0 0,2	Для покрытия лобовых частей обмоток статоров. Для покрытия электрокартона. Нагревостойкость 105 °С
			20	2	
57 56	Полупроизводные для пропитки обмоток электрических машин	ТУ ПЛ 9М ЛПЭО «Электросила»	20	2	Для покрытия пазовой части стержней электрических машин напряжением выше 6 кВ

Обозначение	Классификация по основе	ГОСТ или ТУ	Температура, °С	Время, ч	Электрические характеристики при 20 °С	Растворители и растворители
БТ-95 462К	Масляно-битумные	ГОСТ 8016—56 ВТУ 422-57	105 20	16 3	10 ¹³ 75 60	Толуол, ксилол или смесь с уайт-спиритом (3 : 1) Смесь уайт-спирита с бензином
ГФ-957 ГФ-956	Масляно-глифталевые	ТУ 16503014—67 ТУ 35-ЭП-477—65	20 90	2 2	— 30 70	Для клеики микролитов
Бакелитовый 88	Резольная смола, спирт этиловый Глифталевая смола, резольная смола	ГОСТ 901—71 МРТУ 38-5-880—66	20 150	1—2 5	— 60	Для промазки тканей, электрокартона, бумаги и паклейки витковой изоляции катушек полюсов
ЭР1-30 ЭР2-30	По рецепту ЛПЭО «Электросила»	—	160	3—4	—	Для пропитки и промазки стеклотканей Для изготовления витковой изоляции

Обозначение	Классификация по основе	ГОСТ или ТУ	Температура, °С	Время, ч	Электрические характеристики при 20 °С	Растворители и растворители
ГФ-92ГС (СНД) ГФ-92ХС (СВД) ГФ-92ХК (КВД)	Глифталевые-масляные	ГОСТ 9151—75	105 20 20	3—4 20—24 20—24	10 ¹³ —10 ¹⁴ 10 ¹² —10 ¹³ 10 ¹² —10 ¹³	Для защитного покрытия обмоток, работающих до 130 °С. Маслостойкая Для защитного покрытия неподвижных обмоток электрических машин с изоляцией класса В. Маслостойкая!

Объемное сопротивление, Ом·см	Электрические характеристики при 20 °С		Разбавители и растворители	Общая характеристика и область применения
	Удельное сопротивление, Ом·см	Электрическая прочность, кВ/мм		
10 ¹³ —10 ¹⁴	30—40	—	Смесь толуола и этилацетата Толуол	Для защитного покрытия неводных обмоток, работающих до 150 °С. Маслостойкая
10 ¹² —10 ¹³	50—65	—	Смесь ксилола и уайт-спирита (1 : 1)	Для защитного покрытия обмоток электрических машин, работающих до 130 °С. Маслостойкая
10 ¹⁴ —10 ¹⁵	60—70	—	Толуол, ксилол, спирт и их смеси	Для защитного покрытия обмоток, работающих до 130 °С. Водостойкая
10 ¹¹ —10 ¹³	50—65	—	Толуол	Для защитного покрытия обмоток, работающих до 130 °С. Водостойкая То же, но до температуры 180 °С. Маслостойкая
10 ¹³	35	—	Толуол	Для защитного покрытия обмоток, работающих до 180 °С. Маслостойкая

бакелитовым лаком без нагрева изделия запекают при 110—120 °С, затем погружают в лак и снова запекают при той же температуре.

Из дерева путем его химической обработки получают целлюлозу или клетчатку, которая является сырьем для изготовления различных электроизоляционных бумаг, картонов и фибр. Электроизоляционный картон изготавливают рулонный и листовой. Фибру изготавливают из непрочесанной бумаги, имеющей в своем составе хлопковое волокно и древесную целлюлозу. Фибра выпускается толщиной от 0,6 до 20 мм. В гидрогенераторах ее применяют для прокладок между стыками статора.

Пример расчета количества асбестовой бумаги (кг) толщиной 0,2 мм, необходимого для витковой изоляции катушек полюсов ротора:

$$D = EBC \cdot 2pK \cdot 0,5 \cdot 10^{-3},$$

где E — площадь раскроя одного слоя, см²; B — толщина бумаги, равная 0,02 см; C — число слоев; $2p$ — число полюсов; K — коэффициент запаса, равный 1,2; 0,5 — плотность бумаги, г/см³.

Обозначение	Классификация по основе	ГОСТ или ТУ	Режим сушки	
			Температура, °С	Время, ч
1201 ПВЭ-2	Гидрографитальные	ВТУ МЭПОЛА 504.002—53 ТУ ОЭПП504-063—58	20	13—16 24
У-416	На основе глифталевых и карбамидных смол	ВТУ МХП 2540—51	105	0,5—1,0
ЭП-91	Эпоксидные	ГОСТ 15943—70	180	2—3
КО-9-11 ПКЭ-22	Кремнийорганические	ТУ 35-ЭП-382—65 ТУ ОЭПП 504.060—58	20 120	20—24 2
ПВЭ-6 ПВЭ-7	Кремнийорганические	ВТУ ВЭИ № 23—60	18	24

Примечание. В скобках указаны прежние обозначения.

Волокнистые материалы состоят из волокон. Волокна по своему происхождению могут быть природные, искусственные или синтетические. К природным относятся асбестовые, хлопковые, льняные, натуральный шелк и иные волокна растительного происхождения. К искусственным волокнам относятся ацетатный, медно-аммиачный шелк и стеклянное волокно. К синтетическим волокнам относятся волокна из капрона, лавсана и других синтетических смол.

В целях сужения гигроскопичности все волокнистые материалы подвергают пропитке электроизоляционными лаками и различными пропиточными составами. К волокнистым материалам относятся древесина, бумага, картоны, ткани и ленты. Техническая характеристика древесины приведена в табл. 4-16. После механической обработки детали из древесины пропитывают льняным маслом, олифой, парафином или лаком. Пропитку льняным маслом производят при температуре 120—130 °С, затем охлаждают до 60 °С, после чего сушат при 110—130 °С до полного высыхания льняного масла. В льняном масле пропитку можно вести и без нагрева в течение 20—30 ч. После пропитки изделия запекают при 135 °С в течение 5—6 ч. При пропитке

Таблица 4-15. Характеристика растворителей и разбавителей

Растворитель, разбавитель	ГОСТ	Плотность, г/см ³	Температура, °С		
			испарения	самостоятельного плавления	замерзания
Ацетон	2603—71	0,79	-17	500	-94
Бензол	8448—61	0,88	-15	580	+5,4
Бензин авиационный Б-70	1012—72	0,65—0,73	-30	230—260	-60
Спирт этиловый	18300—72	0,81	+12	400	-114
Уайт-спирит	3134—71	0,76—0,79	+33	258	—
Ксилол	9949—76	0,85	-24	500	—
Керосин	4753—68	0,8	+40	—	—
Сольвент камелиновый	1928—67	0,87—0,91	-21	—	—
Угильный	—	—	—	—	—
Толуол	14710—69	0,86	+7	550	-92
Скипидар	1571—76	0,85	+30	252	—
Этилацетат	8981—71	0,9	-7	505	-99

В качестве электроизоляционных материалов применяются текстильные материалы из волокон хлопчатобумажного или саржевого переплетения. Ткани, пропитанные электроизоляционными лаками (лактокани), подразделяются на хлопчатобумажные, шелковые, капроновые, стеклянные. Готовые лакоткани выпускаются в рулонах шириной от 700 до 900 мм, а стеклянные ткани — шириной от 500 до 990 мм. Длина полотна в рулонах 40—100 м. Количество текстильных материалов, необходимое для ремонта гидрогенератора, определяется следующим образом. Расход стеклолакоткани и ленты электроизоляционной из стеклянных нитей (стеклоленты) на изолировку головок стержней обмотки статора (в метрах) при наложении вполнахлеста

$$D = P \frac{A}{B} \cdot 2 \text{ ПК} \cdot 10^{-3},$$

где P — средний диаметр сечения головки, см; A — средняя длина головки, см; B — ширина ленты (полос), см; ПК — число головок; K — коэффициент запаса, равный 1,2; C — число слоев изоляции.

При перенайке (найке) головок расход электроизоляционной ленты для подготовки к найке принимается 2—3 м на каждую головку.

Таблица 4-16. Характеристика древесины

Дерево	Плотность, г/см ³	Предел прочности, кгс/см ²				Электрическая прочность, кВ/мм
		при растяжении		при сжатии вдоль волокон	при изгибе	
		поперек волокон	вдоль волокон			
Дуб	0,87	1500	600	460	840	3,5—5,5
Бук	0,7	1200	630	420	860	3,0—4,5
Грб	0,87	1100	650	590	1100	2,8—4,5
Сосна	0,56	1200	500	425	800	2,4—3,5
Береза	0,64	1070	520	560	860	2,3—5,3
Ель	0,54	900	500	420	600	2,3—4,3

На изолировку бандажных колец при наложении вполнахлеста требуется ленты (в метрах)

$$D = P \frac{A}{B} \cdot 2 \text{ ПК} \cdot 10^{-3},$$

где P — периметр бандажного кольца, см; A — средняя длина кольца, см; B — число колец; C — число слоев изоляции; K — коэффициент запаса, равный 1,2.

На изолировку паяк соединительных шин со стержнями, на изолировку держателей бандажных колец и перемычек расход материалов подсчитывается аналогичным образом.

Основные характеристики волоконистых материалов даны в табл. 4-17—4-20.

Слюдяные электроизоляционные материалы. Для изготовления электроизоляционных материалов применяются два вида природной слюды: мусковит и флогопит. Слюда мусковит — прозрачная с розовым оттенком, допускающая рабочую температуру до 500—600 °С; электрическая прочность около 200 кВ/мм. Слюда флогопит — это материал темного цвета с различным содержанием (янтариный, золотистый, коричневый), допускающий рабочую температуру до 900—1000 °С; электрическая прочность около 1000 кВ/мм.

Для изготовления изоляции применяются шпательная слюда в составе клеевых материалов: миканита, микаленты, микафолы и т. д. Различают девять размеров шпательной слюды для изготовления электроизоляционных материалов (см. таблицу).

Сторона квадрата, равновеликого с листовым слюды, мм	50	40	30	20	15	10	6	4	0,5
Площадь вписываемого многоугольника, см ²	50—65	40—50	30—40	20—30	15—20	10—15	6—10	4—6	0,5—4

Изготавливается несколько основных видов миканита: коллекторный, прокладочный, формовочный, гибкий, стекломиканит. Микалента — это рулонный материал, обладающий гибкостью при комнатной температуре. Микалента выпускается в рулонах шириной 400 мм и в роликах шириной 12, 15, 20, 23, 25, 30, 35 мм с диаметром ролика не более 120 мм. Стекломиканит и стекломикалента отличаются от миканита и микаленты большей прочностью на разрыв и высокой нагревостойкостью (180 °С). Микафолы — это рулонный или листовой материал, формовый в нагретом состоянии. Рулоны выпускаются шириной не менее 500 мм на бумаге, 700 мм — на стеклоткани и на стеклотексте, а в листах — размером 500×1000 мм и 700×1000 мм.

Слюдяные электроизоляционные материалы. Из очистных отходов слюды на слюдяниновой бумаге (подложка) изготавливаются твердые или гибкие материалы — слюдяниты. Выпускаются коллекторные, прокладочные, формовочные, гибкие слюдяниты, слюдяниновая лента, слюдянинофолы. Слюдяниновую ленту выпускают в роликах шириной 12, 15, 20, 25, 30, 35 мм и рулонах шириной 150—500 мм. Слюдянинофолы выпускают в рулонах шириной

I Ширина рулона: II размер листа: III внутренний диаметр: IV диаметр: V масса 100 м ширины в граммах.													
Шнур крученый хлопчатобумажный	ГОСТ 17306-71	—	210V	210V	—	—	24	—	—	—	—	—	Шнур крученый льняной
Шнур крученый льняной	ГОСТ 17306-71	—	90IV 185V 280V 450V	1,0IV 1,5IV 2,0IV 2,5IV	—	—	14,5 26 40 63	—	—	—	—	—	Шнур крученый льнопень-ковый
Шнур крученый льнопень-ковый	ГОСТ 5107-70	—	—	1,5IV 2,0IV 2,2IV 2,6IV 3,0IV	—	—	16 29 36 40 70	—	—	—	—	—	Шнур крученый льнопень-ковый

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг.м ³	Толщина, мм	Ширина рулона или розетка, мм	Предел прочности при растяжении, кгс.мм ²	Вдоль волокон	Поперек волокон	Электрическая прочность при 20 °С, кВ/мм	Область применения
Сетка стеклян-ная элек-тронная	ГОСТ 8481-75	СЭ	—	0,2	600—1000	—	—	—	—	Изготовленные из лакотканей, пропитанных тканей, защита при производ-стве огневы-х работ и тепло-изоляция
Стекло-чуглок	ТУ МЛП 1503-48	АСЭ46	—	0,3—0,35; 0,35—0,4	1—8III	—	—	—	—	Бандажировка и вязка обмо-ток электри-ческих машин
Нить асесто-вая	ГОСТ 1779-72	—	—	1,0—1,3	0,5—2,5	—	—	—	—	Защита от огня при производстве огневы-х работ
Шнур асесто-вый	ГОСТ 1770-72	—	—	1,0—1,3	3,0—25,0IV	—	—	—	—	Защита от огня при производстве огневы-х работ

Продолжение табл. 4-17

Таблица 4-18. Ленты хлопчатобумажные

Лента	ГОСТ	Масса 100 м	Толщина, мм	Ширина, мм	Электрическая прочность при 20°С, кВ. мм	Предел прочности, кгс. мм ²	Область применения					
Кинерпан	4514-71	187	0,45	10	—	14	Временная технологическая защита изоляции обмоток и узлов электротехнических машин					
		232		12		17						
		361		20		21						
		276		15		26						
		462		25		32						
		513		30		37						
		637		35		43						
		723		40		48						
		902		50		58						
		Тафган		4514-71		100		0,25	10	—	9	То же, а также применение в качестве слоя изоляции обмоток электрических машин, пропитанной электроизоляционным лаком
120	12		16									
152	15		18									
199	20		21									
244	25		23									
291	30		26									
338	35		28									
384	40		32									
480	50		32									
Тафанная разреженная	4514-71		143		0,4	15	—		13		То же, а также применение в качестве слоя изоляции обмоток электрических машин, пропитанной электроизоляционным лаком	
		186	20	18								
		233	25	21								
		300	30	21								
		Миткалевая	4514-71	—		0,22		12	—	31		Применяется в малогабаритных конструкциях, где толщина ленты не
				100				16		—		
				120				18		—		
				140				20		—		
				160				22		—		
				180				24		—		
200	26			—								
220	28			—								
240	30			—								
260	32			—								

Таблица 4-19. Пропитанные волокнистые материалы

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Толщина, мм	Ширина рулона, мм	Предел прочности при растяжении, кг. мм ²		Среднее напряжение при 20°С (после растяжения), кВ	Общая характеристика и область применения
					по основанию	под углом 45°		
Лакоткань электроизоляционная (хлопчатобумажная и шелковая)	ГОСТ 2214-78	ЛХМ-105	0,15; 0,17; 0,2; 0,24; 0,3	700-930	4,5	3,0	4,5-9,5	Для работы на воздухе при нормальной влажности климатических условий
					5,1	3,2	5,6-7,4	
ЛХМС-105			0,17-0,2	700-900	5,1	3,2	5,6-7,4	То же; повышенные свойства

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Толщина, мм	Ширина, рулона, мм	Предел прочности при растяжении, кг/мм:		Среднее пробное напряжение при 20 °С (после рас-травки) в области применения, кг	Общая характеристика применения	Лакоткань электро-изоляцион-ная (хлоп-чатобумаж-ная и шелковая)	Лакоткань электро-изоляцион-ная	Стекло-лакоткань электро-изоляцион-ная	ГОСТ 10156-78	ЛСМ-105/120	ЛСМ-105/120	ЛСММ-105/120	ЛСЛ-105/120	ЛСЭ-105/130	0,15 0,17 0,20 0,24	690 790 890 990	10,5 13,0 15,0 17,0	— — — —	4,0—4,8 5,5—6,6 6,0—7,2 7,0—8,4 8,0—9,6	Основная изоляция	Основная изоляция	Основная изоляция	То же; масло-стойкая	Изоляция обмоток элек-трических ма-шин высокого напряжения	ЛХБ-105	0,17 0,20 0,24	700—930	7,5	4,5	5,7—7,1 6,5—8,0 7,6—9,2	Для работы на воздухе при нормаль-ных климати-ческих усло-виях
----------	-------------	-------	-------------	--------------------	---	--	--	---------------------------------	---	---------------------------------	--	---------------	-------------	-------------	--------------	-------------	-------------	------------------------------	--------------------------	------------------------------	------------------	---	-------------------	-------------------	-------------------	----------------------	--	---------	----------------------	---------	-----	-----	-------------------------------	--

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Толщина, мм	Ширина, рулона, мм	Предел прочности при растяжении, кг/мм:		Среднее пробное напряжение при 20 °С (после рас-травки) в области применения, кг	Общая характеристика применения	Лакоткань электро-изоляцион-ная (хлоп-чатобумаж-ная и шелковая)	Лакоткань электро-изоляцион-ная	Стекло-лакоткань электро-изоляцион-ная	ГОСТ 2214-78	ЛШМ-105	ЛШМ-105	ЛШМ-105	ЛШМ-105	0,08 0,10 0,12 0,15	700—930	1,0—0,7 2,4 2,4 2,4	1,7	3,0—4,5 4,0—5,6 5,0—7,0 5,0—7,0	Малая усадка; стойкость к кратковре-менной тем-пературе	То же, с по-вышенными электрическими свойствами; для работы на воздухе при нормаль-ных климати-ческих усло-виях	ЛХМ-105	0,04 0,05 0,06 0,10 0,12 0,15	700—930	1,4—2,5 0,9—1,7	6,5—8,5 0,3—0,4 1,0—1,2 2,0—3,0 5,0—6,5 7,6—9,0	Для работы в горячем топном масле с темпера-турой до +150 °С
----------	-------------	-------	-------------	--------------------	---	--	--	---------------------------------	---	---------------------------------	--	--------------	---------	---------	---------	---------	------------------------------	---------	------------------------------	-----	--	---	---	---------	--	---------	--------------------	--	--

Продолжение табл. 4-19

Продолжение табл. 4-19

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Толщина, мм	Ширина, мм	Предел прочности при растяжении, кг/мм²		Среднее пробное напряжение при 20°С (после рас-тужения), кВ	Общая характеристика и область применения
					по основанию	по углам 45°		
Стекло-лакатань электро-изоляцион-ная	ГОСТ 10156-78	ЛСБ-120/130	0,12	690	9,0	—	4,7—5,6	Вспомогатель-ная изоляция (для выкладки паза, вместо электро-картона в ма-шинах тропи-ческого, хими-ческого и по-вышенной на-пряженности-гревостой-кости)
			0,17	790	13,0	—	6,8—7,8	
			0,20	890	15,0	—	8,0—9,6	
			0,24	990	17,0	—	9,0—10,8	
			0,08	690	4,5	—	3,0—3,6	То же
			0,10	790	6,0	—	4,0—4,8	

ЛСК-155/180	0,05	690	2,5	—	2,0—2,8	Изоляция об-моток элект-рических машин высокого напря-жения
	0,06	790	3,0	—	2,8—3,6	
	0,08	890	4,5	—	4,0—5,0	
	0,10	990	6,0	—	4,7—6,0	
	0,12	990	9,0	—	5,3—7,5	
	0,15	990	10,5	—	6,2—8,2	
	0,17	990	13,0	—	7,0—9,0	
	0,20	990	15,0	—	7,0—9,0	
ЛСКР-180	0,12	690	9,0	—	1,8—1,9	Изоляция об-моток элект-рических машин высокого напря-жения
	0,15	790	10,5	—	2,8—3,3	
	0,17	890	13,0	—	3,3—3,9	
	0,20	990	17,0	—	4,5—4,9	
ЛСКЛ-155	0,12	10	9,0	—	—	Изоляция об-моток элект-рических машин высокого напря-жения
	0,15	15	10,5	—	—	

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Толщина, мм	Ширина рулона, мм	Предел прочности при растяжении, кг/мм ²		Среднее напряжение при 20°С (после распрямления и обжатия)	Общая характеристика применения
					по основе	по ширине 45°		
Стекло-электронная лакоткань	ТУ 35-ЭП-319-64	ЛСК-1р	0,15 0,17 0,20 0,24	600—1000	3	1,8	4,0 4,5 5,0 5,5	Изоляция обмоток электромашин, трансформаторов, машин электротехнической промышленности
Стекло-питанная ткань про-Стекло-Резино-	ТУ ОЭПТ 503,165-60 ТУ ОЭПТ 503,174-60 ТУ ОЭПТ 503,094-59	ПС-ИФ/ЭП-70 ПС-К-4/ЭП РСК-1	0,08—0,12 0,08—0,10	700—1000 700—1000	— —	— —	— —	Иготово-механические детали машин, электротехнической промышленности
Резино-Стекло-ткань	ТУ ОЭПТ 503,094-59	РСК-1	0,23	250—750	3—10	—	Не нормируется	Изоляция выводов концов нагревательных элементов электротехнической промышленности
Резино-Стекло-ткань	ТУ 35-ЭП-75-62	РСК-2	0,11	250—750	4—12	—	1,0	Изоляция обмоток электротехнической промышленности
Стекло-лакоткань	ТУ ОИИ 503,056-66	ЛСК-5	0,12	650—915 200—700	3—12	—	Удельное поверхностное сопротивление при 20°С не менее 10 ¹² Ом/см	Полипропиленовый материал для изоляции обмоток частей статоров и роторов электротехнической промышленности
Стекло-лакоткань на кремниевой органической эмали	ВТУ МЭП ОАА 503,014-33	ЛСК-1 ЛСК-2	0,12—0,15 0,2	100—700 100—700	3—3,5	—	2,4—4,4 2,5—6,0	Изоляция электротехнических машин нагревательных элементов, восточного влаготстойкого и тропического климата
Стекло-лакоткань	ТУ ОИИ 503,056-66	ЛСК-5	0,12	650—915 200—700	3—12	—	Удельное поверхностное сопротивление при 20°С не менее 10 ¹² Ом/см	Полипропиленовый материал для изоляции обмоток частей статоров и роторов электротехнической промышленности
Стекло-сетка пропитанная	ТУ 35-ЭП-14-61	ЛСС-ИФ/ЭП-70	0,2—0,25	700—1000	—	—	—	Иготово-механические детали машин, электротехнической промышленности
Лента изопропиленовая непроводящая	ГОСТ 2162-68	—	0,2; 0,3	10—50	—	—	5—2,5 5—3,0 6—2,0	Изоляция соединений в машинах с низкой напряженностью

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Толщина, мм	Ширина рулона, мм	Предельная прочность при растяжении, кг/мм ²		Среднее напряжение при 20°С (после рас-тяжения), кВ	Общая характеристика и область применения
					по основанию	под углом 45°		
Материал изоляции электро-онный	ГОСТ 51638-72	РЭМ-К	0,3—0,8	600—1000	2,5	—	20	Изоляция каркасов ка-тушек и др. гих деталей цилиндриче-ской формы с малым ра-диусом закру-тки
Материал	ГОСТ или ТУ	Плотность, кг/м ³	Толщина, мм	Ширина рулона, мм	Предельная прочность при растяжении, кгс/мм ²	Электриче-ская прочность при 20°С, кВ/мм	Область применения	Пленка три-цветная
	ТВ 16-76	1250	0,04; 0,07	500; ролики 4; 8; 12; 6; 10; 14; 16; 18; 20	9-12	89-135	Пленка изоляция об-моток электрических ма-шин общепромышленно-го назначения, техноло-гические обертки при вы-печке изоляции и др.	Пленка полиэтил-енотерефталат-ляционная
	ВТУФ 78-62	1300-1400	0,04-0,05	500	10	85-120	Пленочная изоляция электрических машин	Пленка полиэтил-енотерефталат-ляционная (лавсан)

Таблица 4-20. Пленки электроизоляционные

риной 450—600 мм. Стеклослоистовая лента, пропитанная терморактив-ным компаундом К-110, обеспечивает получение монолитной изоляции стерж-ней статора гидрогенератора. Выпускается в рулонах шириной 20, 25, 30, 35 мм.

Слюдопластовые электроизоляционные материалы по сравнению со сло-удными обладают большей механической прочностью, но менее однородны, так как состоят из более крупных частиц слюды. Из слюдопластовой бумаги изготавливаются: слюдопласт коллекторный, прокладочный, формовочный, гибкий, стеклослюдопласт гибкий, слюдопластоболит, слюдопластоболит.

Расход слюдосодержащих материалов (в килограммах) на изготовление микашитовых коробок на головки статора

$$D = GEVMPK \cdot 10^{-3},$$

где G — плотность микашита, г/см³; E — площадь заготовки на одну коробку, см²; V — толщина микашита, см; M — число коробок на одну головку; P — число головок; K — коэффициент запаса, равный 1,2.

Расход на изолировку бандажных колец микалитной

$$D = I'IAV \cdot 2CMK \cdot 10^{-3},$$

где I — плотность микаленты ЛМЧ-ББ, г/см³; P — средний периметр бандаж-ного кольца по сечению, см; A — средняя длина бандажного кольца, см; V — толщина микаленты, см; множитель 2 учитывает наличие впадины впадинах; C — число слоев микаленты; M — число бандажных колец; K — коэффициент запаса, равный 1,2.

Расход микаленты ЛМЧ-ББ для изолировки соединительных и выводных шин, перемычек, мест соединения шин со стержнями подсчитывается анало-гично. Основные характеристики слюдосодержащих материалов приведены в табл. 4-21.

Слоистые пластики — это электроизоляционные материалы, состоящие из бумаги или ткани, пропитанной терморактивными, феноформальдегидными, резольными, кремнийорганическими и эпоксидными смолами. Наибольшее распространение получили гетинакс, текстолит, стеклотекстолит. Гетинакс изго-тавливается из пропитанной бумаги толщиной 0,12 мм и выпускается в виде листов толщиной от 0,2 до 50 мм, размером от 450×600 до 750×1000 мм. Текстолит отличается от гетинакса тем, что наполнителем в нем является хлопчатобумажная ткань. Выпускается толщиной от 0,5 до 50 мм, размером от 450×600 до 750×1000 мм. Стеклотекстолит отличается от текстолита тем, что в нем наполнителем служит электроизоляционная бесщелочная стеклянная ткань.

Расход электроизоляционного материала (в килограммах) на отделимые де-тали гидрогенератора определяется следующим образом. Расход на изгото-вление названных катодов статора из гетинакса

$$D = ABVГPK \cdot 10^{-3},$$

где A — длина катодов в пасу, см; B — ширина клина (с учетом разреза 3 мм), см; V — толщина клина, см; $Г$ — плотность гетинакса, г/см³; P — число пазов статора; K — коэффициент запаса, равный 1,2.

Расход на изготовление изоляционных шайб полюсов

$$D = AP \cdot 2PK \cdot 10^{-3},$$

где размер листа гетинакса на одну шайбу $A = a \times b \times c$, см; P — число шайб на полюс; $2P$ — число полюсов; K — коэффициент запаса, $K=0,7$. Характе-ристика слоистых пластиков приведена в табл. 4-22.

Таблица 4-21. Слюдяные и слюдянитовые материалы

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м ³
Миканит коллекторный	ГОСТ 2196--75	КФШ, КФГ	2600
		КФС, КФА	2600
Миканит прокладочный	ГОСТ 6121--75	ПМГ, ПМГА, ПФГ, ПФГА, ПСГ, ПСГА, ПМШ, ПМША	2400
		ПФШ, ПФКА	
Миканит формовочный прессованный	ГОСТ 6122--75	ФМГ, ФМГА, ФФГ, ФФГА, ФСГ, ФСГА, ФМШ, ФМША	2100
		ФФШ, ФФША, ФМК, ФФК	
Стекломикалит гибкий	ГОСТ 8727--78	Г ₂ ФЭI; Г ₂ ФКI	1700
		Г ₂ ФГII; Г ₂ ФЭII; Г ₂ ФКII	
Миканит гибкий	ГОСТ 6120--75	Г ₁ ФГ; Г ₁ ФКI	2000
		ГМС; ГФС; ГМЧ; ГФЧ; ГФК	
		ГМСО; ГФСО; ГМЧО; ГФЧО	

Толщина, мм	Вид поставки (размеры, мм)	Электрическая прочность, кВ/мм	Область применения
материалы			
0,4—1,5	215×465	18	Электронизоляционные прокладки между коллекторными пластинами в электрических машинах Электронизоляционные прокладки различного назначения, не подвергающиеся гибу, круглые и фасонные
0,4—1,2	215×465	18	
0,5; 1,0; 0,6; 1,5; 0,7; 2,0; 0,8; 3,0	550×650	15—20	Прокладки
0,15; 0,9; 5,0 и выше-указанные	550×650	15—33	Изготовление фасонных изоляционных деталей, коллекторных манжет, изоляционных колпачков статорных обмоток и т. п. горячим прессованием
толщины 0,1; 0,5; 0,15; 0,6; 0,2; 0,7; 0,25; 0,8; 0,3; 0,9; 0,4; 1,5; 0,45	550×650	27—40	
Более 1,5	550×650	27—40	Междувитковые прокладки в обмотках; пазовая изоляция верхних обмоток электрических машин; прокладки в лобовых частях верхних обмоток; изоляция лобовых частей статорных обмоток от корпуса; подбандажная изоляция в якорных обмотках; корпусная изоляция статорных обмоток электрических машин общепромышленного применения; всоду, где необходим нагревостойкий электронизоляционный материал
0,2—0,6	640×850	14—15	
0,25—0,6		12,6—15,0	
0,2—0,5			
0,15—0,5	450×600	15—27	Гибкие изоляционные прокладки, допускающие изгиб в холодном состоянии в пазовых и лобовых частях статорных обмоток; пазовая изоляция статорных обмоток электрических машин
0,2—0,5	450×600	15—27	

Толщина, мм	Вид поставки (размеры, мм)	Электрическая прочность, кВ/мм	Область применения
0,15—0,3	Рулоны шириной 500 и 700 мм и листы 500×1000 мм	13—16	Формусмый в нагретом состоянии электронизоляционный материал в электрических машинах высокого напряжения. Пазовая изоляция статорных и якорных обмоток, корпусная изоляция шпилек, крепление лобовых частей и др.
0,2—0,3			
0,15—0,3			
0,2—0,3			
0,15—0,3			
0,2—0,3	700×1000		То же, но для электрических машин нагревостойкого исполнения
0,08 0,1; 0,13; 0,17 0,14; 0,17; 0,1; 0,13	Ролики шириной 10, 15, 20, 25, 30, 35, диаметром 110 То же	12—18 12—18	Витковая и корпусная изоляция обмоток электрических машин высокого напряжения. Компаундированная изоляция и изоляция, не подвергающаяся выпечке (микалента на черном лаке). Изоляция, подвергающаяся выпечке: проводниковая и витковая изоляция статорных обмоток (микалента на светлом кремнийорганическом и каучуковом лаке)
0,1; 0,13; 0,15; 0,16; 0,17; 0,21; 0,1; 0,13; 0,17 0,15; 0,17; 0,1; 0,13; 0,17 0,08; 0,13; 0,15 0,1; 0,17; 0,13; 0,21; 0,15 0,1; 0,17; 0,13; 0,21			

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м ³			
Микафоллий	ГОСТ 3686—77	МФГ-Б	1300—1500			
		МФГ-Т; МФГ-С				
		МФШ-Б				
		МФП-Т; МФП-С				
		ММГ-Б				
		ММЦ-Б; ММГ-Т				
		ММГ-С; МФК-Т; МФК-С; ММК-Т; ММК-С				
		Микалента		ГОСТ 4268—75	ЛФЧ-Б ЛФЧ-ББ ЛФЧ-ТБ ЛФС-ББ	1700—1800
					ЛФС-ТБ ЛФС-ТТ	
					ЛМЧ-ББ	
ЛМЧ-ТБ ЛМС-ББ						
ЛМР-СС ЛФК-Т						
ЛФК-ТТ						
ЛФК-ТС						

Толщина, мм	Вид поставки (размеры, мм)	Электрическая прочность, кВ/мм	Область применения
0,15 0,13; 0,15	То же	12—18	То же
0,14; 0,17	Рулон шириной 400—900	13 12 13 12	Корпусная изоляция стержней, межвитковая изоляция с повышенной механической прочностью для обмоток электрических машин высшего напряжения. Изоляция пазовой части обмоток (микашелк на светлом лаке) и лобовых частей (микашелк на черном лаке)
0,4; 0,5	Рулон шириной 300 мм; лист 1000×870 мм	10—13	Корпусная изоляция в виде «мягкой гильзы», в виде пазовых коробочек, а также междуфазовая изоляция при напряжении до 660 В
0,3			
0,4 0,5			
0,3			

материалы

0,5—1,2	215×400	20	Электроизоляционные прокладки между коллекторными пластинами в электрических машинах постоянного тока
0,4—2,0	200×400	20—25	Электроизоляционные прокладки различного назначения, не подвергающиеся изгибу
0,11; 0,12 0,11; 0,15; 0,2	250×350 100×350	25—30	Изготовление фасонных изоляционных деталей горячим формованием для электрических машин нагревостойкого исполнения
0,1; 0,15; 0,2; 0,25; 0,3; 0,35; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 1,0	150×500	20—40	То же. Рекомендуется применять в комбинации с формовочным микроинтом

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м³
Микалента	ГОСТ 4268—75	ЛМК-ТТ ЛМК-ТС	1700—1800
Микашелк	ВТУ МЭСЭП ОПП.503.028—53	ЛЧМШБ ЛДФШБ ЛСМШБ ЛСФШБ	1700
Микалоотно	ТУ 35 ЭП421—65	ЛППЧМ; ЛППСМ ЛПБЧМ; ЛПБСМ ЛППЧФ ЛППСФ ЛПБЧФ; ЛПБСФ	1700

Слюднистые

Слюднист коллекторный	ГОСТ 12127—66	КСШ	2250
Слюднист прокладочный	ТУ ОЭИ.ВЭИ.64—58	ПСК, ПСГ, ПСШ, ПСЭ	2250
Стекло-слюднист формовочный	ВТУ ОЛИ.503.085—66	ФС25К-40, ФСК40К-40	1600—1700
Слюднист формовочный	ВТУ ОЭИ.65—58	ФСК; ФСГ; ФСШ; ФСГО; ФСКО; ФСШО	1600—1700

Толщина, мм	Вид поставки (размеры, мм)	Электрическая прочность, кВ/мм	Область применения
0,11—0,12 0,11—0,12 0,17 0,15	Ролики шириной 15, 20, 23, 25, 30, 35, диаметром 100	12 12 9 8	Корпусная и вытковая изоляция обмоток электрических машин на гревостойкого исполнения
0,15—0,5 0,1—0,15 0,2—0,5 0,1—0,15 0,2—0,5	500×800	14—17 13 21 13 21	Различные гибкие изоляционные прокладки, допускающие натяб в холодном состоянии
0,08; 0,1; 0,11; 0,13	Ролики шириной 15, 20, 25, 30, 35, диаметром 100	17,65	Изоляция стержней гидрогенераторов и электрических машин напряжением до 6 кВ (нагревостойкость 130 °С)
0,14		28,32	
0,15		25,27	
0,20		20,25	

Размеры листа, мм	Предел прочности, кгс/см ²		Электрическая прочность, кВ/мм	Область применения
	при статическом изгибе	при растяжении		
700×930	10	8	15	Изоляционные детали крепления обмоток, распорки, клинья, ко- лодки, шайбы, рамки, пазовые клинья, прокладки и т. п.
650×930	10	8	15	

далее 2.3; 2,5; 2,8; 3,0; 3,3; 3,8; 4,3; 4,5; 5,0; 5,5; 6,0; 6,3; 6,5; 7,0; 7,3; 7,5. От 7,5 до 15 мм —

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м ³
Лента слюдяно-нитовая на кремнийорганическом лаке	ГОСТ 13184—78	ЛСК-1 ЛСК-Т ЛСК-СС ЛСК-ТТ	1400—1500
Слюдянит	ГОСТ 10715—76	ГСП Г ₁ СП Г ₂ СП Г ₁ СК Г ₂ СК	1500—1700
Лента стеклослюдянистая	ТУ 16.503.974—75	ЛСКК-110П; ЛСКК-110С; ЛСКК-110Т; ЛСКК-110СП; ЛСКК-110ТП; ЛСКК-110СТ; ЛСКК-110СС	1,7
		ЛСКК-110СТ ЛСКК-110ТТ	
		ЛСГК-110СС ЛСГК-110СТ ЛСГК-110ТТ	
		ЛСГК-110СТ	

Таблица 4-22. Слоистые пластики

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м ³	Толщина, мм
Гетинакс	ГОСТ 2718—74	I	1350—1450	0,2—50*
		II	1350—1450	0,4—50*

* От 0,2 до 0,4 мм — с интервалом 0,05 мм. От 0,4 до 2 мм — с интервалом 0,1 мм; с интервалом 0,5 мм. От 15 до 50 мм — с интервалом 1 мм, кроме 41; 43; 45; 47; 49.

Размеры листа, мм	Предел прочности, кгс/мм ²		Электрическая прочность, кВ/мм	Область применения
	при статическом изгибе	при растяжении		
550×100; 650×930 700×930; 930×1030; 930×1430	10 6	7 6	13 20	Изоляционные детали крепления обмоток, распорки, клинья, колдки, шайбы, рамки, пазовые клинья, прокладки и т. п. в условиях повышенной влажности.
Листы толщиной до 0,5 мм могут изготавливаться в рулонах 650×930	8	6	20	Изоляционные детали, работающие в трансформаторном масле при напряжении до 1000 В
650×930	—	7	20—26	Изоляционные детали, работающие при высокой частоте до 10 Гц и напряжении 1000 В То же, с меньшим тангенсом угла диэлектрических потерь
650×930 Не менее 450×600	— 7—8	7 3,5—4,5	25 6 при 90 °С	Детали, работающие в трансформаторном масле или в среде с воздушным минеральных масел
Не менее 450×600	8—9,5	4,5	4,5 при 90 °С	Пазовые клинья и прокладки, распорки, клинья и колдки, изоляционные шайбы, рамки и другие детали крепления обмоток
Не менее 450×600	7—8	3,5	6 при 90 °С	То же, что у марки А, но с большими допусками по толщине и ко-роблению
Не менее 450×600	—	4,5	6 при 90 °С	То же

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м ³	Толщина, мм
Гетинакс	ГОСТ 2718—74	III	1300—1400	5,0—50*
		IV	1280—1380	2,0—50*
Текстолит электро-технический листовой	ГОСТ 2910—74	V-1; V-2	1280—1400	5,0—50*
		VI	1300—1400	0,4—3,8*
		VII	1350—1450	0,4—3,8*
		VIII	1300—1400	1,0—3,8*
		A	1300—1450	0,5—50**
		Б	1300—1450	0,5—50**
Г	1300—1450	1300—1450	1300—1450	0,5—50**
				ВЧ

* От 0,2 до 0,4 мм — с интервалом 0,05 мм. От 0,4 до 2 мм — с интервалом 0,1 мм; с интервалом 0,5 мм. От 15 до 50 мм — с интервалом 1 мм, кроме 41; 43; 45; 47; 49.
** 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 1,0; 1,2; 1,4; 1,5; 1,6; 1,8; 2,0; 2,2; 2,5; 2,8; 3,0; 3,5; валом 1 мм, кроме 23; 27; 29; далее 20; 32; 33; 35; 36; 38; 40; 42; 45; 48; 50.

далее 2,3; 2,5; 2,8; 3,0; 3,3; 3,8; 4,3; 4,5; 5,0; 5,5; 6,0; 6,3; 6,5; 7,0; 7,3; 7,5. От 7,5 до 15 мм — с интервалом 0,5 мм. От 15 до 50 мм — с интервалом 0,5 мм. От 15 до 50 мм — с интервалом 0,5 мм.

Размеры листа, мм	Предел прочности, кгс/мм ²		Электрическая прочность, кВ/мм	Область применения
	при статическом натяге	при растяжении		
Не менее 450×600	—	1,6	10	Детали электротехнического назначения для длительной работы при температуре до 200 °С
Длина и ширина листа устанавливаются по согласованию сторон	10	—	10	Детали электротехнического назначения для длительной работы при температуре до 200 °С
Длина и ширина листа устанавливаются по согласованию сторон	9,5	7	12 при 90 °С	Пазовые клинья и клинья в лобовых частях обмоток статоров, изоляционные шайбы, рамки и другие детали крепления обмоток
			То же 20 при 90 °С	
			То же 12 при 90 °С	
			То же 9	
Не менее 450×600	3,5	15	3,0	Подключная изоляция обмоток
Не менее 800×700 Не менее 700×1000	18	28	—	Конструкционные и электротехнические детали аппаратуры высокого напряжения, электрических машин, трансформаторов, ртутных выпрямителей
			—	

далее 2,3; 2,5; 2,8; 3,0; 3,3; 3,8; 4,3; 4,5; 5,0; 5,5; 6,0; 6,3; 6,5; 7,0; 7,3; 7,5. От 7,5 до

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м ³	Толщина, мм	
Стекло-текстолит	ВТУ ОЭНП.503.001—57	СКМ-1	1770	0,5; 1,0; 1,2; 1,4; 1,5; 1,6; 1,8; 2,0; 2,3; 2,5	
				0,5—50***	
Стекло-текстолит	ОАН 503.057	СТВК	1600—1800	0,5—50***	
Стекло-текстолит электро-технической ли-стовой	ГОСТ 12652—74	СТ; СТ-Б	1600—1850	1,5—30*	
				СТ-1 СТ-11	0,5—30* 1,5—30*
				СТЭФ-1 СТК	0,5—3,5* 0,5—30* 0,5—30*
					0,5—30*
Стекло-текстолит листовой	ТУ 16-503.006—66	СТЭФ-Р/Э	1600—1900	10,0—16,0	
Пластик древесные слоистые	ГОСТ 8697—58	ДСП-В-Э ДСП-Б-Э	1300 1300	1,0—60,0 1,0—60,0	

* От 0,2 до 0,4 мм — с интервалом 0,05 мм. От 0,4 до 2 мм — с интервалом 0,1 мм; 15 мм — с интервалом 0,5 мм. Ст 15 до 50 мм — с интервалом 1 мм, кроме 41; 43; 45; 47; 49.
*** Толщина стеклотекстолита соответствует ГОСТ 2910—74.

Размеры листа, мм	Предел прочности, кгс/мм ²		Электрическая прочность, кВ/мм	Область применения
	при статическом изгибе	при растяжении		
800×1350	11	8	8	Работа на воздухе при температуре до 130 °С в низковольтных электрических машинах и аппаратах
Не менее 450×600	14	28—21	23	Работа на воздухе при температуре до 130 °С в низковольтных электрических машинах и аппаратах
Не менее 450×600	9	25	1,5	Распорки
Не менее 700×1200	—	—	1,5	Панели щитов и основной электрической аппаратуры

где E — площадь хомутника, см²; 0,3 г/см² — опытная норма расхода припоя; M — число хомутиков; K — коэффициент запаса.
Расход припоя на пайку междуполосных соединений

$$D_2 = E \cdot 3,6MK,$$

где E — площадь хомутника, см²; 3,6 г/см² — опытная норма расхода припоя; M — число хомутиков; K — коэффициент запаса.
Состав и характеристика мягких и твердых припоев приведены в табл. 4-23, а флюсов для пайки мягкими и твердыми припоями — в табл. 4-24.

Материал	ГОСТ или ТУ	Марка	Плотность, кг/м ³	Толщина, мм
Асбестонакс	ТУ 16-503.007—67	А-1	1600	2,0—10,0
Стекло-текстолит конструкционный	ГОСТ 10292—74	КАСТ-В	1500—2000	0,5—35,0
Асбо-текстолит	ТУ 35-ЭП-157—63	—	1500—1700	6,0—60,0
Доски асболоментные электро-технические (дугостойкие)	ГОСТ 4248—68	—	2100—2200	4,0—40,0

Припой и флюсы. Припой представляют собой металлы или сплавы, плавяемые при пайке металлических частей. В зависимости от температуры плавления припой разделяются на мягкие и твердые. Мягкие (легкоплавкие) припои имеют температуру плавления до 450 °С, а твердые — выше 450 °С. К мягким припоям относятся оловянно-свинцовые. К твердым припоям относятся медно-серебряные, латунь и медно-цинковые. Мягкие припои обладают меньшей механической прочностью на разрыв, чем твердые. Припой изготавливается в виде слитков, стержней, прутков и трубок.

Флюсы. Их назначение заключается в удалении окислов с поверхности деталей и в предохранении соединяемых металлов от окисления и других загрязнений в процессе пайки, а также в снижении поверхностного натяжения расплавленного припоя. Флюсы представляют собой твердые порошкообразные вещества (бура, борная кислота, канфоль и др.) или жидкости (спиртовой раствор канфоли и др.) и пасты. Канфоль является слабоактивным флюсом, поэтому поверхность перед пайкой должна быть зачищена. При пайке твердыми припоями сталь, медь, латунь, других медных сплавов в качестве флюсов используют буру в смеси с борной кислотой, флюс 209. Удельное электрическое сопротивление швов, образуемых мягкими припоями, находится в пределах $(0,12—0,189) \cdot 10^{-6}$ Ом·м, а у твердых припоев — в пределах $(0,02—0,04) \cdot 10^{-6}$ Ом·м.

Расход припоя ПОС-40 для пайки междуполосных соединений полюсов ротора гидрогенератора определяется следующим образом.
Расход припоя на лужение хомутиков

$$D_1 = E \cdot 0,3 \cdot 2MK,$$

Таблица 4-23. Состав и характеристика припоев

Припой	Марка	ГОСТ	Состав припоя, % по массе	Температура плавления, °С	Предел прочности при растяжении, кгс/мм²	Область применения
Оловянно-свинцовые	ПОС 30	21931—76	Олово — 30, свинец — 70	255	3,5	Пайка обмоток индуктольных электродвигателей
	ПОС 40		Олово — 40, свинец — 60	238	3,8	Пайка и лужение концов секций обмоток электрических машин.
	ПОС 61		Олово — 61, свинец — 39	190	4,3	Пайка между полупроводниковых соединений
	ПОС 61М		Олово — 61, медь — 2, свинец — остальное	192	4,5	Пайка и лужение токоведущих частей из меди, латуни, бронзы
	П-3000		Цинк — 60, кадмий — 40	300	3,5	То же. Применяются более герметичные швы
	ПК60Ц40		Цинк — 40, кадмий — 60	310	6,9	Пайка деталей токоведущих частей из алюминия и алюминиевых сплавов
	АВИА-1		Олово — 55, кадмий — 20, цинк — 25	200	7	То же
	ЛПОЛ		Олово — 80, серебро — 1, кадмий — 19	175	6,3	Пайка деталей из алюминия и алюминиевых сплавов

Твердые припои						
Припой	Марка	ГОСТ	Состав припоя, % по массе	Температура плавления, °С	Предел прочности при растяжении, кгс/мм²	Область применения
Серебряные	ПСр 15	19738—74	Серебро — 15, медь — 80, цинк — 4,8	635	25	Пайка обмоток статора
	ПСр 45	19738—74	Серебро — 45, медь — 30, цинк — 25	725	30	Пайка обмоток ротора и статора.
	ПСр 71Ф	19738—74	Серебро — 71, медь — 28, фосфор — 1	795	36	Пайка деталей из меди, бронзы
	ПМЦ-36	—	Медь — 36, цинк — 64	825	20	Пайка деталей из меди, латуни, бронзы, стали.
	Л-63	—	Медь — 65, цинк — 35	905	32	Шов хрупкий
	МФ-3	4515—75	Фосфор — 7, медь — 93	860	20	Пайка схем обмоток статора
	34-А	—	Алюминий — 66, медь — 28, кремний — 6	525	18	Пайка деталей из алюминия и его сплавов.

467

Таблица 4-24. Флюсы для пайки

Марка флюса	Состав, % по массе	Область применения
Канифоль светлая ГОСТ 19113—73	Эфиры смоляных кислот	Пайка токоведущих частей из меди, латуни, бронзы
КЭ	Канифоль — 30, спирт этиловый — 70	То же
ГК	Канифоль — 6, глицерин — 14, спирт этиловый — 80	»
КС	Канифоль — 24, стеарин — 1, спирт этиловый — 75	»
ЛТН-1	Спирт этиловый — 73, канифоль — 20, диэтиламид — 5, триэтаноламин — 2	Пайка токоведущих частей и проводниковых деталей из меди, ее сплавов и стали
ФВ-3	Натрий фтористый — 8, цинк хлористый — 16, литий хлористый — 36, калий хлористый — 40	Пайка деталей из алюминия и его сплавов цинковыми и алюминиевыми припоями
АФ-44	Калий хлористый — 50, натрий хлористый — 28, литий хлористый — 14, натрий фтористый — 8	Электроконтактная пайка проводниковых изделий из алюминия и его сплавов припоем АВИА-1
ФТКА	Фторборат кадмия — 10, фторборат аммония — 8, триэтанолламин — 82	Пайка медных проводов с алюминиевыми
—	Бура плавяная — 50, борная кислота — 50	Пайка меди, латуни, бронзы и нержавеющей сталей
34-А	Натрий фтористый — 10, цинк хлористый — 8, литий хлористый — 32, калий хлористый — 50	Пайка деталей из алюминия и его сплавов
209	Борный ангидрид — 35, фтористый калий — 42, фторборат калия — 23	Пайка схем обмотки статора, конструкционных и нержавеющей сталей
200	Бура плавяная — 21, борная кислота — 70, кальций фтористый — 9	Пайка деталей из меди, латуни, бронзы, нержавеющей и углеродистой стали
284	Борный ангидрид — 35, калий фтористый — 42, фторборат калия — 23	То же

5-1. Общие положения

Весь персонал, участвующий в ремонте гидрогенераторов, обязан иметь при себе удостоверение о сдаче экзаменов на знание правил техники безопасности. Стропальщики обязаны иметь удостоверение о допуске к выполнению такелажных работ. На производителей работ, мастеров, старших мастеров и руководителей участков возлагается: оперативный контроль над применением работающих безопасных методов работы; проведение повседневного производственного инструктажа на рабочем месте; надзор за исправным состоянием оборудования, инструмента, ограждения и предохранительных устройств; надзор за использованием рабочими выданных им индивидуальных средств защиты; надзор за использованием инструкций по технике безопасности и производственной санитарии.

Запрещается выполнять работы без задания мастера или бригадира; производить работы неисправным инструментом и приспособлениями; работать на статоре при выведенном роторе без лесов и подмостей. Производителю работ не разрешается приступать к ремонту генератора без оформления наряда на производство работ.

5-2. Ремонт гидрогенераторов

Ремонт генератора начинается с оформления наряда. Наряд — это письменное распоряжение на работу, определяющее место, время и условия производства работы, необходимые меры безопасности, состав бригады и лиц, ответственных за безопасность работ. При выводе генератора в ремонт в первый день производится допуск бригады к работе согласно наряду. Ежедневный допуск к работе в дальнейшем выполняется оперативный персонал электростанции с записью в журнале. Наряд закрывается через 15 дней работы или при изменении на 50 % численности работающих по наряду. Ежедневно после окончания работ производитель обязан сдать наряд оперативному персоналу.

Статор после вывода ротора освещается подвешенной гирляндой на 220 В или переносными осветительными лампами напряжением не выше 12 В с питанием от стационарной сети или переносного трансформатора 220/12 В с заземленным корпусом. Установку возбудителя, подвозбудителя, демонтированных

полосов производят на ремонтной площадке согласно схеме размещения деталей с учетом массы и в соответствии с допустимыми нагрузками на 1 м² перекрытия. Чистку и гидротиспывание охлаждающей выполняются на площадке, специально отведенных руководством станции.

Перемещение крупных узлов и деталей генераторов в машинном зале над действующим оборудованием должно производиться рабочими, имеющими право на такелажные работы, под руководством мастера или руководителя ремонта. Перед производством газозлектросварочных работ на роторе или статоре следует оформить разрешение на выполнение работ с огнем, а места работ укомплектовать углекислотными огнетушителями и асбестовым полотном. Одновременная работа на верхних и нижних головках обмотки статора должна проводиться в разных местах по окружности статора.

При нагреве ротора на монтажной площадке постоянным током устанавливается ограждение с предупредительными плакатами. Место проведения электрических испытаний должно быть ограждено, установлены предупредительные плакаты и назначены наблюдатели. Асбестовые газоанализаторы должны находиться на специально отведенных местах. Место установки ограждается. Перед использованием газогенератор должен быть проверен. Работать на газогенераторе с неисправным гидрозатвором запрещается. Все работы с открытым огнем в зоне установки газогенератора разрешаются не ближе чем в 10 м от него. Длина кислородных и ацетиленовых шлангов допускается не больше 30 м.

Запрещается производить работы на неостановленном генераторе; находиться под перемещаемым грузом; курить и пользоваться открытым огнем вблизи мест окраски и промывки деталей растворителями; выполнять работы с помощью не предназначенных для этого приспособлений.

5-3. Такелажные работы

Ответственность за безопасность работ по перемещению грузов краями несет руководитель ремонта и мастера ремонтных бригад. Такелажные работы разрешается выполнять рабочим, прошедшим специальное обучение, т. е. имеющим удостоверение, и инструментарий на рабочем месте.

Запрещается пользоваться случайными, непроверенными грузоподъемными приспособлениями; находиться посторонними лицам на месте производства такелажных работ; выполнять работы без защитных касок, поднимать груз массой, превышающей ту, на которую рассчитан грузоподъемный механизм; при менять неиспытанные тросы, канаты и приспособления; при строповке груза делать петли, узлы и перекрутки; стропить груз

с углом между стропами более 90°; наводиться на грузе при его подъеме; поднимать так называемый мертвый груз. Пользоваться для строповки груза «восьмерками»; поднимать груз с деталями, которые могут при транспортировке упасть.

Перед разборкой генератора необходимо убедиться в отключении кабелей и проводов. Подъем и перемещение груза не должны производиться при нахождении людей под грузом. При перемещении груза по машинному залу стропальщик должен находиться сзади или сбоку от груза, а при его перемещении в узком проходе — только сзади. По возможности необходимо избегать перемещения груза над действующим оборудованием. При извлечении клиньев полюсов или клиньев обода ротора из пазов приспособление и строп должны быть привязаны к гаку мостового крана, а стропальщик при подъеме гака должен находиться в безопасном месте.

5-4. Работы на временных лесах и подмостях

Леса и подмости выполняются в соответствии с проектом организации работ. Леса и подмости изготавливаются при выполнении работ на высоте более 1 м от пола машинного зала или перекрытия. На гидрогенераторе леса устанавливаются в расточке статора после вывода ротора. У ротора устанавливаются переносные подмости, а все отверстия между спицами ротора закрываются деревянными щитами. У лесов и подмостей устанавливаются лестницы с перилами и поручнями, расположенными на высоте 1 м от настила. Леса и подмости после изготовления принимаются по акту руководителем ремонтной бригады. Их исправность необходимо проверять не реже одного раза в месяц. Перед началом работ мастер или руководитель ремонта должен проннеструктурировать на рабочем месте весь персонал о правилах безопасного ведения работ на лесах. Проннеструктурирование расписывается в журнале.

Запрещается загромождать подходы к лесам и подмостям; работать на лесах без защитных касок; устанавливать на лесах и подмостях груз или детали оборудования; устанавливать на лесах кислородные и ацетиленовые баллоны.

5-5. Работы обмоточно-изоляционные

Обмоточно-изоляционные работы проводятся на чистой, светлой площадке, оборудованной средствами пожаротушения. Изоляционные материалы, лаки и эмали хранятся на ремонтной площадке только в железных закрываемых ящиках. Перед производством изоляционных работ работающие обязаны смазать руки защитной пастой. Приготовленные компаунда КЛСЕ-355

или компаундов на основе эпоксидных смол должно производиться в хорошо вентилируемом помещении. Очистку статора от загрязнений необходимо производить с использованием индивидуальных средств, в резиновых перчатках и при включенной вытяжной вентиляции машинного зала. Окраску статора эмалью выполняют проницающие рабочие во время нахождения на электростанции минимумом работающих и без выполнения других огнеопасных работ.

Трансформатор или двигатель генератор постоянного тока для нагрева катушек полюсов при запевке изоляции должны располагаться не ближе чем в десяти метрах от места проведения изоляционных работ. Пайка и изолировка головок статора при одновременном их выполнении должны производиться в различных местах по окружности статора.

Запрещается при изолировочных работах курить, применять открытый огонь, хранить материалы (лаки, растворители, микаленту, эмали и т. д.) в количествах, больших, чем это необходимо на одну смену работы; хранить пустую тару из-под лакокрасочных материалов и растворителей, использованную весть; мыть руки растворителями (бензином, ацетоном, толуолом, уайт-спиритом) после производства изолировочных работ; выполнять одновременно на статоре сверху пайку, а внизу изолировку головок.

5-6. Работа с пневмоинструментом

К работе с пневмоинструментом допускаются лица не моложе 18 лет, соответствующей квалификации, прошедшие предварительный медицинский осмотр и сдавшие экзамен по правилам техники безопасности при работе с ручным пневмоинструментом.

Недопустим холостой ход пневмоинструмента; запрещается разбирать его при включенной системе подачи воздуха; работать на приставных лестницах; подключать инструмент к магистральной сжатого воздуха давлением выше указанного в паспорте данного инструмента; присоединять шланг к воздухопроводу без вентилей; работать без защитного кожуха; пользоваться неисправным инструментом.

Воздух подается только после установки пневмоинструмента в рабочее положение. При перерыве подачи воздуха пневмоинструмент должен отключаться от сети. Перед присоединением воздушных шлангов к инструменту они должны быть проверены на целостность и продукты сжатого воздуха. Не разрешается прекращать подачу воздуха к пневмоинструменту путем перегиба шлангов. Присоединение воздушных шлангов к пневмоинструменту осуществляется с помощью штуцера и закрепляется с помощью хомутка.

5-7. Работа с электроинструментом

К работе с электроинструментом допускается обученный персонал соответствующей квалификации. На корпусе электродвигателя инструмента должна стоять дата следующего испытания. Подключение шлангового провода электроинструмента к сети осуществляется только с помощью штепсельного соединения с заземляющим штырем. С электроинструментом разрешается работать только в диэлектрических перчатках, с заземленным корпусом. При перерывах в работе электроинструмент должен быть отключен от сети.

Запрещается работать неисправным инструментом; касаться во время работы рабочей части инструмента; выполнять работу без защитных очков; работать на приставной лестнице, без защитного кожуха, защитных средств и заземляющего провода.

- Абрамов А. И., Иванов-Смоленский А. В. Расчет и конструкция гидрогенераторов.— М.: Высшая школа, 1964.
- Альпер Т. И., Сергисевская Т. Г. Охлаждение гидрогенераторов.— М.: Энергия, 1969.
- Агеев Ю. Н., Юрченко В. С. Повышение активной мощности гидрогенераторов.— Энергетик, 1976, № 5.
- Бельский Л. С., Цинне Р. Я. Правила безопасности при эксплуатации электроустановок электрических станций и подстанций.— М.: Энергия, 1972.
- Владиславлев Л. А. Вибрация гидроагрегатов гидроэлектрических станций.— М.: Госэнергоиздат, 1962.
- Гемке Р. Г. Неправильности электрических машин.— М.: Энергия, 1972.
- Губайдуллин Н. А. Исследование теплового и вентиляционного состояния лобовых частей обмотки статора гидрогенераторов.— Электротехника, 1976, № 12.
- Зунделевич М. И., Прутковский С. А. Гидрогенераторы.— М.: Энергия, 1966.
- Инструкция по эксплуатации и ремонту генераторов на электростанциях.— М.: Энергия, 1970.
- Нормы испытаний электрооборудования.— М.: Энергия, 1979.
- Полушкин К. П. Монтаж гидрогенераторов.— Л.: Энергия, 1977.
- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей.— М.: Энергия, 1978.
- Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов.— М.: Металлургия, 1974.
- Проектирование гидрогенераторов/В. В. Домбровский, Ф. М. Дединко, А. С. Еремеев и др.— Л.: Энергия, 1968.
- Применение кремнийорганических эластомеров при ремонте электрооборудования/Г. В. Ростик, Ю. П. Агеев, М. П. Грицблант.— Энергетик, 1973, № 2.
- Ремонт сердечника статора гидрогенераторов по результатам инструментального контроля стыков/Н. Ф. Воденев, Б. В. Кислицкий, М. Ф. Калпина.— Электрические станции, 1977, № 7.
- Ростик Г. В., Агеев Ю. П. Опыт ремонта основных узлов гидрогенераторов.— Энергетик, 1970, № 11.

Введение	3
Глава первая. Конструктивные особенности гидрогенераторов	6
1-1. Обозначения	7
1-2. Компоновка	8
1-3. Система вентиляции	9
1-4. Конструкция статора	14
1-5. Конструкция ротора	18
Глава вторая. Ремонт гидрогенераторов по типовой номенклатуре	—
2-1. Система планово-предупредительных ремонтов	19
2-2. Организация и периодичность капитальных ремонтов. Определенные объемы работ	22
2-3. Типовой объем капитального ремонта	30
2-4. Технические требования к ремонту	35
2-5. Система сетевого планирования капитального ремонта	40
Глава третья. Специальные виды ремонта гидрогенераторов	—
3-1. Ремонт статора	102
3-2. Ремонт ротора	—
Глава четвертая. Приспособления, оборудование, инструмент и материалы для ремонта гидрогенераторов	139
4-1. Приспособления	—
4-2. Запасные части	141
4-3. Оборудование и инструмент	142
4-4. Материалы для ремонта гидрогенераторов	149
Глава пятая. Безопасность труда при ремонте гидрогенераторов	191
5-1. Общие положения	—
5-2. Ремонт гидрогенераторов	192
5-3. Такелажные работы	193
5-4. Работы на временных лесах и подмостях	—
5-5. Работы обмоточно-изоляционные	194
5-6. Работа с пневмоинструментом	195
5-7. Работа с электроинструментом	196
Список литературы	—

В КНИГОТОРГАХ СТРАНЫ
ИМЕЮТСЯ СЛЕДУЮЩИЕ КНИГИ
ИЗДАТЕЛЬСТВА «ЭНЕРГИЯ»

В Волгоградском

Брынский Е. А., Данилевич Я. Б., Яковлев В. И. Электромагнитные поля в электрических машинах. Л., Энергия, 1979. 80 к. Имеется 10 экз.

Извозчиков В. А., Тимофеев О. А. Фотопроводящие окислы свинца в электронике. Л., Энергия, 1979. 65 к. Имеется 10 экз.
400001, Волгоград, Рабоче-Крестьянская ул., 13. С/с 92453102 в городском управлении Госбанка.

В Донецком

Захаров В. К. Электронные элементы автоматнки. Учебник для вузов по специальности «Автоматнки и телемеханнка» — 2-е изд., перераб. и доп. Л., Энергия, 1975. 1 р. 05 к. Имеется 90 экз.
340002, Донецк, ул. Б. Хмельницкого, 102. С/с 92453001 в Калининском отделении Госбанка.

В Кзыл-Ординском

Домбровский В. В., Хуторецкий Г. М. Основы проектирования электрических машин переменного тока. Л., Энергия, 1974, 2 р. 43 к. Имеется 56 экз.
460701, Кзыл-Орда, ул. 60 лет Октября, 143. С/с 9245302 в городском отделении Госбанка.

В Киевском

Цифровые схемы распределения тока. Л., Энергия, 1969. 70 к. Имеется 273 экз.
252124, Киев, ул. Радищева, 12/16. С/с 92045305, в областной конторе Госбанка.

В Кировском

Использование водной энергии. Учеб. пособие для вузов/ Д. С. Шавелев, П. И. Васильев, Ю. С. Васильев и др. Под ред. Д. С. Шавелева. Л., Энергия, 1976. 2 р. 46 к. Имеется 10 экз.
610000, Киров, ул. Ленина, 88. С/с 9245303 в городском управлении Госбанка.

Юрий Николаевич Агеев
Николай Николаевич Богданов

РЕМОНТ
ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ

Редактор Ю. В. Долгополова
Художественный редактор Д. Р. Степанович
Технический редактор Р. К. Чистикова
Корректор А. И. Акимов
Переплет художника Г. В. Смирнова
ИБ № 1886 («Энергия»)

Сдано в набор 09.10.81. Подписано в печать 13.01.82. М.-21805. Формат 60×90/16.
Бумага типографская № 1. Гарнитура литературная. Печать высокая. Усл.
печ. л. 12,5. Уч.-изд. л. 13,41. Тираж 4000 экз. Заказ 2064. Цена 90 к.

Ленинградское отделение Энергоиздата.
191041, Ленинград, Марсово поле, 1.

Ленинградская типография № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгения Соколовой Союзоптиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. 191126, Ленинград, Социалистическая ул., 11.